



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

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE
DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE
ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**

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

Autor:

Bernal Rivera Pablo Andres

Tutor Académico:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio M.Sc.

LATACUNGA – ECUADOR

2022

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo **BERNAL RIVERA PABLO ANDRÉS** declaro ser autor del presente proyecto de investigación: “**EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**”, siendo el Ing. **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

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



.....
Bernal Rivera Pablo Andrés
C.C. 1400993596

AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

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

“EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS”, de **BERNAL RIVERA PABLO ANDRÉS**, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo 2022

El Tutor



.....
Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.
C.C. 0603578956

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, el postulante **BERNAL RIVERA PABLO ANDRÉS** con el título de Proyecto de titulación “**EVALUACIÓN DE SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

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

Latacunga, marzo 2022

Para constancia firman:



.....
Ing. MSc. Carlos Quinatoa Caiza
C.C. 0503287864



.....
Ing. MSc. Jiménez Jiménez Diego Leonardo
C.C. 0503493702



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

AGRADECIMIENTO

Expreso mi agradecimiento a Dios por permitirme poder terminar de manera exitosa la carrera.

A mis padres Rosa Esthela Rivera y Pablo Bernal por su gran apoyo y amor durante el procedimiento de formación profesional de mi carrera universitaria, por el apoyo incondicional en todas y cada una de mis decisiones, por demostrarme que con esfuerzo y dedicación se puede lograr grandes cosas sin importar los obstáculos.

A mi querida abuelita Alegría Villavicencio, a mis hermanas Elsa, Sonia, Karina, Paola y mi cuñado Mauricio por sus palabras de aliento para no darme por vencido durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi que me acogió durante el periodo de estudio, permitiéndome formar como profesional de excelencia y calidad para la sociedad.

Agradezco de todo corazón a los docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión, de manera especial, al Ing. Roberto Salazar como consejero académico y al ing. Wilian Guamán como tutor de mi proyecto quien me ha guiado con su paciencia, y sabiduría como docente.

A mis amigos de la universidad por estar siempre presentes, acompañándome a lo largo de esta etapa, compartiendo momentos muy gratos en mi vida universitaria.

A mi enamorada Dayanna Arias quien estuvo en la etapa de mi vida universitaria como estudiante apoyándome en mis momentos más difíciles y alegrando mis días.

Pablo Bernal

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres Rosa Esthela Rivera y Pablo Bernal por apoyarme incondicionalmente y saber guiarme de mejor manera en la parte moral y económica durante la estancia académica universitaria.

A mis hermanas Elsa, Sonia, Karina y Paola, por acompañarme en el proceso educativo y brindarme su apoyo día tras día en el transcurso de los años de mi carrera universitaria.

A mi abuela Alegría Villavicencio por brindarme su sabiduría y confianza para confrontar este duro camino.

A toda mi familia por confiar en mí dándome alientos y consejos.

Pablo Bernal

TEMA: “EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A. MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS”

Autor: Bernal Rivera Pablo Andrés

RESUMEN

En este proyecto el análisis del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO S.A.) con el propósito de evaluar las perturbaciones provocadas por apagones o por cortocircuito del sistema eléctrico, la presente investigación desarrollará un estudio basado en el criterio de evaluación N-1 (análisis de contingencias) obteniendo una mayor confiabilidad y seguridad en el sistema de distribución.

Por medio del diagrama unifilar general perteneciente a la empresa ELEPCO S.A., se estableció el modelamiento de la red del sistema de distribución en el software PowerFactory permitiendo verificar la seguridad de un sistema en condiciones normales y de perturbaciones. Estas violaciones pueden suscitar interrupciones del sistema de manera parcial o controlada. El propósito de este trabajo de investigación es analizar el efecto que tienen las contingencias provocadas con interrupciones sobre el nivel de voltaje que tienen los componentes en el sistema eléctrico de Cotopaxi, para seleccionar y clasificar todas las contingencias según su particular caso de estudio y en consecuencia aplicar la acción correctiva. A continuación, mediante la simulación utilizando del software Digsilent PowerFactory versión estudiantil 2021, se calculará de manera analítica las contingencias y la confiabilidad del sistema, comparando que los niveles de tensión cumplan con la normativa propuesta ARCNTER 002/20, de la información disponible en la base de datos de la empresa eléctrica ELEPCO S.A.

Finalmente, con los resultados obtenidos en la simulación se determinará un plan de maniobras ejecutables en la simulación para la neutralización de las posibles contingencias efectuadas en el sistema, los cuales servirán de guía para establecer los criterios de seccionamiento en las líneas de transmisión propuestas para mejorar los índices de confiabilidad del sistema.

Palabras Clave: Contingencias, Confiabilidad, Seguridad, Interrupciones, ELEPCO S.A.

SUBJECT: “ASSESSMENT OF THE SECURITY OF THE ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM OF THE ELECTRICAL COMPANY ELEPCO S.A. THROUGH CONDITIONING ANALYSIS”

Author: Bernal Rivera Pablo Andres

ABSTRACT

In this project, the analysis of the distribution system of the Empresa Eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO SA) to evaluate the disturbances caused by blackouts or by short circuit of the electrical system, the present investigation will develop a study based on the evaluation criterion N-1 (contingency analysis) obtaining greater reliability and security in the distribution system.

Through the general single-line diagram belonging to the company ELEPCO S.A., the modeling of the distribution system network was established in the PowerFactory software, allowing to verification the security of a system in normal conditions and disturbances. These violations may cause partial or controlled system outages. The purpose of this research work is to analyze the effect that the contingencies caused by interruptions have on the voltage level of the components in the Cotopaxi electrical system, to select and classify all the contingencies according to their case of study and consequently apply corrective action. Next, through the simulation using the software Digsilent PowerFactory student version 2021, the contingencies and reliability of the system will be calculated analytically, comparing that the voltage levels comply with the proposed regulation ARCNNER 002/20, of the information available in the database of the electrical company ELEPCO SA

Finally, with the results obtained in the simulation, a plan of executable maneuvers will be determined in the simulation for the neutralization of the possible contingencies carried out in the system, which will serve as a guide to establish the sectioning criteria in the transmission lines proposed to improve system reliability indices.

Keywords: Contingencies, Reliability, Security, Interruptions, ELEPCO S.A.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A. MEDIANTE ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS”** presentado por: **BERNAL RIVERA PABLO ANDRÉS**, egresado de la Carrera de: **INGENIERÍA ELÉCTRICA**, perteneciente a la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, lo realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

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

Latacunga, marzo del 2022

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**BOLIVAR
MAXIMILIANO
CEVALLOS GALARZA**



CENTRO
DE IDIOMAS

Bolívar Maximiliano Cevallos Galarza.
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC
CI: 0910821669

ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	INTRODUCCIÓN	2
2.1.	El problema:.....	3
2.1.1.	Situación Problemática:	3
2.1.2.	Formulación del problema:	4
2.2.	Objeto y campo de acción.....	4
2.3.	Beneficiarios	4
2.3.1.	Beneficiarios directos	4
2.3.2.	Beneficiarios indirectos	4
2.4.	Justificación	4
2.5.	Hipótesis	5
2.6.	Objetivos.....	5
2.6.1.	General:.....	5
2.6.2.	Específicos:	5
2.7.	Sistema de tareas.....	6
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	8
3.1.	Antecedentes	8
3.2.	Estados del sistema eléctrico	11
3.3.	Análisis de contingencias	13
3.3.1.	Fundamentos para Análisis de contingencias	14
3.3.2.	Criterio de Selección de Contingencias	18
3.3.3.	Criterio para la Clasificación de Contingencias	20
3.3.4.	Criterio asociado al Costo Relativo para acciones correctivas	22
3.4.	Teoría de la confiabilidad	23
3.4.1.	Método de Markov	24
3.4.2.	Importancia de la confiabilidad en SEP.....	26
3.4.3.	Parámetros de la confiabilidad en SEP	27
3.4.4.	Criterios proyectados a la confiabilidad	30
3.4.5.	Datos Históricos de SAIFI y SAIDI en sistemas de Distribución	36
3.5.	Características de la empresa eléctrica elepco s.a.....	37
3.5.1.	Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su capacidad total	37
3.5.2.	Estructura de la red	37

3.5.3. Pérdidas de Energía	37
3.6. Software digilent PowerFactory	38
3.6.1. Funciones del Software PowerFactory	41
4. METODOLOGÍA.....	42
4.1. Construcción del Caso Base	42
4.2. Validación del caso de Estudio.....	44
4.2.1. Parámetros para evaluar.....	44
4.3. Metodología para flujos de potencia.....	46
4.4. Metodología para el análisis de contingencias	47
4.4.1. Selección de Contingencias	47
4.4.2. Clasificación de Estados	48
4.5. Métodos para evaluar la Confiabilidad.....	50
4.5.1. Estructura de la Red.....	50
4.5.2. Evaluación Técnica.....	51
4.5.3. Simulación de Eventos	51
4.5.4. Caracterización de Eventos.....	51
4.5.5. Determinación de Estados	53
4.5.6. Evaluación de Estados	53
4.6. Normativas y regulaciones	54
4.6.1. Norma ARCENNR 002/20	54
5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	55
5.1. Flujos de Potencia.....	55
5.1.1. Análisis de cargabilidad del sistema.....	56
5.1.2. Análisis de los niveles de tensión en las barras	58
5.2. Análisis de Contingencias (N-1).....	59
5.2.1. Selección de Contingencias	59
5.2.2. Clasificación de Contingencias.....	60
5.2.3. Evaluación de Contingencias.....	62
5.3. Alternativas de Solución.....	70
5.3.1. Plan de Maniobras Estratégicas	70
5.3.2. Procedimientos Operativos	70
5.4. Análisis de confiabilidad	71
5.4.1. Cálculo de la confiabilidad del sistema	71

5.4.2.	Resultados de los índices de confiabilidad	73
5.4.3.	Propuesta para el mejoramiento de la confiabilidad	75
6.	CONCLUSIONES Y RECOAMENDACIONES.....	77
6.1.	Conclusiones	77
6.2.	Recomendaciones	78
7.	REFERENCIAS.....	79
8.	ANEXOS.....	81
8.1.	Anexo A: Tablas de características técnicas de la empresa ELEPCO S.A. 	81
8.2.	Anexo B: Modelamiento de la red	85
8.3.	Anexo C: Procedimiento para la selección de contingencias según el método de sensibilidad	88
8.4.	Anexo D: Tablas de validación de resultados.....	92
8.5.	Anexo E: Tablas de selección de contingencias	94
8.6.	Anexo F: Tablas de clasificación de contingencias	100
8.7.	Anexo G: Análisis de Contingencias	102
8.8.	Anexo H: Posibles Soluciones Frente a Contingencias	106
8.9.	Anexo I: Procedimiento Operativo en caso de contingencias	117
8.10.	Anexo J: Procedimiento para la Determinación de las características de los índices básicos de la Confiabilidad en Digsilent PowerFactory	119
8.11.	Anexo K: Procedimiento de selección de protecciones en el software PowerFactory....	121
8.12.	Anexo L: Tabla de Confiabilidad	123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Estados operativos de un sistema eléctrico.	12
Figura 3.2. Potencias Activas inyectadas con las fases de las tensiones nodales [12].	14
Figura 3.3. Análisis de contingencias basado en índices de severidad [12].	17
Figura 3.4. Análisis de contingencias basado en un flujo de cargas [12].	18
Figura 3.5. Función de confiabilidad [T2109] [18].	23
Figura 3.6. Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos [9].	24
Figura 3.7. Espacio de estados de un sistema de un elemento [9].	25
Figura 3.8. Atributos de los sistemas de potencia relacionados con confiabilidad [7].	27
Figura 3.9. Topología típica de un sistema de distribución [7].	28
Figura 3.10. Torre de Transmisión.	38
Figura 3.11. Sistema Industrial.	39
Figura 4.12. Metodología propuesta para la ejecución de Flujos de carga.	46
Figura 4.13. Metodología propuesta para la evaluación de Análisis de Contingencias.	49
Figura 4.14. Red de Distribución Eléctrica de la provincia de Cotopaxi [25].	50
Figura 4.15. Procedimiento propuesto para la determinación de estados en la estructura de la red.	53
Figura 4.16. Metodología propuesta para la evaluación de la confiabilidad en la red de distribución.	54
Figura 5.17. Representación Gráfica del Flujo de Potencia en los Transformadores.	56
Figura 5.18. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Generadores.	57
Figura 5.19. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Transformadores.	58
Figura 5.20. Niveles de Tensión en las Barras.	59
Figura 5.21. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda mínima.	60
Figura 5.22. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda media.	61
Figura 5.23. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda máxima.	61
Figura 5.24. Representación Gráfica para la contingencia Laigua – La Cocha de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	63
Figura 5.25. Representación Gráfica para la contingencia T_La Cocha de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	63

Figura 5.26. Representación Gráfica para la contingencia Mulaló – Laigua de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	64
Figura 5.27. Representación Gráfica para la contingencia Mulaló – Laigua de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	64
Figura 5.28. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	65
Figura 5.29. Representación Gráfica para la contingencia San Rafael – CRS de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	65
Figura 5.30. Representación Gráfica para la contingencia Ambato – Fairis de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	66
Figura 5.31. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	66
Figura 5.32. Representación Gráfica para la contingencia Deriv Familia – Lasso de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	67
Figura 5.33. Representación Gráfica para la contingencia Ambato – Fairis de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	67
Figura 5.34. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	68
Figura 5.35. Representación Gráfica para la contingencia Deriv Familia – Lasso de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	68
Figura 5.36. Representación Gráfica para la contingencia San Rafael – CRS de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	69
Figura 5.37. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.	69
Figura 5.38. Resultados de los índices de confiabilidad proporcionados por el Software Digsilent PowerFactory.	72
Figura 5.39. Indicadores de confiabilidad de la red de Ambato en el sistema.	73
Figura 5.40. Indicadores de confiabilidad de la red de Quevedo en el sistema.	74
Figura 5.41. Indicadores de confiabilidad de la red de Mulaló en el sistema.	74
Figura 5.42. Comparación de Estados según los índices de confiabilidad.	76
Figura B.43. Simulación de la Sección Ambato en PowerFactory.	85
Figura B.44. Simulación de la Sección Mulaló en PowerFactory.	86
Figura B.45. Simulación de la Sección Pujilí/CRS/La Cocha en PowerFactory.	87

Figura C.46. Paso 2 del proceso para la selección de contingencias.....	88
Figura C.47. Paso 4 del proceso para la selección de contingencias.....	88
Figura C.48. Selección de la variable para las líneas de transmisión.....	89
Figura C.49. Selección de la variable para los transformadores.	89
Figura C.50. Variación de flujos de mayor a menor para las líneas de transmisión.	90
Figura C.51. Variación de flujos de mayor a menor para los transformadores.....	90
Figura C.52. Selección de contingencias para las Fault Cases.....	91
Figura C.53. Paso 12 del proceso para la selección de contingencias.....	91
Figura C.54. Implementación de Contingencias para su estudio.	91
Figura H.55. Alternativa de Seccionamiento No.1 (R-AMBAT-01).	114
Figura H.56. Alternativa de Seccionamiento No.2 (R-CRS-01).	114
Figura H.57. Alternativa de Seccionamiento No.3 (R-FAMIL-01).	115
Figura H.58. Alternativa N0.12 (R-ILLUCH-02).	115
Figura H.59. Alternativa No.17 (R-LAIGU-01)	115
Figura H.60. Alternativa No.18 (R-PUJIL-01).	116
Figura J.61. Ventana de Basic Data en PowerFactory.	119
Figura J.62. New Object.....	119
Figura J.63. Estructura para el Tramo Troncal.	120
Figura J.64. Seleccionar Tipo de Proyecto según la línea.....	120
Figura K.65. Selección de protección tipo Relé en las líneas de 69 kV.....	121
Figura K.66. Selección de protección tipo Fusil a las líneas de 13.8 kV.	121
Figura K.67. Designación de los alimentadores del sistema.....	122
Figura K.68. Determinación del número de clientes por carga en el sistema.	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Clasificación de contingencias [16].....	20
Tabla 3.2. Índices de confiabilidad IEEE-RTS (contingencias de primer nivel y modo común) [17].	21
Tabla 3.3. Ejemplo de categorización de cortocircuitos en las líneas de transmisión [17].	21
Tabla 3.4. Lista de Posibles Acciones Correctivas [17].	22
Tabla 3.5. Componentes Promedio de Confiabilidad para distribución Aérea [15].....	29
Tabla 3.6. Componentes Promedio de Confiabilidad para distribución Subterránea [15].	30
Tabla 3.7. Sistema de Rendimiento del SAIFI y SAIDI [19].	36
Tabla 3.8. Funciones Básicas del software Digsilent PowerFactory	41
Tabla 3.9. Funciones Avanzadas del software Digsilent PowerFactory.....	41
Tabla 4.10. Estructura de los generadores de la red ELEPCO S.A.	42
Tabla 4.11. Datos Técnicos de los Transformadores de la red ELEPCO S.A.....	43
Tabla 4.12. Propuesta para clasificación de contingencias mediante la convergencia del sistema.	48
Tabla 4.13. Límites para el índice del nivel de voltaje [11].	54
Tabla 5.14. Validación de la cargabilidad de los transformadores.	57
Tabla 5.15. Tabla tipo resumen de las Clasificaciones de los casos de estudio para el sistema...	62
Tabla 5.16. Datos de las demandas de las subestaciones.....	71
Tabla 5.17. Tabla de Comparación de Resultados.....	72
Tabla 5.18. Indicadores de Confiabilidad según el tipo de evento.	73
Tabla 5.19. Validación de casos de confiabilidad.	76
Tabla A.20. Datos técnicos de la línea de 138 kV de transmisión proyectada de la red de ELEPCO S.A.....	81
Tabla A.21. Datos Técnicos de la línea de 69 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.	81
Tabla A.22. Datos Técnicos de la línea de 13,8 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A. .	82
Tabla A.23. Datos Técnicos de las Subestaciones de la red de ELEPCO S.A.	82
Tabla A.24. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.	83
Tabla D.25. Flujo de Carga y Validación de resultados en los Transformadores.	92
Tabla D.26. Cargabilidad en los Generadores del Sistema.....	92
Tabla D.27. Cargabilidad en los Transformadores del Sistema.	93
Tabla D.28. Niveles de Tensión en las Barras del Sistema.	93

Tabla E.29. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda mínima por medio del criterio de sensibilidad.	95
Tabla E.30. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda media basado en el criterio de sensibilidad.	95
Tabla E.31. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda máxima por medio del criterio de sensibilidad.....	96
Tabla E.32. Selección de los transformadores para el caso demanda mínima por medio del criterio de sensibilidad.	97
Tabla E.33. Selección de los transformadores para el caso demanda media basado en el criterio de sensibilidad.	97
Tabla E.34. Selección de los transformadores para el caso demanda máxima por medio del criterio de sensibilidad.	98
Tabla E.35. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda mínima.	98
Tabla E.36. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda media.	99
Tabla E.37. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda máxima.	99
Tabla F.38. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda mínima.	100
Tabla F.39. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda media.....	100
Tabla F.40. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda máxima.	101
Tabla G.41. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda mínima.	102
Tabla G.42. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda media.	102
Tabla G.43. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda máxima.	103
Tabla G.44. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 1,05 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda mínima.	105
Tabla G.45. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 1,05 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda media y máxima.	105
Tabla H.46. Cuadro de posibles de Maniobres para las contingencias seleccionadas.	106
Tabla I.47. Disparo de la línea de 69 kV La Maná – Calope [29].....	117
Tabla I.48. Procedimiento Operacional frente a una contingencia N-1.	118
Tabla L.49. Distribución de la demanda en función del número de clientes por alimentador. ..	123
Tabla L.50. Distribución para el Análisis de los parámetros de la confiabilidad.	124

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. mediante análisis de contingencias.

Fecha de inicio:

25 de octubre del 2021

Fecha de finalización:

25 de marzo de 2022

Lugar de ejecución:

Latacunga

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

Carrera que auspicia:

Electricidad

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

Grupo de investigación:

Tutor: Guamán Cuenca Wilian Patricio,

Estudiante: Bernal Rivera Pablo Andres.

Área de Conocimiento:

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

Línea de investigación:

Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Diseño de redes y explotación de sistema eléctricos de potencia.

2. INTRODUCCIÓN

En la actualidad cada vez son más los dispositivos y sistemas que dentro de sus etapas o procesos son accionados por energía eléctrica, por lo general la mayoría de estas técnicas consisten en la transformación de energía y aquellos responsables de realizarlo son los sistemas eléctricos de potencia.

Los sistemas eléctricos (SEP) se encuentran conformados por cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica, cuya función es suministrar energía eléctrica a los usuarios finales. Dentro de su estructura se pueden llegar a presentar disturbios en los elementos o equipos que lo conforman al ser expuestos a la acción de conexión y desconexión involuntaria o precisa.

Normalmente el sistema eléctrico de potencia posee una respuesta casi inmediata ante el surgimiento de dicho disturbio, exhibiendo una magnitud superior al voltaje nominal del sistema, a esto se lo denomina sobretensión. Las sobretensiones son las responsables de producir fallas y daños al servicio de energía eléctrica, provocando pérdidas económicas a las industrias y materiales a los equipos.

Estos eventos se les conoce como contingencias y se forman por diferentes causas, las cuales se clasifican en sobretensiones externas y sobretensiones internas. La primera nos manifiesta que sus causas son producidas por agentes externos al SEP, como descargas atmosféricas, mientras que la segunda indica que son causas debido al estado de funcionamiento del sistema eléctrico, como fallas de maniobra, conexión y desconexión de circuitos.

Además, por medio de la normativa ARCNR 002/20, la cual nos indica el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables que resuelve la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica ecuatoriana, permitiendo verificar el nivel de regulación de voltaje para el sistema eléctrico, de esta manera contribuirá con el desarrollo de la investigación

La presente investigación desarrollará un estudio de análisis de contingencias basado en el criterio de evaluación N-1 y verificará los efectos sobre la operación para las sobretensiones internas de los elementos presentes en el sistema eléctrico de Cotopaxi (ELEPCO S.A.), a través del uso del software PowerFactory. Posteriormente se realizará un estudio sobre la confiabilidad del sistema eléctrico aplicando el mismo programa.

2.1. EL PROBLEMA:

2.1.1. Situación Problémica:

Un sistema eléctrico de potencia comprende el estudio y análisis de una correcta operación de sus componentes, cuyo objetivo es transferir energía eléctrica a diferentes áreas. En un SEP se establece una generación y un sistema de transmisión para la transferencia de energía a las subestaciones de transformación, las mismas que serán capaces de alimentar las cargas de usuarios: comerciales, industriales y residenciales.

Es necesario comprender las dificultades que un SEP puede tener, desde su generación hasta su consumo, de esa manera frente a cualquier tipo de falla, seguir operando sus funciones. El análisis de contingencias permite mejorar las condiciones de operación y seguridad de los sistemas eléctricos, el sistema permanece operando en condiciones adecuadas de funcionamiento, contemplando que los flujos de potencia en las líneas de transmisión se encontrarán dentro de los límites aceptables de funcionamiento, mientras que, en las barras los voltajes se mantendrán dentro de sus rangos de variación permitidos.

La principal consecuencia al no ser analizados los eventos de contingencias dentro de cualquier sistema eléctrico, es no garantizar el suministro de energía eléctrica durante la ocurrencia de perturbaciones, provocando dos escenarios en la red: el primero, expresa errores en el análisis para encontrar un nuevo punto de equilibrio para el sistema y el segundo, en casos extremos puede llegar a ocasionar un colapso total o parcial de la red, sugiriendo un análisis profundo a las contingencias, originadas por un evento de amenaza, donde se estudiará la probabilidad de ocurrencia del siniestro.

Al ocurrir la salida de un elemento del sistema, provoca que el SEP trabaje más cerca de sus límites de estabilidad, lo que puede generar inestabilidad y ocasionar un colapso a los sistemas eléctricos de transmisión. Por lo tanto, se analizan eventuales contingencias de los elementos, donde se puede localizar las partes más críticas, planificando las maniobras necesarias, con el fin de mantener la confiabilidad en la operación.

Los estudios de contingencias son fundamentales para evaluar el grado de seguridad de un sistema eléctrico de potencia con el propósito de seleccionar acciones correctivas con anticipación. Para esto se utiliza un límite de tolerancia que se ajusta a la operación de la salida de cualquier elemento. Normalmente las salidas planeadas están asociadas a operaciones de mantenimiento, mientras que las no planeadas terminan en fallas o cortocircuitos.

Establecido en la presente información, la empresa ELEPCO no posee un análisis de contingencias en su sistema eléctrico, lo que provoca una falta de seguridad en la red de distribución, obteniendo los problemas planteados. Es necesario este estudio de contingencias, para conocer las acciones recomendadas para una perturbación.

2.1.2. Formulación del problema:

En el sistema eléctrico se pueden presentar sucesos, contingencias que provocan fallas o pérdida de estabilidad que inciden en la seguridad del sistema durante la operación, generando daños en los equipos de las redes de distribución de la Empresa ELEPCO S.A.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

- **Objeto:** Sistema eléctrico de potencia de la empresa ELEPCO S.A.
- **Campo de Acción:** 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución.

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos

ELEPCO S.A.

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Ciudadanía que se encuentra dentro de la zona de influencia de esta infraestructura eléctrica.

2.4. JUSTIFICACIÓN

La presente investigación se encuentra anclada al proyecto formativo “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional” de la carrera de Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi. En el marco de dicha investigación se considera pertinente evaluar la seguridad del sistema en redes de distribución de la Empresa Eléctrica ELEPCO S.A.

La investigación proyecta el análisis de contingencias durante la operación de un sistema eléctrico de potencia, en diferentes escenarios donde la falla puede prolongarse de manera inesperada o programada. Sugiriendo recomendaciones personalizadas para cada tipo de falla que pueda cometer, beneficiando al sistema eléctrico de distribución de la empresa.

Por esta razón, se decide aplicar el análisis de seguridad en condiciones de contingencias, el mismo que es conocido como contingencia simple, sin embargo, deberá mantenerse en condiciones aceptables de funcionamiento, considerando varios aspectos de las líneas de distribución dentro de los límites normales de operación, considerando lo establecido según la hipótesis planteada.

En base a lo establecido, se procederá a simular el desarrollo del Sistema Eléctrico de Potencia que conforma la empresa ELEPCO S.A., utilizando el software de PowerFactory con el objetivo de observar los problemas o perturbaciones, que se pueden presentar por algunos imprevistos no deseados o controlados, demostrando la seguridad que se presentan en las barras. Dicho sistema se encuentra conformado por varias subestaciones como: S/E Mulaló, S/E San Rafael, S/E La cocha, S/E Lasso, S/E Sigchos y S/E El Calvario, así como también lo conforman la barra de 138 kV de Novacero, la barra de 69 kV de Familia Sancela y las interconexiones con las generadoras Illuchi I y Illuchi II.

La importancia del presente proyecto reside en el análisis de pérdida o falla de cualquier elemento dentro de la red, que pueda dificultar la transmisión de energía eléctrica. El Análisis de contingencia en corriente alterna (AC), según el software de DigSilent PowerFactory permite a los usuarios definir escenarios de interrupción y falla de componentes. Los escenarios definidos por el usuario, los cuales se estudian dicho sistema. Por ello se utilizará el análisis de contingencia de DigSilent PowerFactory, el cual emplea un algoritmo rápido de selección o clasificación para seleccionar una lista de contingencia clasificada para estudios detallados.

2.5. HIPÓTESIS

Los niveles de tensión y las condiciones de carga en líneas y transformadores del sistema eléctrico de ELEPCO S.A. se encuentran dentro de los límites establecidos por la regulación local ante contingencias N-1.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General:

Evaluar la seguridad del Sistema Eléctrico de Distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A, mediante análisis de contingencias.

2.6.2. Específicos:

Investigar acerca de los fundamentos y las aplicaciones necesarias para el análisis de contingencias en el sistema eléctrico de distribución de ELEPCO S.A.

Modelar el sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A en el software DigSilent PowerFactory para determinar las condiciones del sistema en régimen permanente.

Determinar los niveles de confiabilidad del sistema eléctrico de la empresa, verificando el comportamiento de los parámetros de los elementos que lo componen.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos Específicos	Actividad (tareas)	Resultados esperados	Medios e Instrumentos
<p>Investigar acerca de los fundamentos y las aplicaciones necesarias para el análisis de contingencia en el sistema eléctrico de distribución.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Investigación bibliográfica referentes al análisis de contingencias del sistema eléctrico. - Recopilación de información técnica acerca de los elementos que conforman el sistema. - Validación de los fundamentos para aplicación del criterio en el sistema. 	<p>Aporte bibliográfico dentro del marco teórico referente a contingencias a sistemas eléctricos.</p> <p>Tabla de datos con las especificaciones técnicas de las subestaciones, líneas de transmisión, cargas y transformadores.</p> <p>Procedimiento de la metodología de contingencias N-1.</p>	<p>Bibliografía: Libros Tesis Artículos Revistas Normativa de Regulación ARCERNR 002/20 Informes Técnicos</p>
<p>Modelar el sistema eléctrico de distribución de la empresa eléctrica ELEPCO S.A en el software DigSilent PowerFactory asociando a los componentes que se encuentran en las subestaciones eléctricas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de los principales alimentadores de las subestaciones. - Determinación de los parámetros de los elementos para la seguridad del sistema eléctrico. - Aplicación del software para modelar los elementos que conforman el sistema de ELEPCO S.A. - Verificación de sobrecargas en los elementos del sistema bajo las condiciones de contingencias. 	<p>Representación del diseño de la estructura de la red de Cotopaxi en el formato DWG.</p> <p>Tabla tipo resumen sobre la cargabilidad y niveles de tensión en los transformadores y barras.</p> <p>Archivo ejecutable en el formato PFD, del software PowerFactory.</p> <p>Informe de resultados acerca de los eventos de contingencias generados por el software DigSilent PowerFactory.</p>	<p>Simulación en el programa DigSilent PowerFactory Excel Imágenes.</p>

<p>Determinar la confiabilidad del sistema eléctrico de la empresa, verificando el comportamiento de los parámetros de los elementos que lo componen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Clasificación de las contingencias de acuerdo con su estado de operación. - Planteamiento de soluciones alternativas para las contingencias críticas identificadas. - Delimitación de indicadores de confiabilidad 	<p>Lista de eventos de contingencias, establecido que pueden ser seguros e inseguros para el sistema.</p> <p>Reporte de recomendaciones para alternativas soluciones del sistema.</p> <p>Lista de indicadores de confiabilidad basados en la frecuencia de interrupción promedio orientados a los usuarios.</p>	<p>Normativa de Regulación ARCERNR 002/20 Simulación DigSilent PowerFactory</p>
---	--	---	---

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

El 23 de mayo de 1961, se fundó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) cuya responsabilidad es integrar el sistema eléctrico nacional y elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las necesidades de energía eléctrica. Uno de los propósitos del INECEL era integrar, normalizar y masificar la cobertura de este servicio según la estructura del primer Plan Maestro de Energía Eléctrica [1].

El 11 de abril de 1909, el municipio de Latacunga inauguró en forma oficial el servicio de alumbrado eléctrico de la ciudad, conformándose “Servicios Eléctricos Municipales”, cuya entidad fue la encargada de administrar la energía eléctrica producida por una pequeña planta hidráulica que producía 30 KW [2]. El servicio que se brindaba era exclusivamente de alumbrado de domicilios y las calles céntricas de la ciudad.

Durante el transcurso de los años fue incrementando el servicio eléctrico, utilizando otra central hidráulica de 300 kW sobre el río Yanayacu en 1925. Mientras la demanda eléctrica siguió incrementando, se planificó el proyecto Illuchi a 10 km al oriente de la ciudad de Latacunga, luego el proyecto Illuchi II entró en operación en 1967. No fue hasta 1975 cuando el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL se haría cargo de la administración de la energía eléctrica en Cotopaxi [2].

En 1977 se interconecta al Sistema Nacional mediante la subestación San Rafael y una línea de 69 KV hasta la ciudad de Ambato. Sin embargo, a través de un notario público del cantón Latacunga, el 25 de noviembre de 1983 se le otorga la escritura de la constitución de la compañía denominada “Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.)” [2].

Una de las principales responsabilidades de las empresas distribuidoras de energía eléctrica se encarga de suministrar potencia y energía a sus respectivos consumidores con la propósito de satisfacer su demanda [3]. En la historia se han presentado grandes apagones causados por eventos no deseados y en su mayor incidencia no fueron considerados dentro de las evaluaciones de seguridad, dejando en evidencia la insuficiencia y dificultad que han tenido los operadores cuando se presentan este tipo de eventos inesperados.

La definición que mejor describe al criterio N-1, consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red, dentro de una línea de transmisión, en un transformador o un generador [4], provocando distintas combinaciones de contingencias, evaluando cada elemento catalogado si es seguro o inseguro.

En el trabajo desarrollado por [5], se planteó el análisis de confiabilidad en un sistema de distribución y subtransmisión, considerando el criterio N-1, obteniendo como resultado fallas comunes en sus estructuras de varios circuitos, los cuales examinarán los impactos, costos, riesgos y soluciones que conlleven a recomendar refuerzos en dicho sistema, entonces el límite de la carga será igual al límite de operación normal. Para el estudio que realiza en bajas tensiones en presencia de las condiciones N-1 del sistema, declara que todas las barras deben cumplir con los criterios de calidad, estableciendo que durante su operación en estado estable de las tensiones en las barras de: 115 kV, 110 kV y 230 kV, no pueden llegar a ser inferiores a 0.9 p.u. ni superiores a 1.1 p.u. [5].

En la investigación del trabajo de grado [6], presentado en 2017, expone su aporte en las actividades fundamentales establecidas, como los procedimientos para la correcta operación y confiabilidad del sistema eléctrico de la empresa EDEQ, su aplicación se dirige a las redes de nivel de tensión de 115 KV, ayudando a corregir el sistema por un evento de falla, enfocándose en restablecer el suministro de electricidad para los usuarios afectados. En función de la correcta aplicación del plan estructurado, también otorga cumplimiento a las normativas de regulación y control [6].

El trabajo de tesis realizado en [7] se orienta en la determinación de los parámetros e indicadores de confiabilidad en sistemas de distribución, haciendo énfasis en los métodos para evaluar la confiabilidad como los determinísticos y estocásticos, dado a los eventos aleatorios que se encuentran en el sistemas de transmisión y distribución, adquiriendo conocimientos básicos para realizar un estudio de flujo de cargas y estados operativos en cada elemento de la red afectando su correcta operación del sistema potencia.

El estudio que establece el criterio N-1 contribuye al método determinístico, en donde la función que se establece es verificar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia, y su fundamento está en la hipótesis de un caso denominado a priori como un evento riesgoso para todo el sistema. El estudio de confiabilidad realizado en sistemas eléctricos demanda de los análisis operativos del sistema, por ende, la metodología de estudio planteada por [7], exige niveles o eventos de contingencias, mediante herramientas computacionales se realiza la simulación de diferentes casos de falla de los elementos que componen el sistema, como son; líneas de transmisión conectadas, generadores síncronos y transformadores. La valoración de la confiabilidad de los sistemas eléctricos consiste en distinguir y modelar todos los eventos probabilísticos de fallas que pueden darse en la red.

Los resultados a los que llega [7], para validar el criterio N-1, es posible llegar a realizar hasta el criterio N-2, en caso de que algún elemento se encuentre fuera de servicio por falta de disponibilidad, y en condiciones extras llegar a ocasionar el análisis del criterio N-K, donde k es el número de elementos con fallas consideradas en este análisis. En [7] se compara los estudios de conexiones entre la unidad de planeación minero energética (UPME) y el sistema interconectado nacional (SIN), considerando el criterio N-1 para el primero, mientras para el segundo se considera las contingencias N-K de seguridad y calidad respectivamente.

En el artículo [8], se entrega información teórica acerca de la definición del criterio n-1, a través del Decreto Supremo N°327¹. Se establece que el sistema eléctrico chileno debe encontrarse protegido frente eventos contingencias mediante dos medidas: el primero permite contar con instalaciones suficientes, según el caso de que una de estas instalaciones falle, este puede neutralizar la falla de manera inmediata con un elemento cuyas características son similares.

Mientras que la segunda medida, consiste en tipo de instalaciones diseñadas justamente para que la contingencia producida no propague al resto del sistema, produciendo así solo una falla con salida incontrolada [8].

Dentro de los aspectos estudiados en el informe [8] se proyectó una evaluación técnica y económica de la aplicación del criterio N-1, desde el punto de vista de las empresas y los usuarios, comprendiendo la valorización de los activos de la empresa y la generalización del beneficio social.

En el caso de subtransmisión, Chilectrica [8], mantiene un alto nivel de servicio a sus usuarios, a través de una política que involucra la inclusión de transformadores de reserva, con el propósito de asegurar la continuidad del servicio. Este informe presenta dos métodos principales para corregir una contingencia simple, aplicando el concepto N-1; el primero, se agrega un cuarto transformador monofásico a los bancos de transformadores y la segunda, se agrega un segundo transformador trifásico en las subestaciones.

En [9], los autores presentan los varios planteamientos que son empleados para realizar el estudio de flujos de potencia, al análisis o estudio en estado estacionario o estable se lo denomina como Flujo de Carga. Se presenta material de apoyo teórico y planteamientos matemáticos que establecen en los métodos de resolución, como son; Newton-Raphson, Flujo Desacoplado Rápido.

¹ Decreto Supremo N°327, artículo 237 se aplica en Chile.

La tesis proporcionada por [10], establece una comprensión de las perturbaciones transitorias que se pueden presentar en las redes generales de distribución. El impacto más crítico que producen estas perturbaciones en la tensión de suministro al sistema altera el funcionamiento de los equipos conectados a la red, ocasionando costos importantes en procesos de distribución. Por tal motivo, estos eventos de perturbaciones en la tensión son más perjudiciales debido a su carácter aleatorio e irregular.

Las operaciones seguras del sistema requieren que líneas y transformadores no tengan carga mayor al 80% de su capacidad nominal y que sus magnitudes de tensión se encuentren entre 0,95 y 1,05 como establece la regulación de control [11], el cual permite determinar los rangos de voltajes admitidas en alto voltaje con un $\pm 5\%$ y $\pm 8\%$ para bajo voltaje. Indicando cuales las contingencias son aquellas que no cumplan con las condiciones mencionadas dentro del sistema de ELEPCO S.A. de esta manera poder identificar las líneas que tienen mayor riesgo en caso de una contingencia.

Además, si se cumple con el nivel de tensión en el punto de medición cuando se registra el 95% o más de la variación de tensión en todas sus fases durante el periodo de evaluación el cual se ejecuta durante 7 días, se formaliza que los límites se localizan con dentro del rango permitido.

3.2. ESTADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Al enfocarse en la operación del sistema de energía, el objetivo del monitoreo y control en tiempo real es básicamente mantener las magnitudes eléctricas, principalmente la corriente que fluye a través de las líneas y el voltaje de las barras colectoras, ajustando el efecto de los cambios en la demanda y las consecuencias de los eventos pueden ocurrir. Así, para el operador responsable de manipular el sistema eléctrico, su seguridad puede ser cuantificada en términos de la capacidad para permanecer en un estado aceptable [12].

En caso de no exceder los límites impuestos a las variables, puede llegar a provocar eventos predecibles, los cuales le permiten la evolución y la producción de la demanda, caso contrario puede ocasionar una serie de eventos impredecibles conocidos como contingencias.

Al involucrarse con el sistema eléctrico de potencia implica proporcionar una clasificación de posibles estados del sistema basada en la seguridad. Esta clasificación del sistema se puede observar en la que se muestra en la Figura 3.1.

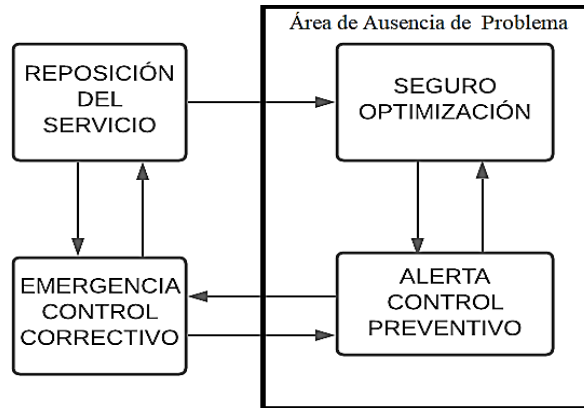


Figura 3.1. Estados operativos de un sistema eléctrico.

El sistema está en un estado normal cuando se satisface la demanda y se cumplen las restricciones de las variables, es decir, los generadores como el resto del equipo de la red están operando dentro de sus límites operativos. Por otro lado, de un evento inevitable que provoque una violación de los límites de las variables, es la sobrecarga en el sistema en líneas y tensiones lejos de los límites de explotación [12].

Un estado seguro se entiende como una etapa que cumple con las restricciones sobre las variables del sistema y con ciertos criterios de seguridad, la ausencia de dichos criterios pueda causar una violación de los límites de las variables, al menos entre un amplio rango de posibles casos predefinidos de acuerdo con las características del sistema. En ocasiones, si el sistema no se sale fuera de los límites, pero, no cumplen con los criterios de seguridad establecidos, la red se representará un estado de alerta [12].

Al momento de representar una situación como la anterior donde el sistema evoluciona, perjudicando incluso los límites operativos de las variables, se deben tomar acciones correctivas, las cuales eliminan los límites operativos infractores y regresar el sistema a un estado normal, a esto se lo conoce comúnmente como control de reparaciones. En determinadas circunstancias, el servicio a los usuarios puede verse afectado como resultado de las acciones después de la intervención del operador.

Dependiendo del estado del sistema, el objetivo que guía las acciones del operador cambia. El objetivo del control correctivo es restaurar el sistema a un estado normal, con prioridad absoluta porque en una emergencia, las consideraciones económicas son secundarias, en cambio cuando las variables del sistema están dentro de los límites, el objetivo es minimizar los costos operativos del sistema, distribuir la producción entre las unidades más económicas y minimizar las pérdidas que se producen en el proceso transporte. La decisión de implementar un adecuado control preventivo está siempre asociada a un compromiso entre lo económico y la seguridad.

Finalmente, es importante enfatizar la importancia fundamental de los sistemas de monitoreo y control comúnmente denominados sistemas SCADA, porque facilitan la acción de monitorear en cualquier momento diversas magnitudes eléctricas.

3.3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Las contingencias son casos en los que se estudian los efectos sobre el sistema y capacidad de permanecer en operación normal, con la ausencia o pérdida de un elemento. El análisis de contingencias consiste, sobre la dependencia entre variables cualitativas, para medir el grado de asociación que utiliza el coeficiente de contingencia.

El análisis de contingencias se puede realizar en la etapa de generación, transmisión o distribución, la finalidad de dicho análisis es demostrar que después de una perturbación, el sistema sea capaz de soportar y mantenerse en operación bajo las normas de [5].

El objetivo más importante de realizar un análisis de contingencias es conocer el estado del sistema antes y después de que se produzca la falla, de esta manera contabilizar cuantos elementos pueden operar bajo condiciones anormales. Un análisis de contingencias posee parámetros fundamentales de operación como lo es la tasa de falla y la tasa de reparación, los cuales son la base para el cálculo de los índices de confiabilidad [13].

La seguridad de un sistema siempre debe ser entendida de una manera firme en presencia de una serie de contingencias que afectan directamente al sistema, por lo tanto condicionan las medidas de la seguridad. Existen normalmente tres tipos de contingencias, cada una describe fenómenos diferentes, las cuales son:

- **El Fallo Simple:** este tipo de fallo sucede, cuando existe una mala resolución de cualquier elemento del sistema como el generador, la línea, transformador o reactancia, también es denominado como criterio N-1, cuando falla n elementos del sistema.
- **El Fallo Simultáneo:** Sucede en líneas de doble circuito donde comparten apoyos en un tramo considerable especificado según su trazado, en estudios de planificación y transporte también es conocido como el criterio N-2.
- **Situaciones Especiales:** Estas situaciones se basan en el fallo del mayor generador de una zona (urbana o rural) y una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema, no es muy probable que suceda, no obstante siempre se tiene precauciones.

Por tanto, el análisis de seguridad, más conocido como análisis de contingencias, en principio, el análisis de contingencias implica implementar un flujo de cargas completo para cada una de las

contingencias seleccionadas. El problema radica en cómo elegir dichas contingencias que se analizan en detalle, para reducir el tiempo de respuesta, de manera que ningún evento problemático quede excluido del análisis planteado, limitado por las condiciones específicas de operaciones de tiempo real [12].

Consiguientemente, el motivo actual de los programas de análisis de contingencias es realizar una preselección de contingencias sobre la base de criterios de aproximación, seguida de un análisis detallado de los casos de contingencia calificados, como problemática a través de un flujo de carga, la cual es nominalmente un algoritmo de flujo desacoplado rápido (FDR), debido a su facilidad de resolver una contingencia en un periodo de tiempo mínimo.

Uno de los algoritmos más utilizados se basa en clasificar las contingencias en orden descendente de severidad, el cual refleja el nivel de carga de líneas y transformadores después de la acción de un determinado evento.

El índice de severidad utiliza el cálculo de uno de los factores de distribución para cada contingencia, dicho factor se multiplica con la potencia que transportaba la línea, según corresponda. Para detectar problemas de tensiones anormales, algunos autores propusieron la utilización de los factores de distribución en métodos basados en aproximaciones lineales. No obstante se debe tener en cuenta el carácter no lineal que tienen las potencias reactivas, manifiestan problemas a las predicciones realizadas, siendo el método cuestionados por muchos.

Por ello es importante la implementación de un segundo grupo de técnicas para la preselección de contingencias conocidas como “*Contingency Screening*” este sistema utiliza un algoritmo iterativo, acompañada de una comprobación de sobrecargas y límites de tensión [12].

3.3.1. Fundamentos para Análisis de contingencias

3.3.1.1. Orientado en factores de distribución

Es posible usar un modelo aproximado para los cálculos de la potencia activa, a través del flujo de cargas continua, cuya principal característica es la linealidad de las ecuaciones que corresponden a las potencias activas inyectadas en los nudos, haciendo referencia al método nodal, mostrada en la Figura 3.2.

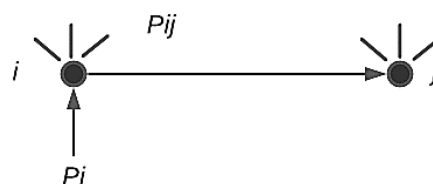


Figura 3.2. Potencias Activas inyectadas con las fases de las tensiones nodales [12].

Para ello es necesario conocer la fórmula de dicho modelo, visualizada en la Ecuación (3. 1).

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{V_i \cdot V_j}{x_{ij}} \cdot \text{sen } \theta_{ij} \approx \sum_j \frac{\theta_i \cdot \theta_j}{x_{ij}} \quad (3. 1)$$

donde x_{ij} es la reactancia del elemento que une los nudos i y j .

La relación anterior puede expresarse en forma matricial como $P = B \cdot \theta$, y, en consecuencia, se obtiene una relación lineal entre los flujos de potencia en líneas y transformadores, P_f , y las potencias inyectadas en los nudos, para mejor comprensión se muestra en la Ecuación (3. 2) [12]:

$$\left. \begin{array}{l} A^T \cdot \theta = X \cdot P_f \\ P_f = [X^{-1} \cdot A^T] \cdot \theta \\ P = A \cdot P_f \end{array} \right\} \rightarrow P_f = [X^{-1} \cdot A^T \cdot B^{-1}] \cdot P \quad (3. 2)$$

$$P_f = S \cdot P$$

Donde:

A = es la matriz de incidencias nudos-ramas reducida en la fila del nudo de referencia

X = es una matriz diagonal de reactancias de líneas y transformadores.

S = es la matriz de sensibilidades entre el flujo de potencia y la potencia aplicada al nudo.

Aplicando "el principio de superposición de sistemas lineales", los nuevos flujos de potencia tras un cambio en las potencias inyectadas en los nudos se obtienen en la Ecuación (3. 3):

$$\begin{aligned} P_f &= S \cdot [P + \Delta P] \\ SP &= P_f^0 + S \cdot \Delta P \end{aligned} \quad (3. 3)$$

Los factores de distribución de la potencia activa inyectada en los nudos se definen como el incremento de potencia en un elemento concreto (línea o transformador) que une los nudos m y n ante un incremento unitario en la potencia inyectada en el nudo i [12]:

$$P_{mn}^i = \frac{\Delta P_{mn}^i}{\Delta P_i} = \frac{\Delta \theta_m - \Delta \theta_n}{x_{mn}} = S_{mn,i} \quad (3. 4)$$

Es fundamental insistir en que la dependencia de la topología de la red recae en los factores de distribución, provocando la utilización de técnicas eficientes de matrices dispersas, el distinguido cambio de potencia en el elemento mn ante la posibilidad de un fallo en uno de los generadores en el nudo i se obtiene en la Ecuación (3. 5) y (3. 6).

- Si toda la generación perdida es asumida por el generador de referencia;

$$\Delta P_{mn} = P_{mn}^i \cdot \Delta P_i \quad (3.5)$$

- Si la generación perdida es asumida por los generadores restantes según unos coeficientes de reparto concretos γ_{ji} tal que $\sum_{j \neq i} \gamma_{ji} = 1$:

$$\Delta P_{mn} = \rho_{mn}^i \cdot \Delta P_i - \sum_{j \neq i} \rho_{mn}^i \cdot \gamma_{ji} \cdot \Delta P_i = \Delta P_i \cdot \left(\rho_{mn}^i - \sum_{j \neq i} \rho_{mn}^i \cdot \gamma_{ji} \right) \quad (3.6)$$

Existe otro método para seleccionar las contingencias analizadas en detalle con un flujo de cargas, este método consiste en establecer una clasificación de las contingencias en orden descendente según el tipo de severidad encontrada, es decir del más grave hasta llegar al más leve, de esta manera la clasificación se basará en un índice de severidad, visualizando un nivel de cargas de líneas y transformadores por un determinado evento, esto se puede formular implementando la Ecuación (3.7).

$$IS = \frac{1}{b} \sum_{k=1}^b \left(\frac{|P_f|}{P_f^{max}} \right) \quad (3.7)$$

Donde:

P_f = es la potencia en el elemento.

b = total de líneas y transformadores.

IS = índice de severidad.

P_f^{max} = potencia obtenida de forma aproximada mediante los factores de distribución.

En este caso, el índice de severidad definido no es sino la carga media de los elementos del sistema. De esta forma, se comienza a analizar en detalle la contingencia etiquetada como más severa, bajando en la lista hasta que no se encuentren problemas en la última contingencia analizada en la Figura 3.3.

La principal limitación de los métodos basados en índices de severidad, debido a factores de distribución, es su capacidad para "ocultar" algunos casos problemáticos de la contingencia, debido a que considera un valor único de la suma ponderada de los estados de carga de todas las líneas de la red.

Se determinará dando preferencia a una contingencia, que, ocasionando algunas sobrecargas "leves" en algunos elementos, provocando un índice de severidad superior a una contingencia crítica por la magnitud de las sobrecargas.

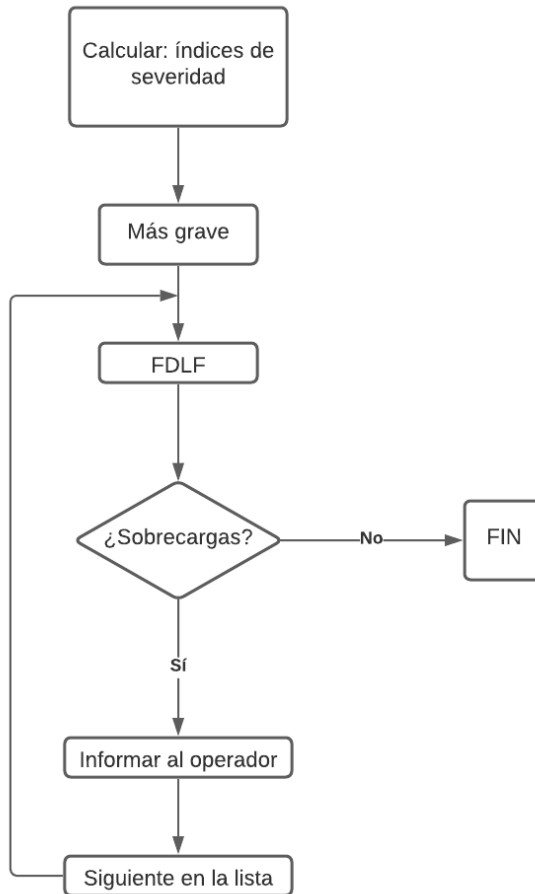


Figura 3.3. Análisis de contingencias basado en índices de severidad [12].

3.3.1.2. Basado en flujos de cargas

Como se manifestó en el anterior apartado, la utilización de los factores de distribución proporcionan buenos resultados en el análisis de sobrecargas, esto es debido a las modificaciones en las inyecciones nodales, correspondientes a la pérdida de un generador, una carga o también un incremento de la demanda en dicho nudo, facilitando la realización de un análisis de pérdidas de una línea mediante la compensación del sistema.

Una de las posibles soluciones alternativas ante el problema planteado anteriormente, consiste en aprovechar un flujo de cargas, aplicando FDR para realizar un estudio aproximado del estado después de la contingencia, usando valores previos a la pérdida del elemento como punto de partida.

Según este método solo es necesario una iteración completa del algoritmo, con exageración máxima dos iteraciones para contingencias muy problemáticas, de esta manera podrá obtenerse como resultado una aproximación del estado de la red [12].

El proceso para comprobar los límites de las variables sobre el estado de la red después de una única iteración de flujo de cargas, termina con la convergencia final, de esta manera el método determinará la presencia de sobrecargas y tensiones fuera del rango de sus límites con exactitud.

Claramente, la principal ventaja de las técnicas basadas en flujos de carga sobre el análisis del índice de severidad es que todos los peligros se analizan sin una selección previa, en un orden según su gravedad, la posibilidad de errores de identificación persiste porque los flujos y las restricciones son valores aproximados, obtenidos después de una o dos iteraciones de un flujo de cargas incluida una iteración sobre las fases y una iteración sobre el voltaje del nodo, visibles en la Figura 3.4.

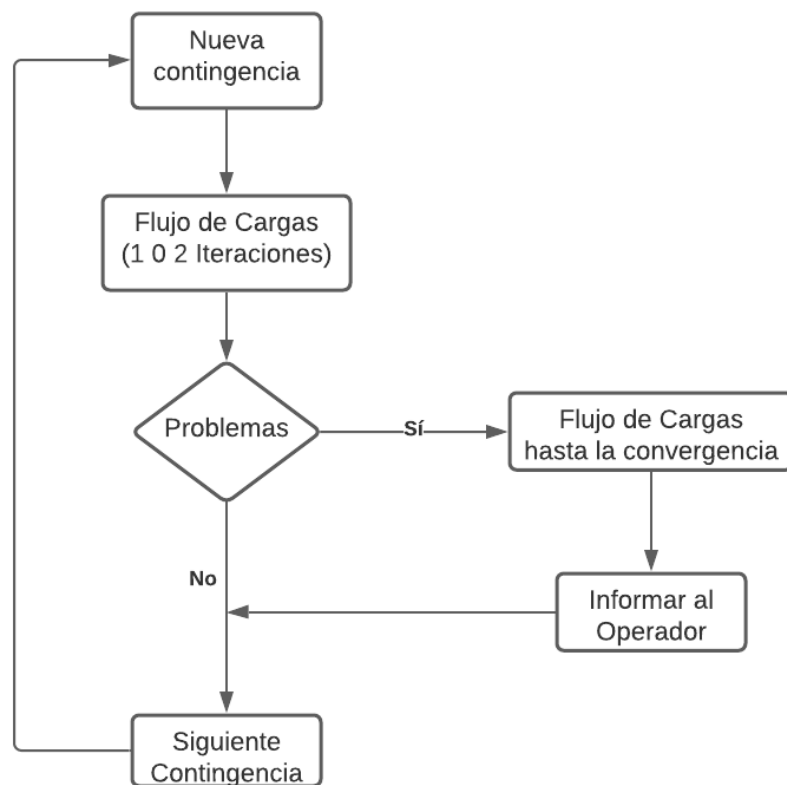


Figura 3.4. Análisis de contingencias basado en un flujo de cargas [12].

3.3.2. Criterio de Selección de Contingencias

Existen diferentes métodos para la selección de contingencias, estos métodos permiten evaluar la gravedad de las contingencias que ocurren en los componentes del sistema eléctrico de potencia y se pueden describir como:

3.3.2.1. Por sobrecarga

Este método mide las contingencias según las sobrecargas medida en el índice de desempeño (PI), sin embargo, no es recomendable realizarlo por el tiempo extenso consumido, también por la pérdida para el análisis de ciertos eventos.

3.3.2.2. Análisis de Severidad

Estudia las contingencias en función de los eventos establecidos con anterioridad, a través de la probabilidad de ocurrencia, organizándose según su criterio de severidad [14]. Esto se puede implementar en el sistema eléctrico por medio del proceso detallado en la Figura 3.3.

3.3.2.3. Análisis de Sensibilidad

La sensibilidad de una función se define como la derivada parcial de la función con respecto al mismo parámetro, este método permite visualizar la dependencia de los valores en función de la perturbación, obteniendo medidas cambiantes en función de la perturbación.

Para la realización del análisis de sensibilidad se utiliza la Ecuación (3. 8):

$$\frac{\partial F(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \approx \frac{F(x_1 + \Delta x_1, x_2, \dots, x_n) - F(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\Delta x_1} \quad (3. 8)$$

Una vez que el caso base sea determinado y los flujos de carga se han ejecutado, se considera el método por sensibilidad en el sistema, en donde las líneas, transformadores y generadores que se formaran parte de las contingencias, mediante un análisis de sensibilidad, el cual permite observar la sensibilidad de la rama frente a una interrupción. De esta manera se escogerá aquellas contingencias que tengan valores diferentes de cero para realizar un análisis de contingencias más exacto.

Los análisis de sensibilidad son útiles para determinar los resultados obtenidos por los datos de confiabilidad predeterminados y dichos resultados pueden calibrar los sistemas, por medio de datos históricos de confiabilidad. Para finalizar, los análisis de sensibilidad son usados para anticipar las acciones que tengan un impacto significativo en la confiabilidad del sistema [15].

Mediante el SAIDI, se puede especificar si el sistema es muy sensible a las tasas de fallas de las líneas aéreas, provocando la acción directa de la estrategia de reducción de dichas tasas de falla, reduciendo el SAIDI sin embargo no es necesariamente rentable.

A partir de la descripción de los diferentes métodos que se utilizan para la ejecución de un análisis de contingencias, el cual beneficia la manera correcta de proponer un método para el

criterio de selección de contingencias, en donde el operador pueda implementar algunas de las técnicas o métodos puntualizados en este trabajo.

3.3.3. Criterio para la Clasificación de Contingencias

La mayoría de las contingencias incluyen principalmente eventos en la pérdida o falla de un elemento de un sistema de potencia como línea de transmisión, un solo circuito o múltiples circuitos de línea de transmisión, generador, transformador, etc.

Como consecuencia de un elemento importante se dispare y se dé como resultado un cortocircuito, es posible que uno o más elementos del sistema resulten afectados, a esto se le denomina contingencias (N-1-1), la cual es diferente de la contingencia (N-2) debido a los apagones que ocurren como después de otro elemento, mientras que el otro ocurre apagones de dos elementos en simultáneo [16].

Según [16], el estándar desarrollado por NERC, se muestran ocho categorías donde adoptan las contingencias para las cuales se deben evaluar realizando como parte de la planificación de la expansión de la red de transmisión, esto se puede visualizar en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Clasificación de contingencias [16].

Categoría	Descripción de la Contingencia	Tipo de Contingencia	Observaciones
P0	No hay contingencia.	(N-0)	No hay perturbación
P1	Cortocircuito Trifásico de 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 corte de mantenimiento de generador y cortocircuito de 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 después del tiempo de protección de respaldo.	(N-2)	Contingencia múltiple con cortocircuito de red y mal funcionamiento de la protección principal.
P6	Cortocircuito de red trifásica con pérdida de otro elemento.	(N-1-1)	Contingencia Múltiple.
P7	Cortocircuito monofásico y pérdida de dos circuitos adyacentes en una red común.	(N-2)	Contingencia Múltiple.

- **Clasificación IEEE RTS 24:**

La IEEE RTS 24 es un método empleado para evaluar los resultados a través de los índices básicos de confiabilidad en diferentes niveles de contingencias. En la Tabla 3.3, se ilustra las posibles contingencias para las líneas de transmisión con su respectivo análisis de efectos, basado en un ejemplo con datos típicos de [17]. La determinación de la presente investigación destaca que, para cualquier estudio que utilice este método se debe tener en cuenta que las contingencias estudiadas que fueron seleccionadas cuya finalidad es establecer acciones correctivas.

En la Tabla 3.2, se determina dos tipos de algoritmos computacionales que permiten aplicar acciones correctivas, el primero aplica las modificaciones específicas para determinar si el sistema es adecuado para servir a la carga. Mientras que el otro no aplica acciones correctivas, demostrando que si el sistema no encuentra una solución se clasifica como una “falla”. Además, los índices de confiabilidad al ser expuestos a acciones correctivas disminuyen de su valor en comparación cuando no posee ninguna modificación correctiva [17].

Tabla 3.2. Índices de confiabilidad IEEE-RTS (contingencias de primer nivel y modo común) [17].

	Con RA	Sin RA
Probabilidad de falla del Servicio	0.0016	0.0121
Frecuencia de fallas del servicio	0.5440 (por año)	2.616 (por año)
Duración de la falla del servicio	26.5112 (horas/año)	40.5978 (horas/año)

Tabla 3.3. Ejemplo de categorización de cortocircuitos en las líneas de transmisión [17].

No. de Circuito	Nombre del 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

3.3.4. Criterio asociado al Costo Relativo para acciones correctivas

El método implementado para analizar los costos relativos de un sistema eléctrico de potencia basado en acciones correctivas se determina como: “*modelo de flujo de potencia cuadrática*” establecido por [17]. Mediante las acciones correctivas se pueden incluir un costo racional para la ejecución de esta, clasificándose en tres niveles los cuales son: bajo, moderado y alto.

La determinación económica acerca de los sistemas de potencia se coordina con el tipo de costo que se debe considerar, posteriormente se aplican acciones correctivas al sistema. En otras palabras, para establecer los casos anormales según el nivel de costo se debe conocer los límites y definiciones de los niveles de costos establecidos.

- **Costo Bajo:** Mejoran la situación del sistema sin esfuerzo en condiciones anormales.
- **Costo Moderado:** No resuelve el problema con facilidad, por lo que necesita el apoyo otros equipos modernamente costosos
- **Costo Alto:** Este tipo de costos eleva el presupuesto establecido para mejorar la situación del sistema.

Las acciones correctivas afectan directamente a las medidas de confiabilidad y menor grado a la economía de la operación energética, dependiendo de las decisiones operativas del sistema, también puede resolver el problema implicando acciones de control mínimo[17].

Tabla 3.4. Lista de Posibles Acciones Correctivas [17].

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

3.4. TEORÍA DE LA CONFIABILIDAD

Una parte importante de un sistema o equipo es su naturaleza para asegurar un servicio o habilidad, este hecho se lo puede ponderar eficientemente con un análisis cuantitativo, esto se le conoce como confiabilidad o fiabilidad; se medirá según los objetivos que se persigan en la evaluación. Para tener una idea más clara, tomaremos otras definiciones:

Según [18], la confiabilidad es un término generalizado para un orden capaz de desempeñar su función en un sistema a nivel global, la confiabilidad posee dos pilares fundamentales en los cuales se basa su investigación, estos elementos básicos se encuentran conformados dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Como se recolectó en la investigación, la seguridad es fundamental cuando hablamos de confiabilidad; La confiabilidad determina índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor final, debido a que los componentes de un sistema eléctrico, en su vida útil sufrirán fallas o salidas de servicio, lo cual provoca cortes de energía hacia el usuario.

La confiabilidad, expresa la probabilidad de que un componente aislado sobreviva a través del tiempo, esta función es una exponencial decreciente, donde al inicio su operación óptima es alta, la cual decrece al pasar del tiempo [T2109]. En la Figura 3.5 se evidencia que el tiempo es infinito, cuando la probabilidad llegue a cero. Existen dos clases de métodos para evaluar la confiabilidad, el primero es por simulación estocástica y el segundo es por análisis, el método más conocido por estocástica es el de Monte Carlo. Mientras que por análisis el método más conocido es el de procesos continuos de Markov.

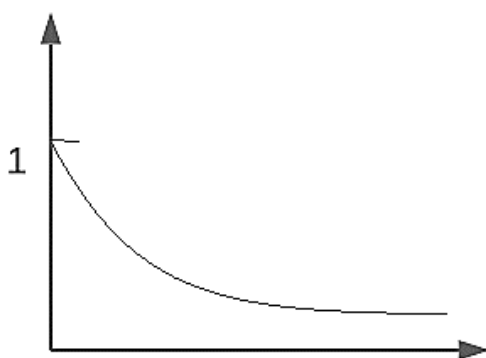


Figura 3.5. Función de confiabilidad [T2109] [18].

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones , de forma aleatoria, en donde los valores del índice de confiabilidad corresponden a los momentos de distribución de probabilidad, pero no hay preferencia entre métodos, debido a que fácil manejo [9].

3.4.1. Método de Markov

La red eléctrica se considera un sistema de distribución, cuando falla, un elemento puede ser reemplazado, o así reparado; Esto restaura la red afectada, de modo que el sistema de tiempo continuo se adapta muy bien a la representación por procesos de Markov continuos.

En otras palabras, se considera un sistema compuesto por dos elementos, suponiendo que cada uno de los puede estar operando o en corto (dos estados), se presenta en como se muestra en Figura 3.6, se le conoce como “espacio de estados”, donde las transiciones cambian de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez [9].

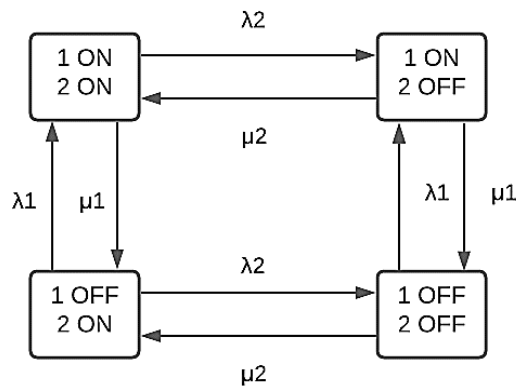


Figura 3.6. Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos [9].

En donde:

λ_i = es la tasa de falla del componente i y se expresa en fallas/unidad de tiempo

μ_i = es la tasa de reparación, expresado en 1/horas.

Si en ocasiones las líneas llegan a estar en paralelo representaría una falla del sistema, por otro lado, si la conexión es en serie, el estado alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos. El método Markov permite obtener una excelente precisión con cualquier sistema, sin embargo, menos atractiva, debido a la cantidad de estados posibles en un sistema, el cual crece exponencialmente. La dificultad del análisis radica en la modelación de componentes de un sistema con más de 20 elementos, considerando que cada uno de ellos presentan solamente dos estados (falla y operación). Para encontrar la probabilidad de residencia en un estado, es posible a través del uso de una tasa de falla y una tasa de reparación, con funciones de distribución exponencial, refiriéndose a $P_0(l)$ y $P_1(l)$ como probabilidades de que el sistema esté operando y se encuentre fuera de operación en un tiempo determinado, respectivamente.

En la Figura 3.7, se representa un intervalo infinitesimal de tiempo, donde la probabilidad de ocurrencia de dos o más eventos sea despreciable:

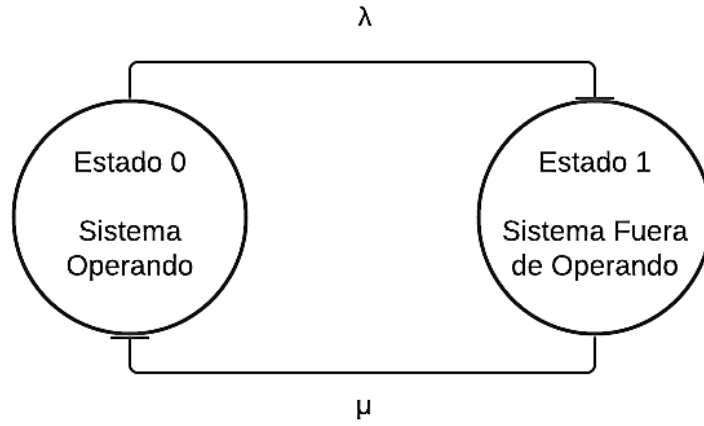


Figura 3.7. Espacio de estados de un sistema de un elemento [9].

Para ello se exige el siguiente procedimiento matemático:

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)\mu dt \quad (3.9)$$

$$P_1(t + dt) = P_0(t)\lambda dt + P_1(t)(1 - \mu dt) \quad (3.10)$$

Despejamos $P_0(t + dt) - P_0(t)$, en ambas ecuaciones y tenemos

$$P_0(t + dt) - P_0(t) = P_1(t)\mu dt - P_0(t)\lambda dt \quad (3.11)$$

$$P_1(t + dt) - P_1(t) = P_0(t)\lambda dt - P_1(t)\mu dt \quad (3.12)$$

Dividimos por dt :

$$\frac{[P_0(t + dt) - P_0(t)]}{dt} = P_1(t)\mu - P_0(t)\lambda \quad (3.13)$$

$$\frac{[P_1(t + dt) - P_1(t)]}{dt} = P_0(t)\lambda - P_1(t)\mu \quad (3.14)$$

Si dt tiende a cero las ecuaciones (3.15) y (3.16) corresponden a la definición de la derivada, por ello se llegan a representar de la siguiente manera:

$$P'_0(t) = P_1(t) * \mu - P_0(t) * \lambda \quad (3.15)$$

$$P'_1(t) = P_0(t) * \lambda - P_1(t) * \mu \quad (3.16)$$

Estas expresiones se representan un sistema de dos ecuaciones de diferenciales lineales, con coeficientes constantes, como [9]:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)] \quad (3.17)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_0(0) - \lambda P_1(0)] \quad (3.18)$$

Donde $P_0(0)$ y $P_1(0)$, corresponden a las condiciones iniciales, además, puesto que, en un instante cualquiera (t), estará operando en falla, si el sistema inicia cuando está en operación se tiene:

$$P_0(0) + P_1(0) = 1 \quad (3.19)$$

$$\text{Si } P_0(0) = 1 \text{ y } P_1(0) = 0$$

Por tal motivo, las ecuaciones (3. 20) y (3. 21) quedarían de la siguiente manera:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \lambda \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.20)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \mu \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (3.21)$$

En los estudios de confiabilidad, es más interesante determinar la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio que la probabilidad. Los métodos de aproximación más utilizados se basan en el desarrollo de métodos de duración, frecuencia y red, con estudios sobre los patrones de falla y análisis de sus efectos en el sistema.

3.4.2. Importancia de la confiabilidad en SEP

La mayoría de los estudios que se fundamentan en la confiabilidad son dirigidos a los sistemas de generación y transmisión, dejando de un lado a las típicas redes de distribución, no obstante, este último apartado es muy importante para un sistema de potencia, donde la probabilidad de falla es alta, debido a que se presentan eventos no deseados en subestaciones eléctricas, provocando la desconexión parcial o total de las cargas asociadas a la instalación.

No fue hasta 1964 cuando los estudios de la confiabilidad también abarcaron a las redes de distribución, desde entonces se han ido implementando diversas metodologías como el estocástico, estadística descriptiva, medidas operativas e índices determinísticos.

Según en [7], existen dos tipos de estudios de confiabilidad:

- **Adecuación.** – Se refiere a la cantidad suficiente de equipos, condiciones estáticas de operación, análisis de largo plazo y, el desempeño eléctrico del sistema, el cual se evalúa a través del flujo de cargas. Además, implica la existencia necesaria de recursos de generación para satisfacer la demanda proyectada.

- **Seguridad.** – Es una habilidad del sistema que responde frente a eventos internos o en condiciones dinámicas de operación, tienen un análisis a corto plazo. También implica la permanencia de un sistema, después de un cortocircuito o pérdida de un componente del sistema, manteniendo la operación interconectada.

El estudio de la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la cantidad de equipos instalados y los riesgos operativos del sistema, sin excluir la capacidad de lidiar con perturbaciones transitorias de dicho sistema. Para las redes de distribución, la calidad del servicio se evaluará trimestralmente, brindando a los usuarios con diferentes niveles de tensión, y se comparará con la calidad media [7].

En la Figura 3.8, se visualizan los atributos que interceden en el estudio de la investigación de confiabilidad:

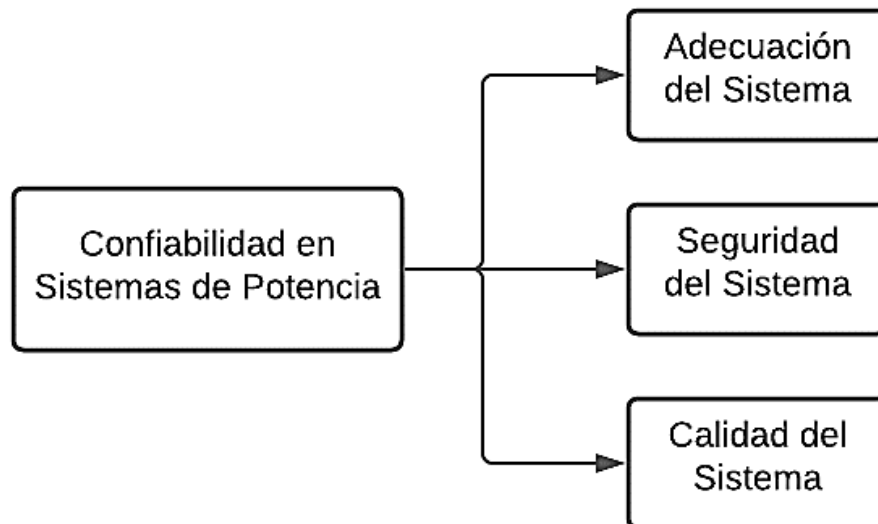


Figura 3.8. Atributos de los sistemas de potencia relacionados con confiabilidad [7].

3.4.3. Parámetros de la confiabilidad en SEP

El objetivo de incluir el sistema de generación dentro del análisis de la confiabilidad del sistema de transmisión que sea conveniente para llevar la energía generada a los puntos de carga, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

En cuanto al comportamiento del sistema de distribución de energía, deben dotar a todos los usuarios con energía eléctrica, con un alto grado de confiabilidad y calidad basados en los estándares de frecuencia y tensión. Las desconexiones de cargas se encuentran asociadas al sistema, por lo cual la red de distribución se convierte en la parte dominante del sistema de potencia [7].

Los circuitos de distribución se componen de un alimentador principal y varios ramales, describiendo en orden, el alimentador principal sale de la subestación y pasa por los centros de cargas, los puntos a su vez están conectados entre sí, al alimentador principal por un ramal secundario a través de un transformador.

La presencia de fallas en los elementos que componen la subestación ocasiona una serie de eventos indeseables en el suministro de energía. El sistema de distribución se convierte en una parte dominante del sistema eléctrico, por el gran potencial funcional mejorar del sistema eléctrico que tiene. En la Figura 3.9, se puede observar la topología de un sistema típico de distribución.

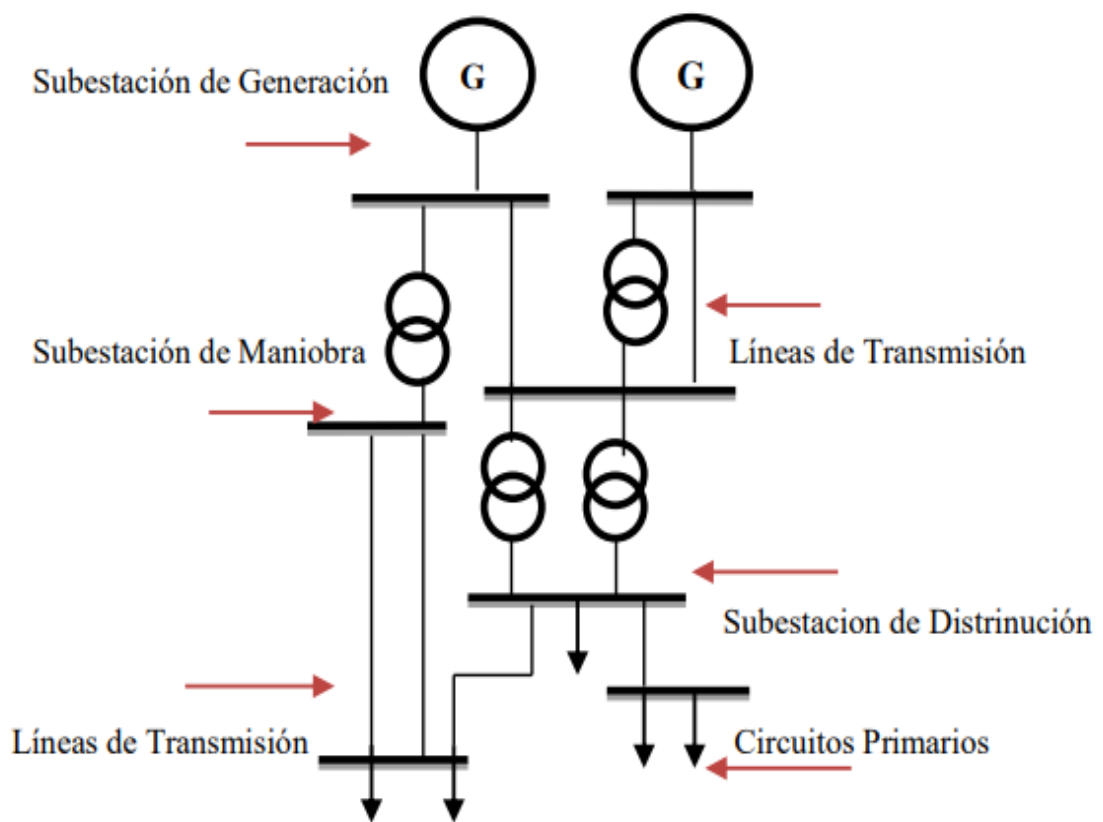


Figura 3.9. Topología típica de un sistema de distribución [7].

3.4.3.1. Datos de los elementos de la confiabilidad

En el proceso de la evaluación de la confiabilidad de cualquier sistema eléctrico de distribución se debe tener en cuenta los datos reales de los elementos de la confiabilidad, caso contrario las respuestas proporcionadas por análisis de sofisticados programas carecen de fundamento.

En la actualidad aún es complicado obtener una buena información, no obstante, la mayoría de las empresas de servicios públicos están reconociendo la importancia de la información sobre la confiabilidad, los cuales se recopilan a través de métodos manuales y automáticos.

En esta sección presenta información acerca de la confiabilidad de los componentes basados en datos históricos, pruebas del fabricante, organizaciones profesionales como IEEE y Cigré, y publicaciones técnicas de revistas y actas de congresos [15].

Para la representación de un valor típico razonable para un sistema de distribución de EE.UU, los datos de confiabilidad varían de un sistema a otro y la mejor recomendación es verificar los datos históricos específicos locales del sistema. En la Tabla 3.5 se puede considerar los valores promedios en los sistemas de distribución aérea (tramo troncal), para la tasa de fallas es de 0,3 fallas millas/año. Esto se representa como la tasa promedio para líneas aéreas en un sistema eléctrico cuya confiabilidad sea peor que el promedio [15].

- **Distribución Aérea**

Este tipo de distribución hace referencia a los dispositivos montados en los postes o torres de transmisión que operan de manera radial en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia, debido a la exposición directa a la vegetación y los animales, por tal motivo poseen índice de fallas más altos que los equipos subterráneos correspondientes.

Las tasas de falla tienden a ser muy precisas debido a su dependencia del clima, animales y diversos factores que pueden provocar la interrupción del sistema. Los valores comunes para los equipos de distribución aérea se muestran en la Tabla 3.5 los cuales sirven como guía para comparar diseños de sistemas, sin embargo, si el estudio se basa en una predicción, deberían escoger datos más cercanos al sistema.

Tabla 3.5. Componentes Promedio de Confiabilidad para distribución Aérea [15].

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

- **Distribución Subterránea**

No obstante, aunque la mayoría de los sistemas poseen una distribución aérea, existen algunas con una distribución subterránea, debido a que se ha convertido en un factor popular atribuido por la estética y la fiabilidad de pérdidas en el sistema. El equipo subterráneo se encuentra protegido por la vegetación y el clima, obteniendo fallas relativamente pequeñas, en comparación con el equipo aéreo asociado, pero una desventaja de este sistema es que las fallas pueden durar mucho tiempo y su localización es demasiado difícil [15].

Estas características se reflejan en la Tabla 3.6 en función de la confiabilidad de los equipos subterráneos, obteniendo datos disponibles como la tasa de falla de los componentes a medida que se deterioran, es decir que la tasa de fallas se incrementa a medida que pasa el tiempo.

Tabla 3.6. Componentes Promedio de Confiabilidad para distribución Subterránea [15].

Descripción		Tasa de Falla λ (año)			MTTR (hrs)		
		Baja	Típica	Alta	Baja	Típica	Alta
Subterráneas	Cable Primario	0,003	0,070	0,587	1,5	10,0	30,0
	Cable Secundario	0,005	0,100	0,150	1,5	10,0	30,0
Codos Conectores		6,0 e-5	0,001	0,001	1,0	4,5	8,0
Empalmes y empalmes de cables		6,0 e-6	0,030	0,159	0,5	2,5	8,0
Transformadores tipo pedestal		0,001	0,010	0,050	4,0	6,5	7,8
Interruptores tipo pedestal		0,001	0,003	0,005	0,8	2,5	5,0

3.4.4. Criterios proyectados a la confiabilidad

Una de la manera más eficiente para cuantificar el grado de confiabilidad en cualquier sistema de potencia, mediante una valoración probabilística se implementa dichos los indicadores, los cuales permiten examinar el comportamiento del sistema en los estados de falla para posteriormente establecer el resultado y la severidad de las contingencias planteadas, tienen como finalidad identificar los puntos más críticos dentro del análisis de contingencias realizado.

Para el correcto estudio de la confiabilidad en el sistema eléctrico, se encuentran clasificados los siguientes indicadores:

3.4.4.1. Índices Básicos

- **Tasa promedio de falla.** – Es una herramienta utilizada para generar un promedio de condición y actuación de un dispositivo, por tal motivo es importante que los eventos

que se tienen en cuenta en las tasas de falla son: cortocircuitos, descargas atmosféricas, sobrecargas, entre otros [7].

$$\lambda = \frac{N_f}{L \left(T - \sum_{i=1}^{N_f} t_i \right)} \text{ [Fallas/año]} \quad (3. 22)$$

Donde:

N_f = Cantidad de Fallas.

L = Longitud total de la línea expuesta a falla [Km].

T = Periodo de estudio [Años, meses].

t_i = Tiempo de reparación de línea por falla [Horas, meses, años].

En caso de que los elementos presenten una falla unitaria, se representa como se muestra en la Ecuación (3. 23):

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i \quad (3. 23)$$

Donde:

λ_i = tasa de falla unitaria del tramo i [fallas/año].

l_i = Longitud del tramo del alimentador i [km].

λ_T = Tasa de falla del tramo [fallas/año].

Por medio de [9], se logra entender la tasa de falla total para un elemento, el cual se obtiene a través de una sumatoria de los aportes indicados para cada elemento del sistema como se muestra en la Ecuación (3. 24).

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (3. 24)$$

Donde:

λ_{Ei} = Tasa de falla total del elemento i, [fallas/año].

λ_i^j = cantidad de interrupciones en el elemento i, por la falla en j elemento.

n = Cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

- **Duración de Fallas.** – Identifica el periodo de tiempo que abarca una desconexión hasta el momento de reposición de la energía eléctrica, dependiendo de los elementos de

protección asociados, equipos del sistema, tipo de falla y de tipo maniobra que se determinen en dicho tiempo.

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{N_f} ttr_i}{N_f} \text{ [Horas/falla]} \quad (3. 25)$$

- **Disponibilidad.** – Evalúa el número de horas que se mantuvo en estado de operación el elemento dentro del sistema eléctrico [7].

$$HT - HF - HM \quad (3. 26)$$

$$\%Disponibilidad = \frac{Disponibilidad}{HT} * 100 \quad (3. 27)$$

Donde:

HT = Número total de horas en el periodo.

HF = Horas fuera de servicio por falla.

HM = Horas fuera de servicio por mantenimiento.

- **Indisponibilidad.** - Evalúa el tiempo total de interrupción de un elemento, correspondiente a la indisponibilidad de la cantidad de fallas aportadas por cada componente en un periodo de tiempo estimado [9].

Como se demuestra en la Ecuación (3. 28) y (3. 29).

$$T_j^i = \lambda_i^j * r_j \quad (3. 28)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_j^i \quad (3. 29)$$

Donde:

λ_i^j = Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a la falla en un elemento j.

r_j = Tiempo de interrupción o de reparación del elemento j [horas].

T_j^i = Indisponibilidad anual del elemento i, por la falla del elemento j [horas/año].

T_{Ei} = Indisponibilidad anual total del elemento i [horas/año].

n = Cantidad de elementos del modelo.

3.4.4.2. Índices orientados a los consumidores/usuarios

Estos indicadores nos muestran las interrupciones y la energía no suministradas que se pueden presentar al usuario final [7]:

- **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI):** Este indicador nos muestra la frecuencia de la interrupción media del sistema que experimenta el usuario durante el tiempo calculado, visible en la Ecuación (3. 30).

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \quad (3. 30)$$

- **Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI):** Se observa la duración total de la interrupción media del sistema durante un periodo de tiempo cuando llega al usuario. Como se demuestra en la Ecuación (3. 31).

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} \\ = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de usuarios atendidos}} \end{aligned} \quad (3. 31)$$

- **Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente (CAIFI):** comprende las interrupciones del sistema que experimenta el usuario, implementar la Ecuación (3. 32).

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (3. 32)$$

- **Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente (CAIDI):** Determina el tiempo medio para restablecer el suministro de energía, como se presenta en la Ecuación (3. 33):

$$\begin{aligned} \text{CAIDI} \\ = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones del usuarios}}{\text{Número total de interrupciones del usuarios}} \end{aligned} \quad (3. 33)$$

- **Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASAI):** Refleja la fracción media de tiempo en que un cliente tiene servicio de energía. Para encontrarlo se debe aplicar la Ecuación (3. 34):

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad (3. 34)$$

- **Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASUI):** Representa la probabilidad de contar con todas las cargas alimentadas. Es similar a la Ecuación (3. 35):

$$\text{ASUI} = \frac{\text{Horas de indisponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandada por el consumidor}} \quad (3. 35)$$

3.4.4.3. Índices orientados a la carga

Para los índices en los puntos de carga se cimentan en la carga máxima conectada durante las interrupciones. Por tal motivo obtenemos dos tipos diferentes de índices, los cuales son:

- **Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema (ASIDI):** Este índice se encuentra constituido por la duración total de la interrupción media del sistema durante un tiempo aproximado, parecida a la Ecuación (3. 36).

$$\text{ASIDI} = \frac{\text{Potencia por hora interrumpida}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad (3. 36)$$

- **Índice de Frecuencia de Interrupción del Sistema Promedio (ASIFI):** Forma parte del rendimiento de la distribución de energía en áreas donde se encuentran pocos clientes, sin embargo, poseen grandes cargas, en otras palabras, zonas comerciales e industriales, para ello se debe tomar en cuenta la Ecuación (3. 37).

$$\text{ASIFI} = \frac{\text{Potencia interrumpida}}{\text{Potencia conectado total servidos}} \quad (3. 37)$$

3.4.4.4. Índices orientados a la carga y energía

El análisis de confiabilidad por medio de los indicadores orientados a la carga y a la energía se deben conocer las cargas promedio L_a , en cada uno de los nodos o puntos de carga del mismo sistema de potencia [7].

Con el objeto de enfocarse en encontrar L_a , se puede visualizar en la Ecuación (3. 38):

$$L_a = \frac{\text{Energía total demandada en el periodo de evaluación}}{\text{Periodo de Evaluación}} = \frac{E_d}{t} \quad (3. 38)$$

Mediante esta fórmula encontramos los índices que se encuentran orientados a la energía:

- **Energía No Suministrada (ENS):** Su unidad es en [MWh/a], su Ecuación es (3. 39):

$$ENS = \sum LPENS_t \quad (3.39)$$

- **Energía Promedio No Suministrada (AENS):** Refleja el promedio de la energía que no fue suministrada, sus unidades son [MWh/Ca], su Ecuación es (3.40):

$$AENS = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número de usuarios}} \quad (3.40)$$

- **Índice Promedio de Reducción de Clientes (ACCI):** Permite observar la interrupción promedio al usuario en la Ecuación (3.41), además sus unidades están en [MWh/Ca]:

$$ACCI = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de usuarios afectados}} \quad (3.41)$$

3.4.4.5. Índices orientados al costo de energía

Según la investigación de los cálculos con estos indicadores, es importante considerar los costes energéticos hacia el usuario final, debido a que incurre en el costo para el cliente que no posee servicio de energía eléctrica [7].

- **Energía Esperada No Servida (EENS):** Valor esperado de la energía no servida, como se observa en la Ecuación (3.42):

$$EENS = \sum P_i U_i \quad (3.42)$$

- **ECOST:** Se refleja como el valor esperado del coste de interrupción, siguiendo la Ecuación (3.43):

$$ECOST = P_i \sum SCDF \quad (3.43)$$

- **Tasas de Evaluación de Energía Interrumpida (IEAR):** Se representa por la tasa de evaluación de energía interrumpida, la cual se puede señalar en la Ecuación (3.44):

$$EENS = \sum P_i U_i \quad (3.44)$$

3.4.5. Datos Históricos de SAIFI y SAIDI en sistemas de Distribución

La asociación Canadiense de Electricidad (CEA) establece una base de datos de corte de continuidad de energía al servicio de las empresas públicas canadienses. Este informe señala el desempeño de la distribución de electricidad de las empresas, presentando valores de índices de confiabilidad generales para las empresas de servicios públicos [19].

Como se identifica en la Tabla 3.7, los índices de confiabilidad anuales para el servicio público canadienses con un periodo de estudio de 10 años en zonas urbanas y rurales. Existen dos zonas de estudio para el presente informe, el cual está conformado por:

- IIOU: este sistema eléctrico se encuentra compuesta por sistemas rurales, urbanos y una mezcla de ambos, tiene restricciones de voltaje y alimentadores de suministros cortos.
- LUU: es una red eléctrica privada con propiedad del inversionista, posee una baja densidad de carga, manteniendo una gran combinación de alimentadores entre las zonas urbanas y rurales.

Además, los servicios públicos son desconocidos debido a las normas de confidencialidad de la empresa. En la Tabla 3.7, se representan los valores promedios del SAIFI y SAIDI en función del periodo de estudio determinado de 10 años.

Tabla 3.7. Sistema de Rendimiento del SAIFI y SAIDI [19].

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

3.5. CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA ELEPCO S.A.

La empresa distribuidora de energía de la provincia de Cotopaxi, ELEPCO S.A., tiene como objetivo la prestación del servicio de energía en un área aproximada de 6.569 km², apoyando a sus siete cantones: Latacunga, Salcedo, Pujilí, Saquisilí, Sigchos, Pangua y La Maná.

3.5.1. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su capacidad total

Para su consideración se tomarán en cuenta las siguientes centrales hidroeléctricas:

- Illuchi N°1, con una capacidad de 5.24 MVA.
- Illuchi N°2, con una capacidad de 6.56 MVA.
- El Estado, con una capacidad de 2.13 MVA.
- Catazón, con una capacidad de 1.00 MVA.
- Enermax, con una capacidad de 18,52 MVA.

La empresa tiene a su disposición diez subestaciones de 69/138 kV, con una potencia total instalada de 112.5 MVA. Obteniendo así, un sistema de distribución conformado con 37 circuitos primarios o también denominados alimentadores de medio voltaje.

Por medio de los cuales se encuentran distribuidos 9570 transformadores de distribución con una potencia total de 267.37 MVA, abasteciendo a los 145.437 usuarios, a través de circuitos en bajo voltaje con una longitud aproximada de 4.249,2 km [20].

3.5.2. Estructura de la red

El sistema de distribución de ELEPCO S.A., se encuentra conformado por 9 subestaciones de distribución, 5 centrales de generación interconectadas con 25 líneas de subtransmisión [21]. Sin embargo, para mejorar el entendimiento se pueden observar en la Tabla 4.10 y Tabla A.23:

Para el conocimiento de la información acerca de las líneas de subtransmisión se obtiene un total de 151,185 Km de subtransmisión, establecidas en toda la provincia de Cotopaxi, tomando como referencia las veinticinco líneas planteadas, las cuales se pueden verificar y demostrar en el Anexo A.

3.5.3. Pérdidas de Energía

La empresa tiene la responsabilidad de procurar el control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica, con valor aproximado del 9,82%, según lo establecido en [20].

Siguiendo los procedimientos mediante la planificación y ejecución de planes de control, con el objetivo de disminuir pérdidas en todos los cantones de la provincia, específicamente en los sectores, donde se tenga mayor incidencia de fraude o hurto de energía.

3.6. SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY

PowerFactory, es un software de entrada usado en el ámbito eléctrico. Pertenece a la Empresa de software y consultoría “DigSilent GmbH”, cuyos fines se enfoca en brindar servicios con altos estándares de calidad en el campo de Sistemas Eléctricos de Potencia, Transmisión, Distribución, Generación, Procesos de Plantas Industriales y Energías Renovables [22].

A continuación, se hablará acerca de las aplicaciones que tiene PowerFactory en la práctica:

- **Transmisión de Potencia:** Día a día los sistemas de transmisión eléctrica crecen lo que desemboca en cambios considerables para el sistema eléctrico, para lo cual hay que “acomodar” la demanda creciente para que se pueda dar el mejor rendimiento eléctrico a los usuarios mientras la eficiencia operativa sea la adecuada.

PowerFactory puede usarse también para la planificación de un sistema de transmisión, es decir según el tipo de estructura de la torre, se puede llegar a conocer los conductores implementados, según se visualiza en la Figura 3.10, gracias al conjunto de funciones que permiten hacer un estudio de sistemas de energías interconectados, a la vez posee algoritmos que hacen una reacción rápida del sistema al momento de ejecutar una simulación.

Además, permite la simulación de tecnologías relevantes como la generación eléctrica mediante convertidores, FACTS, convertidores de tensión (VSC), HVDC, conductores y líneas aéreas, filtros; también de varios tipos de controladores de potencia “MW y MVar” y plantas de energía virtuales.



Figura 3.10. Torre de Transmisión.

- **Distribución de Potencia:** Debido a la demanda eléctrica por el evidente crecimiento de las poblaciones, la inserción de automóviles eléctricos, micro-redes, etc. Hacen que sea más complejo planificar y operar las redes de distribución pues las cargas son

desbalanceadas, lo que conlleva a un análisis complejo del sistema pues la optimización de este requiere de un sistema sofisticado que pueda aplicar un algoritmo de manejo para el sistema eléctrico. Para la aplicación de PowerFactory en distribución de Potencia, el software incluye interfaces de usuario para monitorear el sistema de distribución donde destaca la creación de una red en el software y un ingreso de datos de medición que se obtiene mediante GIS y el sistema SCADA [22].

- **Sistemas Industriales:** La aplicación en este ámbito es clara, pues se quiere garantizar la optimización de recursos en la producción y a la vez dar seguridad al personal operativo de la planta, estar a la vanguardia del correcto funcionamiento de la red industrial que compone la planta. En la actualidad se hace más complejo diseñar un sistema industrial, pues con las nuevas tecnologías, el uso y aplicación de electrónica de potencia hacen un sistema muy robusto el diseño y operación de una planta industrial, como se demuestra en la Figura 3.11. Para ello PowerFactory pone a disposición funciones como algoritmos de flujos de carga de alta precisión, funciones de cálculo, modelado de redes de DC y 4 hilos en AC, herramientas de análisis de datos, modelación de protecciones, cálculos para identificar armónicos en la red, diseños de filtros para suprimir armónicos [22].



Figura 3.11. Sistema Industrial.

- **Generación de energía:** Un sistema de generación eléctrica debe ser confiable y eficiente, en todo momento se debe abastecer la demanda que requieren los usuarios, pero a la vez no es nada sencillo. Considerando que existen horarios pico donde la demanda puede elevarse de manera desproporcionada, así mismo la demanda puede ser mínima. Sin embargo, el mayor problema se da cuando existe una demanda pico de energía, ya que todo el sistema de generación debe estar en la capacidad de cubrir con la demanda, es decir, el sistema puede incluso entregar potencias máximas a la red, aquello puede causar que incluso el generador salga de sincronismo, aunque sea por unos instantes de tiempo, además las resonancias sub síncronas (SSR) que se relacionan con la compensación serie,

las interacciones torsionales sub síncrona y super síncrona (SSTI) pueden provocar que el sistema se desbalancee.

Por lo que PowerFactory facilita un análisis preciso para mitigar ciertas perturbaciones que pueden originarse en el sistema eléctrico y causar daños al conjunto de equipos conllevando a invertir costos elevados en la reparación o cambio de equipos que resulten dañados.

- **Generación Distribuida:** Actualmente con la innovación tecnológica, en ciertos países es viable hacer uso de energías alternativas por los bajos costos de implementación y las condiciones ambientales lo permiten, por lo que su inserción en un sistema eléctrico a gran escala debe ser regulada. Normalmente a este proceso de intercambio de energías entre centrales de generación y fuente renovable se lo conoce como despacho económico, detrás de un despacho económico está el diseño de un algoritmo que hace la transferencia de energía en el momento preciso donde alguna de las fuentes de energía tenga un costo por debajo de la fuente de generación que se esté usando en el preciso momento que se aplique el análisis, normalmente el algoritmo tendría que estar censando el sistema a todo momento. PowerFactory ofrece la posibilidad de hacer uso de modelo dinámicos y de flujos de cargas listos para simular generadores y convertidores (los cuales corresponden a las fuentes renovables), sistemas fotovoltaicos, grupos electrógenos, generación eólica, almacenamientos eléctricos en baterías (normalmente corresponde a un sistema fotovoltaico), etc. [22].
- **Energías Renovables:** Teniendo en cuenta que PowerFactory permite realizar transferencia de energías entre varias fuentes (despacho económico, mencionado anteriormente), también permite modelar un sistema a base de energías renovables.

Para ellos PowerFactory mediante una caja de herramientas de dibujo permite diseñar un sistema de parques a base de energía renovable acorde a la necesidad que se tenga. También está la posibilidad de hacer uso de plantillas propias del software y también de la gran variedad dentro de la biblioteca de modelos que facilitan el diseño de plantas completas de última generación.

3.6.1. Funciones del Software PowerFactory

PowerFactory como todo tipo de software tiene funciones propias las cuales son indispensables para la aplicación en la práctica, la ventaja de este software es su fácil modelado para los sistemas eléctricos a los cuales está dedicado, como generación, transmisión, distribución y plantas industriales. Este software posee funciones básicas y funciones avanzadas

- **Funciones Básicas:** Proporciona modelos para el análisis de equipos de potencia, herramientas integradas y funciones para aplicaciones sencillas de un sistema eléctricos, cuyas funciones reposan en [23]:

Tabla 3.8. Funciones Básicas del software Digsilent PowerFactory

Funciones Básicas	
Investigación de flujo de carga	Representación de red
Análisis de cortocircuito	Diagramas de red y funciones gráficas
Sensibilidades / Factores de distribución	Resultados e informes
Estudio básico de redes MT / BT	Convertidores de datos

- **Funciones Avanzadas:** Según se requiera, existe más funciones adicionales que el usuario puede hacer uso específico de ellas, de la misma manera existe interfaces que permiten personalizar el entorno de PowerFactory, estas funciones se encuentran en [23]:

Tabla 3.9. Funciones Avanzadas del software Digsilent PowerFactory.

Funciones Avanzadas	
Análisis de contingencias.	Análisis probabilístico.
Reducción de red.	Funciones de análisis de confiabilidad.
Funciones de protección.	Compromiso de unidad y optimización de despacho.
Determinación del arco eléctrico.	Funciones de análisis de estabilidad (RMS).
Análisis de armónicos y calidad de la energía.	Transitorios electromagnéticos (EMT).
Evaluación de solitud de conexión.	Funciones de arranque del motor.
Herramientas de red de transmisión.	Estabilidad de señales pequeñas (análisis de valores propios).
Herramientas de red de distribución.	Identificación de parámetros del sistema.
Planificación de cortes.	Scripting y automatización.

4. METODOLOGÍA

En este capítulo se describe la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de investigación. En la sección 4.1 se revisan los criterios utilizados como referencia para la construcción del caso base. Más adelante, en la sección 4.2 se verifican los parámetros evaluados para el caso base. En la sección 4.3 se orientará la metodología implementada para la simulación de flujos de potencia, posterior en la sección 4.4 se revelará el proceso utilizado para el análisis de contingencias. Por último, en la sección 4.5 se conocerán los métodos adecuados para evaluar la confiabilidad. Además, se debe considerar que la respectiva normativa que se basó para el criterio del estudio de la investigación será encontrada en la sección 4.6.

4.1. CONSTRUCCIÓN DEL CASO BASE

La investigación concuerda con la construcción y la organización de las estructuras de la red, las cuales serán presentadas mediante tablas para mejorar la comprensión, el objetivo es identificar la potencia nominal de algunos de los elementos que conforman el sistema eléctrico de Latacunga, como: los generadores, las subestaciones, las líneas de transmisión, los transformadores y las cargas.

Tabla 4.10. Estructura de los generadores de la red ELEPCO S.A.

Generadores	N° de Gen.	Potencia Nominal Individual (MVA)	Potencia Total (MVA)
Illuchi 1	2	1,75	3,50
Illuchi 1	2	0,87	1,74
Illuchi 2	2	3,28	6,56
El Estado	2	1,06	2,13
Catazacón	2	0,50	1,00
Enermax	2	9,26	18,52
Total	12	16,72	33,45

Según la Tabla 4.10, se puede observar que existen doce generadores distribuidos en las cinco centrales de generación en la ciudad de Latacunga, llegando a obtener una potencia nominal total de 33,45 MVA.

En la Tabla A.20, Tabla A.21 y Tabla A.22, se muestran las diferentes líneas de transmisión de 138 kV, 69 kV y 13,8 kV, respectivamente con sus datos técnicos como su: tipo de conductor, longitud, ubicación y su resistencia en las unidades [ohm/km]. Obteniendo un aproximado de 25 líneas de transmisión en total en el sistema eléctrico.

El propósito de la Tabla A.23, es indicar la información técnica acerca de las distintas subestaciones eléctricas para la línea de 69/13,8 kV, que conforman el sistema eléctrico de la red de ELEPCO S.A.

El objetivo es estructurar el diseño de la red, basándose en los datos técnicos que conformen cada elemento que se presenta, en el suceso que los transformadores, es necesario conocer la relación de transformación, mediante el nivel de voltaje expresado en (kV) que se encuentra en cada subestación eléctrica. Mediante la Tabla 4.11 se logra identificar la información técnica de los transformadores, las cuales pueden identificar 20 transformadores implementados en la red de distribución de Cotopaxi.

Tabla 4.11. Datos Técnicos de los Transformadores de la red ELEPCO S.A.

Transformadores	N° de Transformadores	Potencia nominal (MVA)	Relación de Transformación (KV)
S/E CATAZACON	1	1	0,44/13.8
CENTRO DE REHABILITACION	1	3,5	138/69
EL CALVARIO	1	5,2	22/13.8
TR_NOVACERO	1	60	138/13,8
S/E EL ESTADO	1	2,5	4.16/13.8
S/E GALOPE	1	20,8	6,9/69
S/E FAIRIS	1	5	69/13,8
FMLIA. SANCELA	1	12,5	138/69
S/E HOLCIM	1	9,375	69/13,8
S/E ILLUCHI 2	1	6,5	2.4/13.8
S/E ILLUCHI 1	1	5,25	2.4/22
S/E LASSO	1	20	69/13,8
S/E LA COCHA	1	12,5	69/13,8
S/E LA MANÁ	1	12,5	69/13,8
S/E MULALÓ	1	12,5	138/69
S/E PUJILÍ	1	5	69/13,8
S/E PUJILÍ	1	12,5	69/13,8
S/E SALCEDO	1	12,5	69/13,8
S/E SAN RAFAEL	1	13	69/13,8
S/E SIGCHOS	1	5	69/13,8

Para finalizar en la Tabla A.24, se encuentra los datos de las cargas ocupadas en las barras del diseño de la red, estas cargas se basaron en la potencia aparente y el factor de potencia de 0,95, en total se encuentran registradas 41 cargas en la red, en este proyecto no entrará en detalle sobre las cargas.

4.2. VALIDACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

Para validación del modelo diseñado, se deberá comparar los resultados de los voltajes en las barras y la cargabilidad de los transformadores de un modelo de referencia proporcionado por [24] de la empresa eléctrica Cotopaxi.

Obteniendo la cargabilidad de cada subestación de la provincia, garantizando una comparación de resultados en función del modelo de referencia, determinando la respectiva aproximación del modelo diseñado, como se muestra en el Anexo B.

4.2.1. Parámetros para evaluar

El método por implementar para evaluación de la confiabilidad es el determinístico, debido a que establece el criterio N-1, el cual verifica la seguridad del sistema eléctrico de potencia. Además, su funcionamiento se basa en que un elemento se encuentre fuera de servicio o en conexión abierta para la red.

Para el diseño de la red de distribución de ELEPCO S.A., se aplicará el software PowerFactory, debido a la facilidad que presentan para analizar: flujos de carga, contingencias de la red, métodos probabilísticos; implementados en un sistema de potencia.

También es posible identificar los índices de confiabilidad del sistema, a través de una función de protección regular, con el propósito de evaluar el sistema, mediante análisis de contingencias y confiabilidad.

Una vez que se conoce la metodología que se utilizará, se procederá a modelar el sistema eléctrico de la empresa eléctrica por medio de PowerFactory, analizando flujos de potencia para escenarios de máxima, media y mínima demanda. Por ello, la empresa eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A. contribuirá con la información necesaria para cálculo de flujos de potencia del sistema.

El software analizará las contingencias de la red, clasificando de mayor a menor riesgo en caso de que la contingencia afecte a muchas líneas y las protecciones no llegaran a ejercer su función efectivamente, esto ocasiona un colapso total en la red eléctrica.

Según las clasificaciones especificadas por el programa, se procederá a analizar las contingencias con mayor probabilidad de ocurrencias y las catalogadas como las más peligrosas, de esta manera organizada este estudio se centrará en los procedimientos implementados para la reconexión de electricidad en las líneas en el menor tiempo posible, esto ayudará a diagnosticar la falla rápidamente, mejorando el sistema de contingencias actual.

Posteriormente se ejecutará un análisis de confiabilidad del sistema eléctrico de la red de ELEPCO S.A., la cual nos mostrará la manera más efectiva de medir la frecuencia, la duración y la magnitud de los daños ocasionados por la falla al suministro eléctrico, fundamentándose en el análisis de contingencias.

Para finalizar, estos análisis se describirán en una tabla tipo resumen para determinar las posibles soluciones presentadas en la contingencia de mayor riesgo, evaluando cada una de estas, según el cumplimiento de la norma respectiva vigente (ARCENNR 002/20), de esta manera se obtendrá una clasificación a través de la comparación entre contingencias que cumplan con la norma y las que no, con el objetivo de evitar un colapso en la distribución de energía, permitiendo organizar un análisis de resultados esperados.

El estudio de los casos de resultados, establecen el comportamiento de los parámetros de las contingencias de cada elemento estudiado, observando los sucesos que respetan los niveles señalados en la normativa y los que sobrepasan el límite, para realizar recomendaciones que beneficien la correcta maniobra del sistema.

Conforme a la información de la red eléctrica establecida anteriormente, se concede que, debido a la complejidad de operación y protección, la red de distribución de la empresa ELEPCO S.A., se justifica que:

- Las redes consideradas corresponden a una distribución de media tensión de 69 y 13,8 kV nominales.
- Se tendrá énfasis en las redes de distribución públicas de la empresa de distribución.
- El sistema de redes se encuentra en operación radial.
- Existe una condición de reconexión de un alimentador, la probabilidad de sobrecarga no es ningún impedimento, siempre y cuando se cumpla el estado de radialidad.
- Los tipos de fallas simuladas requieren de algún dispositivo de protección.

Por lo tanto, el investigador hace uso de las siguientes metodologías con el objeto de cumplir el objetivo del presente proyecto, a través de flujos de potencia, análisis de contingencias y análisis de confiabilidad.

4.3. METODOLOGÍA PARA FLUJOS DE POTENCIA

Según los flujos de potencia es un punto muy importante para cualquier SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), debido a que le permite al operador visualizar los voltajes, ángulos, pérdidas, niveles de carga entre otras variables especificadas de las barras para las aplicaciones de operación y planificación, determinada por el software que se implementara en el estudio.

Además, los flujos de potencia se calculan a través del método de Newton Raphson, el cual involucra análisis numéricos aplicados a un sistema de potencia, analizando el estado operacional del sistema eléctrico, obteniendo magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada nodo, así como la potencia efectiva y activa que fluye en cada línea de la red.

Para simular los flujos de potencia es necesario implementar el software PowerFactory DigSilent, debido a su facilidad para calcular y diseñar el sistema eléctrico de potencia de la provincia del Cotopaxi, en donde la metodología que se rige para ejecutar cualquier sistema y visualizar flujos de carga se puede determinar en la Figura 4.12.

Obteniendo un nivel de voltaje estimado según las regulaciones establecidas entre 0.95 y 1.05 en sus terminales, estableciendo sobrecargas en las líneas o sobrevoltajes, de esta manera comparamos los datos técnicos en la red diseñada con la información de la empresa eléctrica ELEPCO S.A., consiguiendo algunas similitudes.

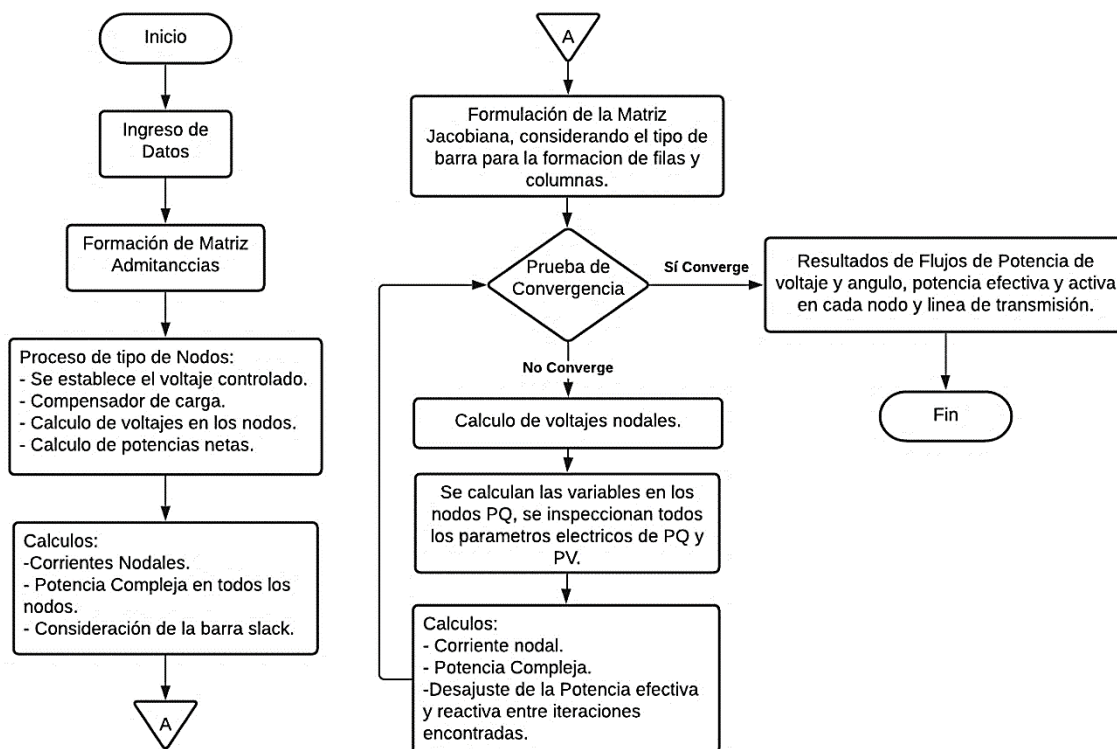


Figura 4.12. Metodología propuesta para la ejecución de Flujos de carga.

4.4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

En la presente sección se presentarán los efectos obtenidos después de ejecutar la metodología propuesta para flujos de potencia en el sistema eléctrico planteado con anterioridad. En donde se procede a determinar el análisis de contingencias, estos resultados se centran en evaluar las condiciones de operación del sistema actual para proponer posibles soluciones a los problemas encontrados a través de los cambios en el nivel de tensión de los elementos.

Para elaborar un análisis de contingencias es necesario una evaluación de los estados propuestos en el sistema donde es posible la experimentación de la pérdida de los elementos, para ello, existen dos métodos que facilitan el cálculo de lo establecido; siendo el método estocástico un modelo estadístico, que permite representar ocurrencias de fallas y tiempos de reparación en términos de probabilidad, obteniendo resultados de predictivos en los puntos críticos de la red en un periodo de tiempo limitado. Mientras que el método determinístico analiza los estados del sistema donde se pierden los componentes, sin considerar las fallas múltiples y la probabilidad de ocurrencia de las contingencias evaluadas. Para el presente proyecto de investigación se utilizará el método determinístico con el criterio N-1 para el sistema eléctrico de distribución en la provincia de Cotopaxi, con la intención de permitir anticipar acciones correctivas durante un proceso de alerta temprana de los elementos más relevantes del sistema.

4.4.1. Selección de Contingencias

Durante la investigación de análisis de contingencias, se debe identificar las contingencias más severas dentro de una lista de eventos que limitan la magnitud del voltaje en la barra y flujo de potencia. Por tal motivo se procederá a utilizar el método 4, descrita en el capítulo 3 sección 3, dicho proceso tiene objetivo reducir o eliminar las contingencias menos severas, calculando a través del criterio de sensibilidad, el cual evalúa el efecto en el voltaje de la variación de potencia activa y reactiva, de esta manera mejorar la facilidad de la selección, por medio del software PowerFactory. Una vez realizada la simulación de las contingencias o eventos, a través del software, se procede a configurar los elementos analizados como: transformadores, líneas de transmisión y generadores. Por lo que se desarrolla el criterio N-1 para los elementos analizados como posibles contingencias dentro del sistema eléctrico, en otras palabras, se determinará qué elemento se encuentra fuera de servicio y se analizará los niveles de voltajes como consecuencia, de tal modo que este procedimiento se realizará para todas las contingencias analizadas por el software.

4.4.1.1. Método de Sensibilidad

Para la selección de contingencias se utilizará la Ecuación (3. 8), la cual se detalló en el capítulo 3 en la sección 3, la cual determina la selección de contingencias a través del análisis de sensibilidad. La utilización del método se justifica debido al fácil manejo del análisis de sensibilidad que permite el software PowerFactory en las barras del sistema, de tal manera que se visualiza el efecto en el voltaje de la variación entre potencia activa y reactiva de los elementos del sistema.

La guía de procedimiento para elaborar la selección de contingencias, en el programa, se especifica en el Anexo C, promoviendo instrucciones claras y muy precisas para manipular y controlar las contingencias establecidas para el caso estudio determinado.

El objetivo es identificar la manera correcta de ejecutar el método, para mejorar el entendimiento y la comprensión del lector o usuario. Es importante corregir las fallas que presente el sistema antes de simular flujos de potencia, caso contrario el análisis de sensibilidad pierde validez en su responsabilidad de selección de contingencias.

4.4.2. Clasificación de Estados

Dada función de la clasificación de estados del sistema eléctrico simulado para la convergencia de los componentes seleccionados como contingencias, la cual se le catalogará como estado “inseguro” o “colapso” dependiendo de su resultado. Mientras que el estado “seguro” se determina a través de la filtración de selección de contingencias fundamentadas bajo el criterio de sensibilidad para la barra de Mulaló de 69 kV, por tal motivo carece de información pertinente a la convergencia del sistema, esto se representa, como presenta en la Tabla 4.12, adquiriendo una forma adecuada para ordenar los diferentes eventos o contingencias, que pueden llegar a suceder dentro de los elementos de la red.

Tabla 4.12. Propuesta para clasificación de contingencias mediante la convergencia del sistema.

Estados del Sistema	Definición	Convergencia
Seguro	Es el estado del alimentador i que se comporta de manera normal cuando su operación no se ve afectada por la falla de j elemento.	N/A
Inseguro	Es el estado que determina cómo restablecer el servicio a su normalidad, mediante el aislamiento del elemento fallado o por una maniobra.	Si
Colapso	En este estado se encuentran los alimentadores que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación	No

4.4.2.1. Contingencias N-1

Para la simulación de los diversos eventos se emplea el criterio N-1, el cual forma parte del método determinístico, cuya función es comprobar la seguridad del sistema de potencia, en particular, se establece tensiones y cargabilidades adecuadas, para la operación del sistema eléctrico de potencia en estudio por medio de la salida de un elemento de transmisión, además evita en su mayoría zonas con racionamientos.

El presente proyecto resalta la importancia de realizar contingencias de un elemento que se encuentre en función de la configuración y condiciones operativas de la red [5].

La metodología por implementar comprende niveles de contingencias basadas en técnicas computacionales que simulan diferentes modos de fallas en los componentes del sistema de potencia, ofreciéndonos una valoración directa para la confiabilidad, reconociendo eventos de falla para la generación de un escenario global y real, por tal motivo es indispensable que el análisis sea cuidadosamente estudiado, con el objetivo de evitar suponer una evaluación errada en el sistema.

En la Figura 4.13, se muestra la metodología propuesta para ejecutar el análisis de contingencias en el sistema eléctrico de potencia de la provincia de Cotopaxi.

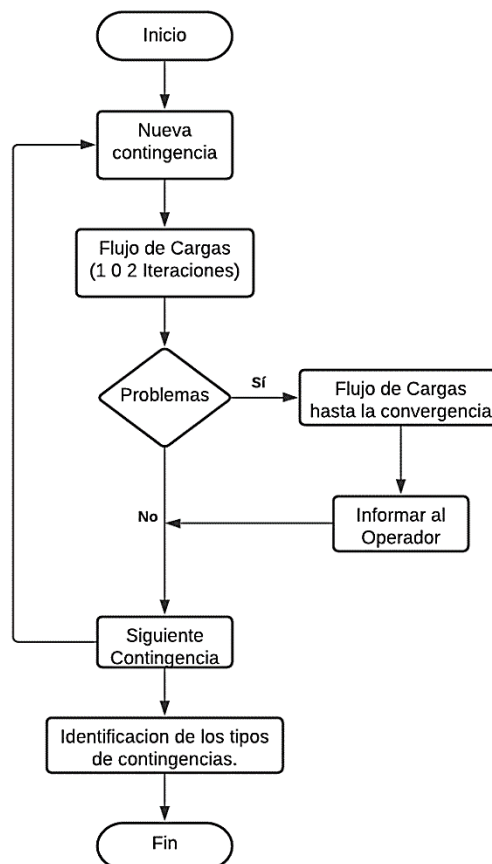


Figura 4.13. Metodología propuesta para la evaluación de Análisis de Contingencias.

4.5. MÉTODOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD

Debido a la naturaleza de eventos aleatorios que afectan al correcto funcionamiento y su respectiva indisponibilidad de los recursos indispensables de energía, durante acciones planeadas o no planeadas, se genera la confiabilidad mediante herramientas como: métodos estocásticos, estadística descriptiva, e índices determinísticos [7].

La mayoría de los sistemas omiten el cálculo de la energía no suministrada, la cual es causada por bajas tensiones en la red, solo consideran la disminución de las sobrecargas en las líneas y transformadores, por ello es importante conocer que este método posee un mayor impacto en sistemas enmallados, no obstante si el análisis se enfoca hacia el usuario final, la forma de la red tiende a la radialidad, donde el concepto de la confiabilidad puede llegar alcanzar valores que impacten la relación entre los costos de implementación y beneficios totales efectivamente.

4.5.1. Estructura de la Red

Para la determinación de una evaluación de los parámetros de confiabilidad en el sistema se deben conocer la estructura de la red mediante una breve descripción topológica, identificando los principales consumidores conectados, los cuales sufrirán las diferentes contingencias [9].

En la siguiente Figura 4.14, se podrá observar un acercamiento de todo el sistema de la red de distribución actual de alto voltaje de 138 kV, 69 kV y medio voltaje de 13.8 kV, el cual se encuentra en la provincia de Cotopaxi – Ecuador.

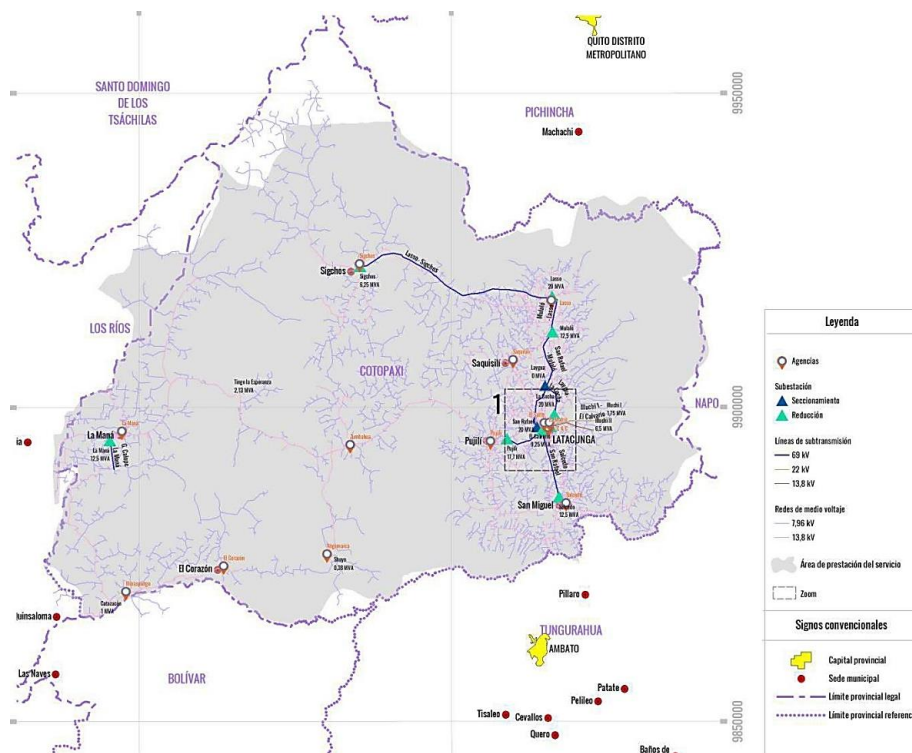


Figura 4.14. Red de Distribución Eléctrica de la provincia de Cotopaxi [25].

4.5.2. Evaluación Técnica

A través de la evaluación de confiabilidad, este se puede enfocar en un cálculo de la demanda no atendida para simular eventos y efectos sobre las sobrecargas y tensiones bajas. Además, los componentes que se encuentren sujetos a la actividad dominada por la contingencia reconocen el número de veces que se puede ocasionar dependiendo según su tipo de maniobra.

La severidad de los eventos se mide en función del impacto de salida de los elementos, ocasionando un incremento o decremento de la demanda [5]. Esta condición le permite al operador evaluar las variables eléctricas, alcanzando un punto de operación estable.

4.5.3. Simulación de Eventos

Para la simulación de los distintos eventos emplearemos el criterio N-1, debido a la amplia experiencia en el estudio de planeación de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia. El planteamiento de operación se enfocará en presentar la viabilidad técnica y económica de cualquier proyecto, mediante análisis de fallas para la configuración adecuada de los elementos, causado por una contingencia.

Esto implica la generación de un criterio de sobrecarga a través de condiciones establecidas por análisis de contingencias N-1, durante un periodo de tiempo aproximado dentro del sistema de la red eléctrica. La metodología para evaluar la confiabilidad de todo el sistema de potencia se enfocará en encontrar los indicadores de confiabilidad establecidos con sus respectivas características y fórmulas propuestas en el capítulo 3, específicamente en la sección 4.

4.5.4. Caracterización de Eventos

Estas características se localizan en los tramos de alimentadores y elementos que conforman el sistema de seguridad de la red, por tal motivo se hará uso de los indicadores de confiabilidad, los cuales son:

1. **Tasa de Falla (λ).** – Indica el promedio de un elemento que se encuentra sometido a una condición de operación, detectando fallas por cortocircuitos, sobrecargas atmosféricas, fallas de aislación, accidentes, etc.

La tasa de falla es un parámetro eléctrico que puede determinarse por medio del historial de fallas anteriores por cada tramo individual y a través de una estimación considerada para el sistema. Por estas razones, para el cálculo de la tasa de falla en los elementos individuales como transformadores e interruptores se plantean en la Ecuación (3. 22).

No obstante, para el cálculo desarrollado en el programa se determinará la implementación de los datos típicos de la confiabilidad para un sistema de distribución aérea, como se muestra en la Tabla 3.5 en función de la tasa de falla, escogiendo el tramo troncal y lateral para la implementación en el software.

Habitualmente, las empresas distribuidoras de energía siempre realizan estadísticas de incidencias e incluso identifican de forma específica las causas que las ocasionan [9]. Sin embargo, en el caso de la no disponibilidad de información para tramos de línea o elementos de protección la Ecuación (3. 22) es una buena aproximación.

2. Tiempo de Interrupción. – Es el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito hasta su Re-energización, cuyo procedimiento pasa mediante un ciclo de maniobras para restablecer su servicio eléctrico nuevamente.

Los cuales responden por la Ecuación (3. 25), respectivamente a la duración de fallas. Además, el tiempo de interrupción depende del tipo de falla y los equipos presentes en el sistema. Existe una clasificación de tiempos para la red de distribución, los cuales son:

- **Tiempo para el conocimiento de la falla (Tc):** Es un intervalo que sucede entre la ocurrencia de falla y el momento en el que los operadores del sistema la identifican.
- **Tiempo de Preparación (Tp):** Corresponde al periodo de tiempo en que se obtienen los recursos materiales necesarios para iniciar los trabajos de la falla.
- **Tiempo de Localización (Tl):** Es un tiempo que se utiliza para el transporte hasta el lugar donde sucedió e identificar el punto de falla.
- **Tiempo de Reparación (Tr):** Es un intervalo de tiempo donde se elaboran las actividades de reparación y/o cambios de equipo.
- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv):** Es el intervalo de tiempo que tarda en recuperar la configuración normal de operación después de realizar las actividades de reparación.

Una vez realizado el proceso de tiempo de interrupción, en su mayoría por las empresas de distribución se procede a ordenar y /o clasificar los estados. Sin embargo, la información que se utilizará en el tiempo de interrupción se reemplaza por el MTTR (Tiempo Medio de Reparación), la cual se puede verificar en la.

4.5.5. Determinación de Estados

El proceso de determinación de estados ocurre cuando se analiza el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a las cuales se encuentran sometidos los componentes del sistema. El objetivo principal de la red es determinar los estados de cada elemento que se compone el modelado de la red, en el momento exacto de presentar una falla.

De esta manera se conseguirá una mejor organización, catalogando las condiciones de cada elemento frente a una falla, a través de una tabla resumen. Por lo que se refiere al proceso de determinar los estados se observarán detalladamente en la Figura 4.15:

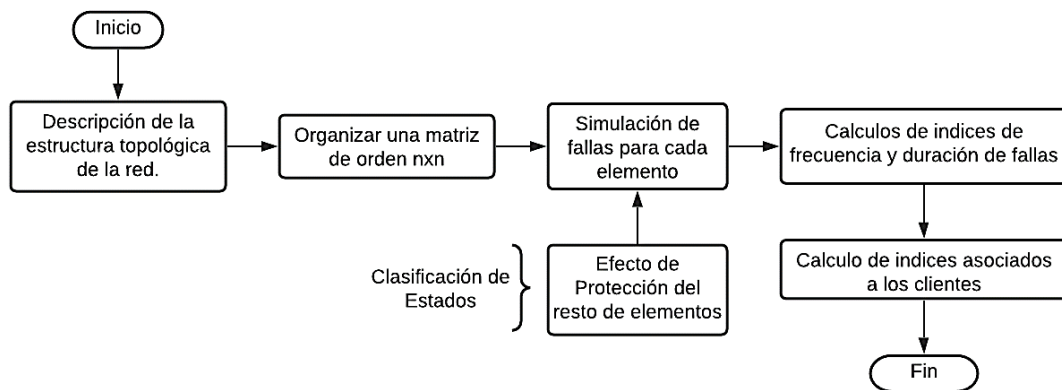


Figura 4.15. Procedimiento propuesto para la determinación de estados en la estructura de la red.

4.5.6. Evaluación de Estados

Para los sistemas de topología radial es necesario evaluar los estados de contingencias para cada elemento por medio de los indicadores de confiabilidad como: la tasa de falla, tiempo de reparación, indisponibilidad, tasa de falla en el sistema serie, tiempo de reparación total e Indisponibilidad anual total del sistema serie, cuyos cálculos se muestran en las siguientes ecuaciones (3. 22), (3. 23), (3. 24), (3. 25) y (3. 27), expuestas en el capítulo anterior. Posteriormente para hallar el tiempo total de interrupción anual, también depende de la definición del tipo de estado clasificado, haciendo uso de la Ecuación (3. 28) y (3. 29).

Finalmente se calculan los indicadores orientados a medir la calidad del servicio de energía eléctrica que reciben los consumidores. Hay que reconocer que los consumidores se encuentran conectados en algún tramo de alimentación del sistema de potencia, de tal manera que la frecuencia de interrupciones e indisponibilidad son correspondientes a dicho tramo. En efecto se determinará el índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente (CAIFI) y el índice de duración promedio de interrupción del cliente (CAIDI) duración del cliente pertenecientes a las ecuaciones (3. 32) y (3. 33).

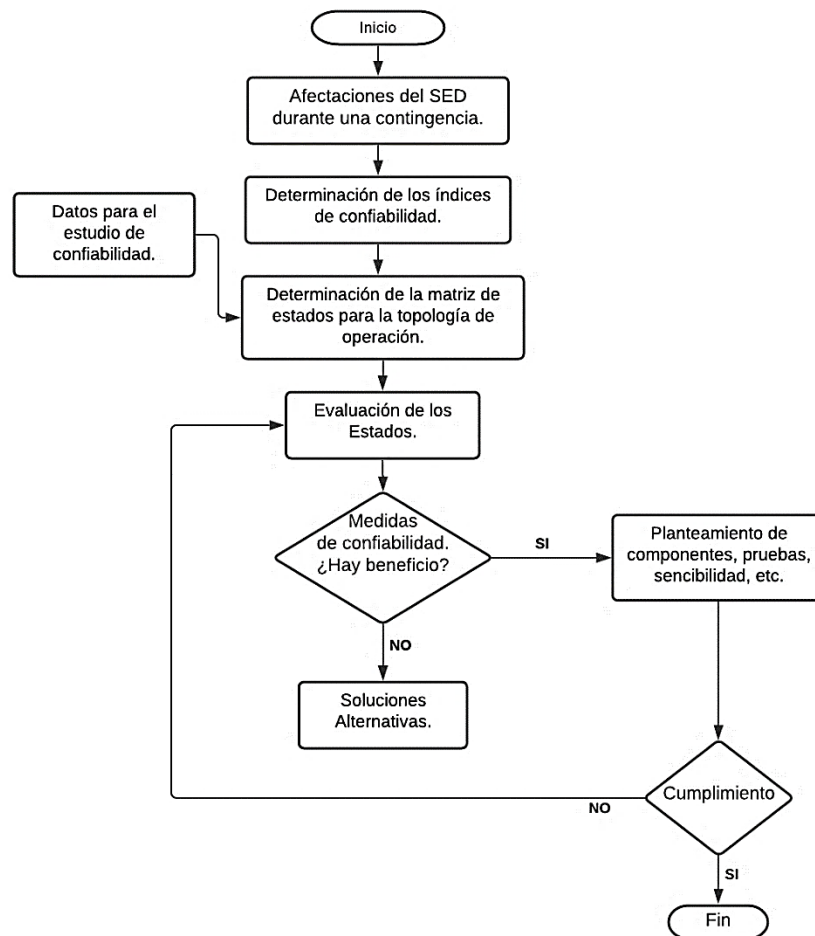


Figura 4.16. Metodología propuesta para la evaluación de la confiabilidad en la red de distribución.

4.6. NORMATIVAS Y REGULACIONES

4.6.1. Norma ARCENNR 002/20

Durante la investigación en [11], se determina en el capítulo dos la calidad de producto, en donde se identifica el nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución mediante la variación de voltaje de suministro respecto al voltaje nominal.

Para la demostración los rangos de voltaje admitidos, se visualiza en la Tabla 4.13, donde el nivel que tomaremos en consideración pertenece al grupo 1 (entre 40 y 138 kV), grupo 2 (mayor a 138 kV) de alto voltaje y de bajo voltaje (menor a 0,6 kV) para el sistema de Cotopaxi.

Tabla 4.13. Límites para el índice del nivel de voltaje [11].

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

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se describen los resultados obtenidos por el proyecto de investigación. En la sección 5.1 se demostrará la comparación de los resultados de flujos de cargas entre los casos de estudio utilizados como referencia. Más adelante, en la sección 5.2 se verifica la evaluación del análisis de contingencias del caso base.

Mientras que en la sección 5.3 se colocará las alternativas o posibles soluciones de las contingencias implementadas, posterior en la sección 5.4 se determinarán los indicadores de confiabilidad del sistema.

5.1. FLUJOS DE POTENCIA

Según los datos abastecidos por la empresa eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO S.A.), se realiza el estudio de flujo de carga en condiciones normales de operación para el periodo de máxima y mínima demanda, el objetivo de la simulación del flujo de cargas del sistema es visualizar las tensiones, potencia y cargabilidad registrada en los diferentes elementos que componen el sistema como: líneas de transmisión, transformadores y generadores, se puede visualizar en el Anexo D.

Por medio del software PowerFactory se logró simular tres escenarios para el sistema, estableciendo una comparación y determinando la veracidad de la red con los datos obtenidos. En el Anexo B, se encuentra el modelamiento de la estructura de la red de Cotopaxi, diseñado en el software PowerFactory, en donde se observa la simulación del flujo de cargas de las principales líneas, subestaciones, transformadores y generadores.

Finalmente, con los datos calculados por el software para el estudio del caso base, se comprueba que la cargabilidad de todos los elementos de la red cumplen los límites operativos admisibles establecidos por la Regulación No. ARCNNR - 002/20².

Además, en la Tabla D.25, se puede observar la comparación de flujos de cargas entre la demanda Media y la potencia de la demanda basada en los registros de la empresa eléctrica ELEPCO S.A., sobre de los transformadores, poseen una similitud en sus parámetros eléctricos que demuestran la validez de su funcionamiento.

Es importante destacar que los componentes TR_NOVACERO_60 MVA y TR_PUJILÍ_12.5 MVA, no son considerados para el estudio de la potencia aparente de ELEPCO, no obstante, se tomará en cuenta para el estudio del trabajo investigativo planteado.

² Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables que resuelve la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Para el análisis comparativo de los flujos de carga entre los valores obtenidos por la simulación en el PowerFactory y la información entregada por la empresa, se requiere de una gráfica de barras donde se resumen los valores obtenidos por la Tabla D.25.

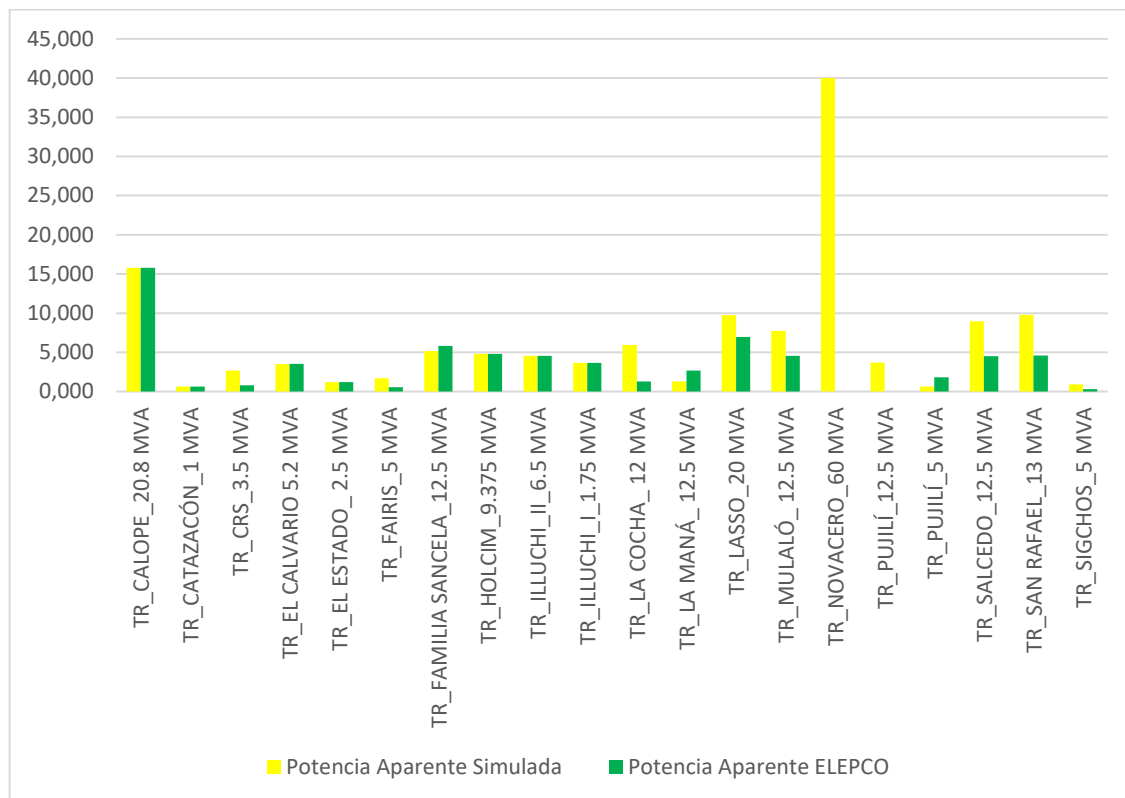


Figura 5.17. Representación Gráfica del Flujo de Potencia en los Transformadores.

Dentro del análisis comparativo, se estima que la información obtenida por el programa y la información basada en datos proporcionados por la empresa de distribución eléctrica de Cotopaxi, comparten resultados semejantes en función de la demanda media, dentro del estudio en los transformadores. Para finalizar, según el análisis de flujos de carga, se justifica que los valores obtenidos en su elaboración conserven su validez.

5.1.1. Análisis de cargabilidad del sistema

A través del análisis de flujo de carga podemos observar las cargabilidades de cada componentes o elementos que se encuentre en el sistema eléctrico, en la Tabla D.26 se especificará la comparación analítica de los valores reflejados por la simulación del programa con los datos proporcionados para el análisis específico de los generadores totales del sistema, en función al caso de la demanda máxima de estudio, debido a que la información proporcionada por la empresa eléctrica posee cargabilidades de las subestaciones en su estado de máxima potencia.

La cargabilidad de los generadores en comparación con la información obtenida por [24], se puede interpretar por medio de la Tabla D.26, el cual demuestra un error promedio del 0% según los valores considerados para la cargabilidad de los generadores. En la Figura 5.18 se logra la siguiente gráfica de resultados del comportamiento de los generadores en los casos de estudio de demanda máxima.

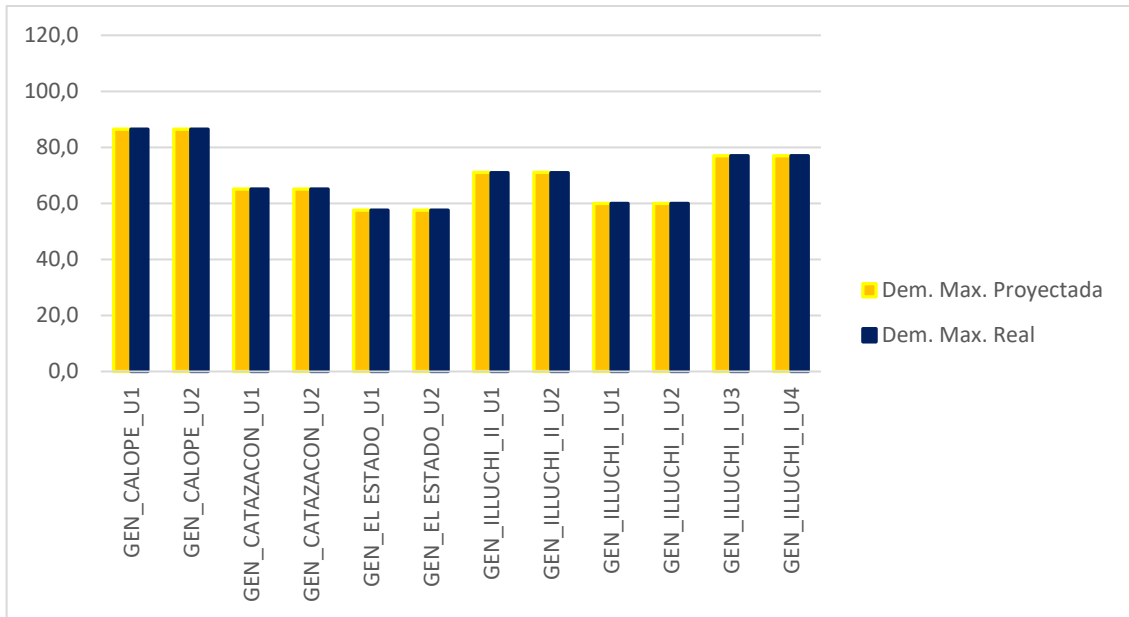


Figura 5.18. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Generadores.

En la Tabla D.27 se detallan las consecuencias de la cargabilidad en los transformadores del sistema proyectado para los distintos casos de estudio, obteniendo un margen de error promedio del 1%.

En la Figura 5.19, se encuentra el análisis comparativo, donde se define a través de una representación gráfica, la cargabilidad en los transformadores basado en el caso de estudio de demanda máxima. Además, los datos para los siguientes transformadores no existen en la cargabilidad real designada por ELEPCO S.A.: TR_CALOPE_20.8 MVA, TR_CATAZACÓN_1 MVA, TR_CRS_3.5 MVA, TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA, TR_FAIRIS_5 MVA, TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA, TR_HOLCIM_9.375 MVA, TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA, TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA, TR_NOVACERO_60 MVA, obteniendo un 50% de validez en la cargabilidad de los equipos haciendo referencia a la Tabla 5.14.

Tabla 5.14. Validación de la cargabilidad de los transformadores.

Transformadores	Cant.	%
Transformadores Validados	10	50
Transformadores No Validados	10	50

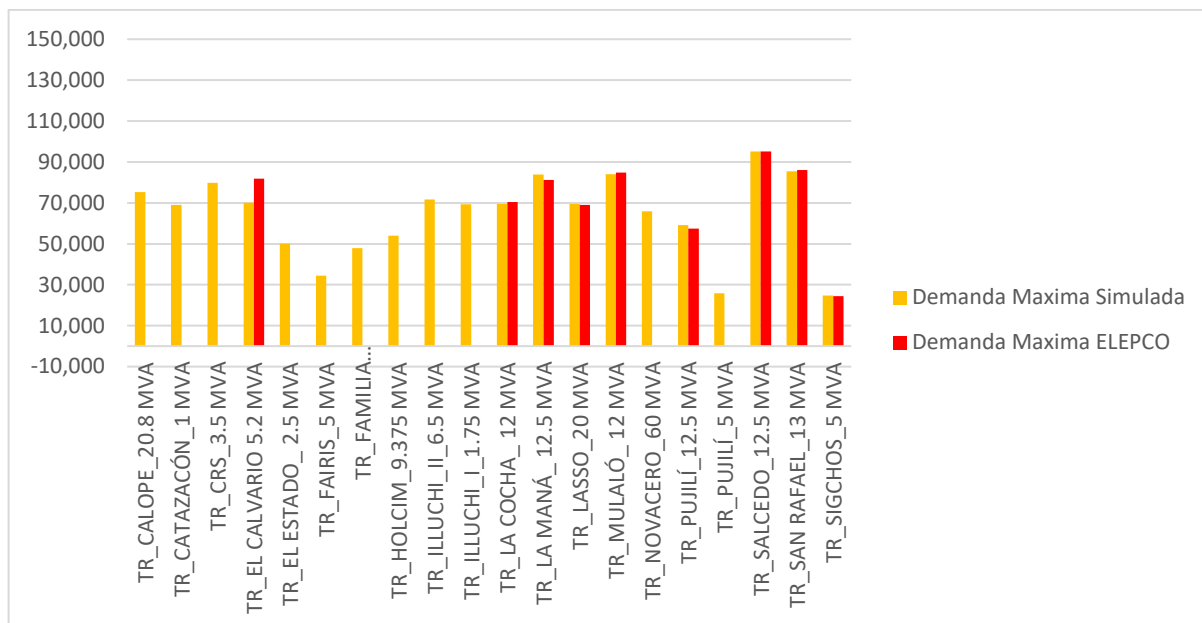


Figura 5.19. Representación Gráfica de la Cargabilidad en los Transformadores.

Mediante una evaluación para la cargabilidad de los elementos del sistema eléctrico, se determinó el cálculo para encontrar el porcentaje de error relativo entre la cargabilidad máxima de la empresa y la simulada, obteniendo un alcance promedio de 0% - 2% para los generadores y transformadores, respectivamente.

En conclusión, se detalla que los valores conseguidos mantienen una cargabilidad satisfactoria para los generadores y transformadores que forman parte del sistema validando su utilización para los cálculos pertinentes del estudio de contingencias y confiabilidad.

5.1.2. Análisis de los niveles de tensión en las barras

Uno de los parámetros más estudiados al realizar una simulación de flujos de cargas es el levantamiento de información acerca del nivel de tensión en todas las barras del sistema analizado, de esta manera comprobaremos si el nivel de tensión cumple con los límites condicionales avalados por la regulación local.

De tal manera que el sistema pueda satisfacer las condiciones de los límites de niveles de tensión. En la Tabla D.28 se muestra el nivel de tensión en porcentaje y el voltaje nominal que ejecuta el sistema, a través de sus diferentes casos de estudio predeterminados, obteniendo un margen de error del $\pm 10\%$.

Además, en la interpretación demostrada en la Figura 5.20, permite analizar la comparación sobre los niveles de tensión por cada barra según el caso de estudio determinado por la demanda máxima y demanda mínima del sistema.

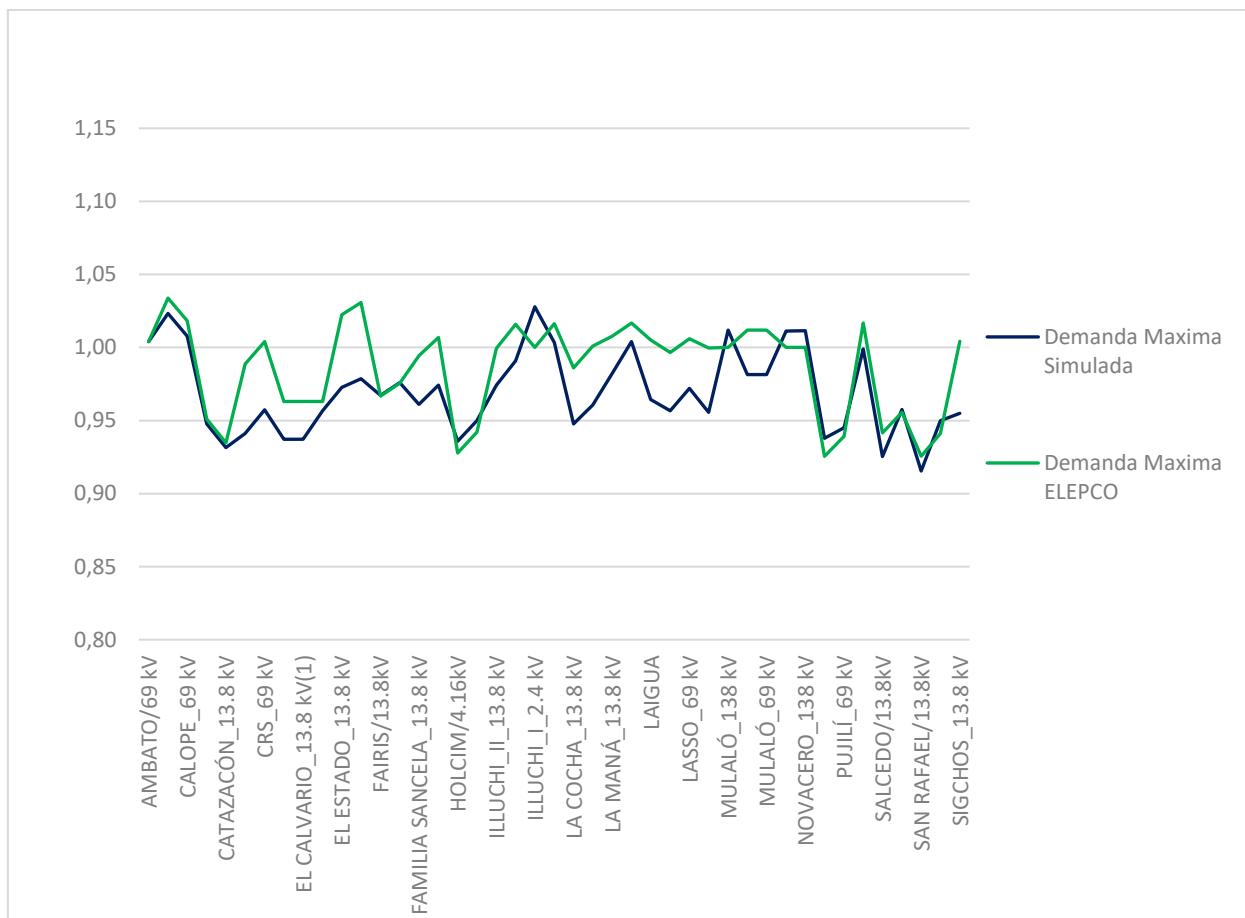


Figura 5.20. Niveles de Tensión en las Barras.

Tomando en cuenta que los datos para la demanda Media fueron considerados como barra slack a las subestaciones: Mulaló de 138 kV, Ambato de 69 kV y Quevedo de 69 kV.

5.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS (N-1)

El análisis de contingencias se realiza a través de una simulación de fallas sencillas descubriendo el comportamiento del sistema, inspirado en el criterio N-1. Para evaluar las contingencias de un sistema eléctrico, primero se debe seleccionar las contingencias, luego clasificar aquellas contingencias que perturben el sistema fuera del límite estimado, posteriormente las contingencias seleccionadas simularán eventos y por último se procederá a implementar posibles soluciones para que el sistema pueda trabajar sin dificultades y mantener el nivel de voltaje estable según la regulación local.

5.2.1. Selección de Contingencias

Para identificar los componentes que serán utilizados para el análisis de contingencias, es necesario la implementación del criterio de sensibilidad, el cual se estudiará solo aquellos elementos o componentes que se encuentre dentro de la selección establecida, como se presenta en el Anexo E, específicamente en la Tabla E.29, Tabla E30 y en la Tabla E 31, omitiendo aquellos

valores diferentes de cero, debido a que los eventos de colapso y normal no serán estudiados en el presente estudio de contingencias bajo el criterio N-1.

Es así como, la selección de contingencias para la demanda mínima, media y máxima se determina como se muestra en las Tabla E.35, Tabla E.36 y Tabla E.37. Luego, se empezará a simular análisis de contingencias para determinar su respectiva clasificación, este procedimiento lo pueden encontrar en el Anexo C.

5.2.2. Clasificación de Contingencias

En esta sección, se encuentra la manera de clasificar las contingencias para el sistema eléctrico simulado, mediante el método especificado por [17], utilizando como principal referencia a la Tabla 3.3 en función de las contingencias seleccionadas por el criterio de sensibilidad, las cuales serán mostradas en el Anexo F.

Desarrollando la Tabla F.38, Tabla F.39 y la Tabla F.40 para la clasificación de componentes del sistema como posibles contingencias, en los casos de estudio de demanda mínima, media y máxima, una vez organizadas las contingencias se procede a especificar el porcentaje de estas según el estado del sistema presentado en la Tabla 4.12.

Estos estudios se fundamentan en el alcance del análisis de contingencias, mediante los casos planteados. Por ello, la Figura 5.21, Figura 5.22 y Figura 5.23 se pueden representar a través de una gráfica de pasteles el porcentaje aproximado acerca del estado del sistema eléctrico simulado.

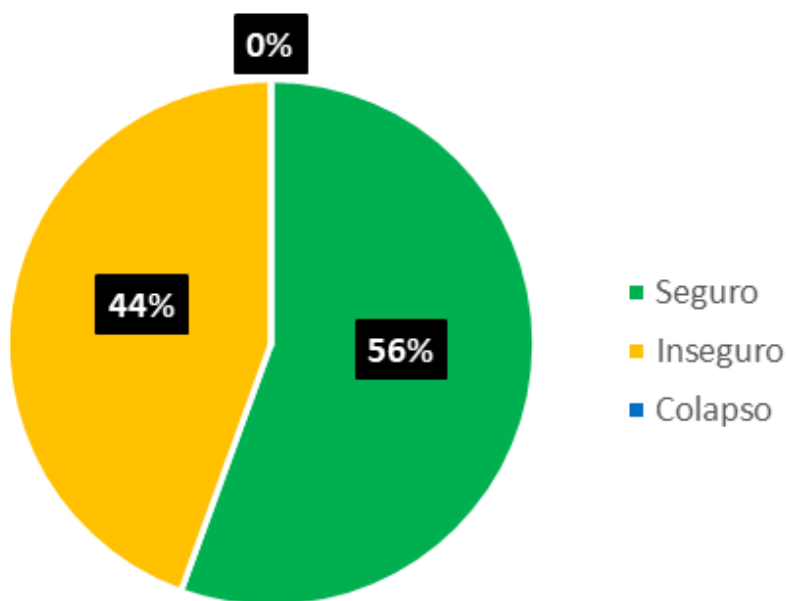


Figura 5.21. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda mínima.

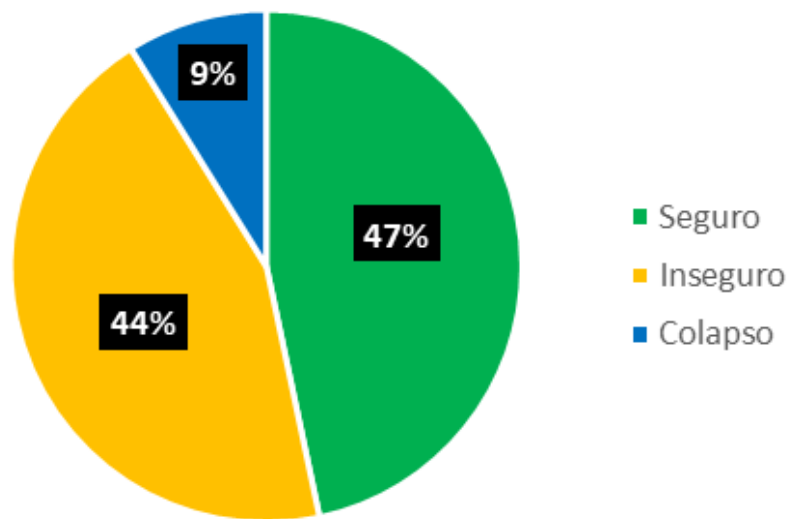


Figura 5.22. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda media.

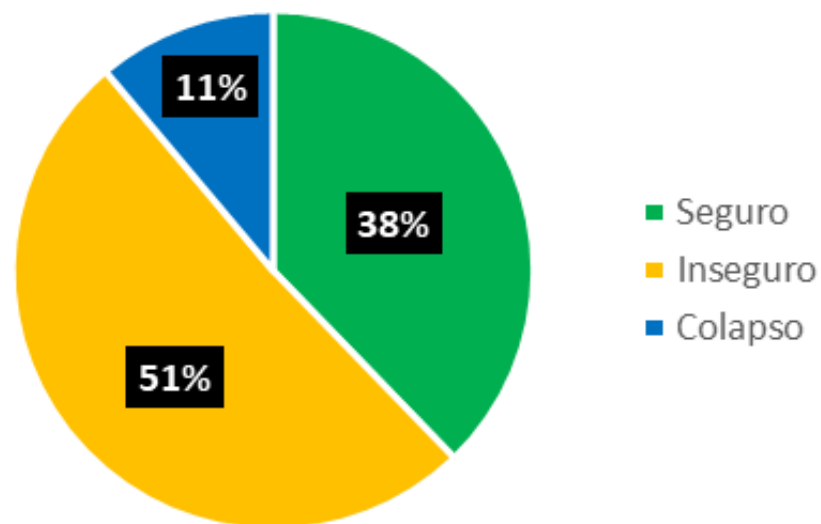


Figura 5.23. Representación porcentual de la Clasificación de contingencias para el estudio de la demanda máxima.

Según la Tabla 5.15 se presenta el resumen de las clasificaciones de cada caso de estudio, en donde se puede comprobar que existe una cantidad de eventos clasificados como “Seguros” mayores al 30% para los tres casos. Manteniendo un margen de 38% - 56%.

En cuanto al evento “Inseguros”, se puede designar que la mayor cantidad en porcentaje lo tiene el caso de estudio de la demanda máxima con un valor aproximado de 51%, sin embargo, para el análisis de las contingencias se puede establecer un límite entre (44% - 51%).

Por último, se puede establecer que dentro del evento denominado como “Colapso” posee un menor porcentaje en el estudio de la demanda mínima. Obteniendo resultados de frecuencia en las contingencias de la demanda media y máxima, aproximadamente entre (9% -11%).

Tabla 5.15. Tabla tipo resumen de las Clasificaciones de los casos de estudio para el sistema.

Casos de Estudio	Estado del Sistema		
	Seguro	Inseguro	Colapso
Demanda Mínima	56%	44%	0%
Demanda Media	47%	44%	9%
Demanda Máxima	38%	51%	11%

5.2.3. Evaluación de Contingencias

Para evaluar el sistema se debe involucrar los resultados de la tensión expresada en por unidad de esta manera se puede expresar los elementos vulnerables que operan al límite de su capacidad nominal, con el propósito de evitar un evento N-2.

Es importante destacar que el análisis de contingencias se determinará en el estudio de la demanda mínima, demanda media y demanda máxima, de tal modo que se plantean futuras alternativas para neutralizar dichas contingencias.

Los resultados otorgados por la Tabla F.38, Tabla F.39 y Tabla F.40 sobre la selección de contingencias en el estudio del caso base, será tomado en cuenta para su respectivo análisis. Por ello en el Anexo H, se verificará el voltaje del componente en por unidad antes y después de efectuarse la contingencia con sus respectivos resultados de voltaje según la acción correctiva.

Por lo tanto, en la Tabla G.41 hasta la Tabla G.43 considera el método N-1 para aquellas contingencias que violen el límite de nivel de voltaje máximo (0.95 p.u.), mientras que desde la Tabla G.44 hasta la Tabla G.45 se determinará de voltaje mínimo (1,05 p.u.). En otras palabras, se analizan los componentes que se encuentren fuera de los límites permitidos provocando una caída de tensión o sobrecarga dependiendo la contingencia, ésta tenga repercusiones en el sistema.

Desde la Figura 5.24 hasta la Figura 5.26 se resumen en la Tabla G.41 para la demanda mínima, Posteriormente desde la Figura 5.27 hasta la Figura 5.29 basada en la Tabla G.42 para la demanda media y finalmente desde la Figura 5.30 hasta la Figura 5.32 definida por la Tabla G.43 para el estudio de la demanda máxima se demuestra el entendimiento sobre el análisis de contingencias se puede expresar, donde se determina el nivel de voltaje mínimo por cada caso de violación. Tomando en cuenta que las tablas indicadas muestran un resumen para el caso de la demanda máxima.

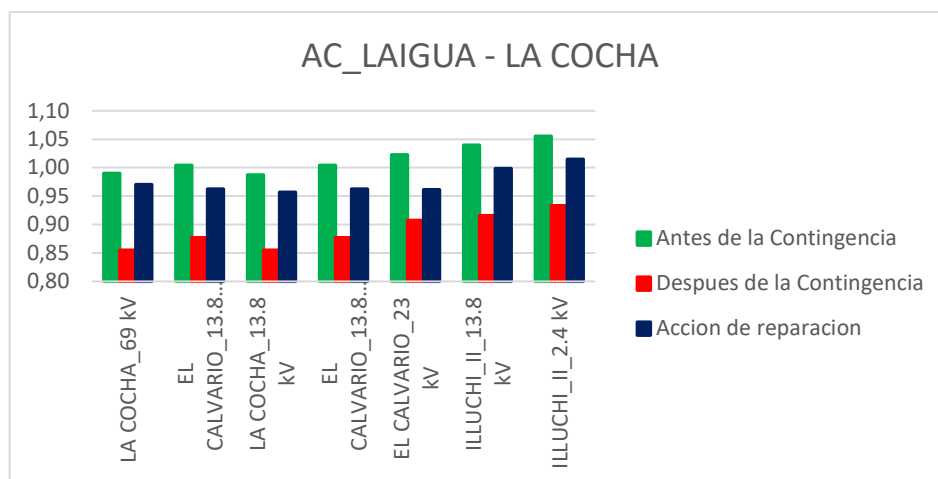


Figura 5.24. Representación Gráfica para la contingencia Laigua – La Cocha de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Cuando la contingencia Laigua – La Cocha se efectúa genera una caída del nivel de voltaje cerca del 0.85 por unidad en las barras especificadas en la Figura 5.24, sin embargo, al realizar la acción correctiva se colocó un banco de capacitores en la Subestación La Cocha de 69kV inyectando 2.5 Mvar y un banco de inductores para la barra del El Estado de 4.16 kV e Illuchi II, introduciendo 0.6 y 1.2 Mvar, mejorando el nivel de tensión hasta un 12 % después de ejecutarse la contingencia.

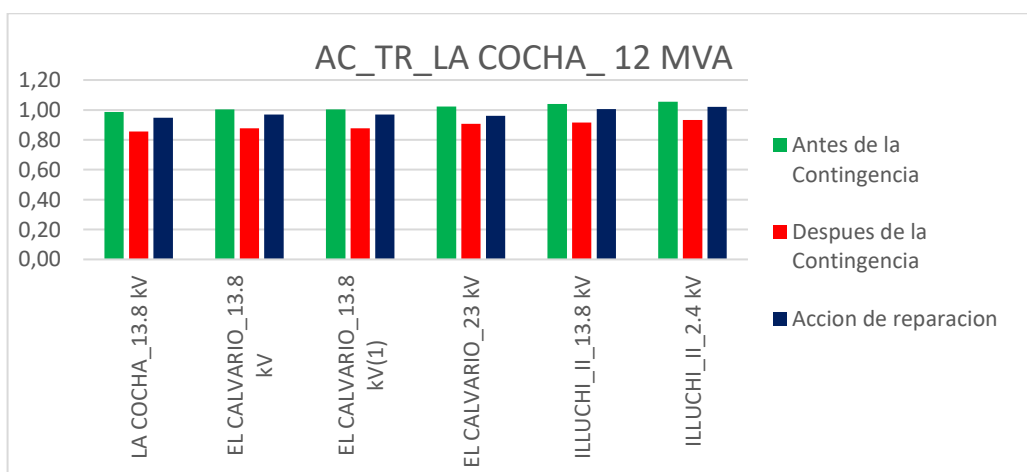


Figura 5.25. Representación Gráfica para la contingencia T_La Cocha de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

De la misma manera cuando se ejecuta la contingencia del transformador de la Cocha de 12 MVA, el mínimo voltaje registrado es de 0.85 por unidad como se observa en la Figura 5.25, no obstante, al realizar la respectiva acción correctiva se considera añadir un banco de condensadores en la Subestación El Calvario y un banco de inductores en la barra de El Estado de 4.16 kV, mejorando el nivel de tensión hasta un 14%.

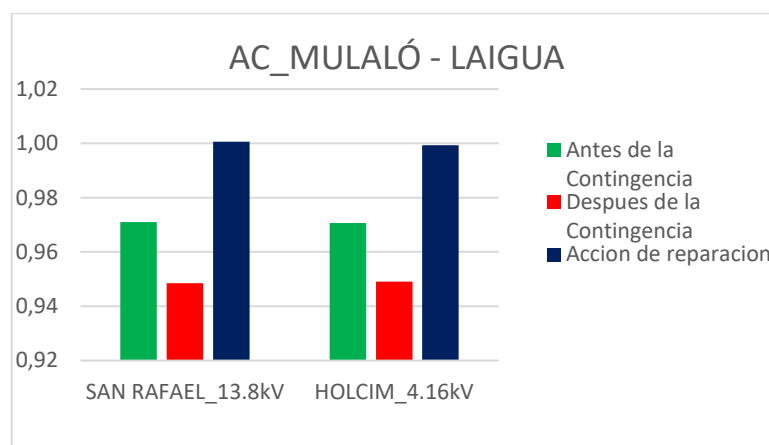


Figura 5.26. Representación Gráfica para la contingencia Mulaló – Laigua de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Durante el efecto de la contingencia de la línea Mulaló – Laigua, se disminuyen los voltajes hasta un 0.95, lo cual se encuentra dentro límite permitido, pero con la accion correctiva escogida aumentando el Tap del transformador de Illuchi I, el nivel de voltaje mejora en un 2% en comparación con el estado antes de la contingencia.

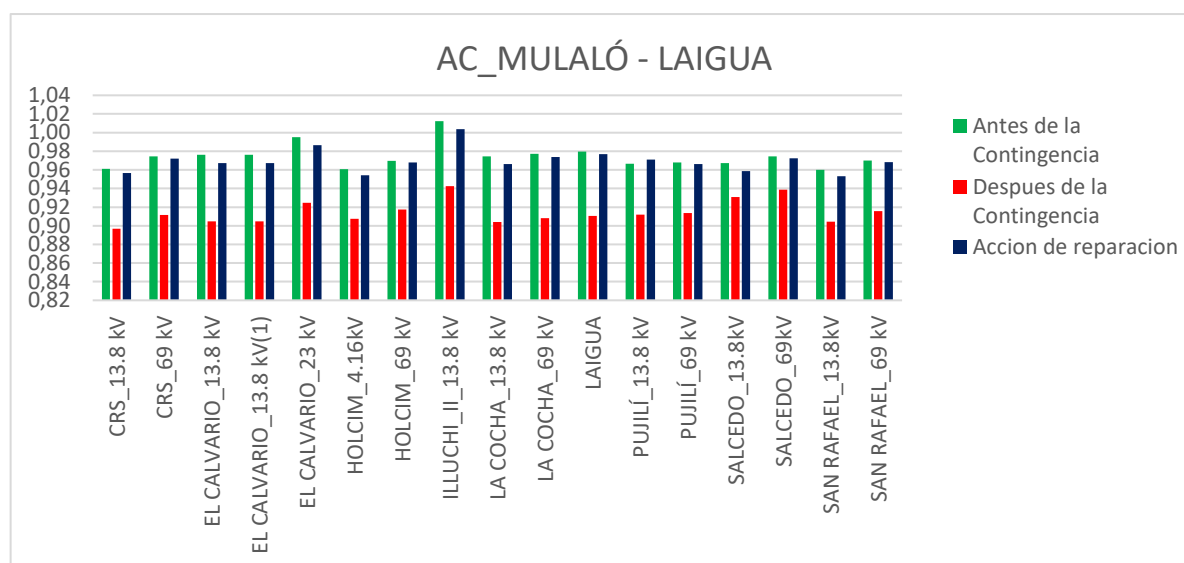


Figura 5.27. Representación Gráfica para la contingencia Mulaló – Laigua de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

En el escenario de demanda media, la contingencia de la línea Mulaló – Laigua cambia en comparación con la demanda mínima, el cual no posee contingencias críticas para el sistema, sin embargo, en busca de mejorar el nivel de tensión se necesita añadir un banco de capacitores en la barra de Laigua de 69 kV e inyectar 13.5 Mvar, obteniendo un incremento en sus tensiones cerca del 2%.

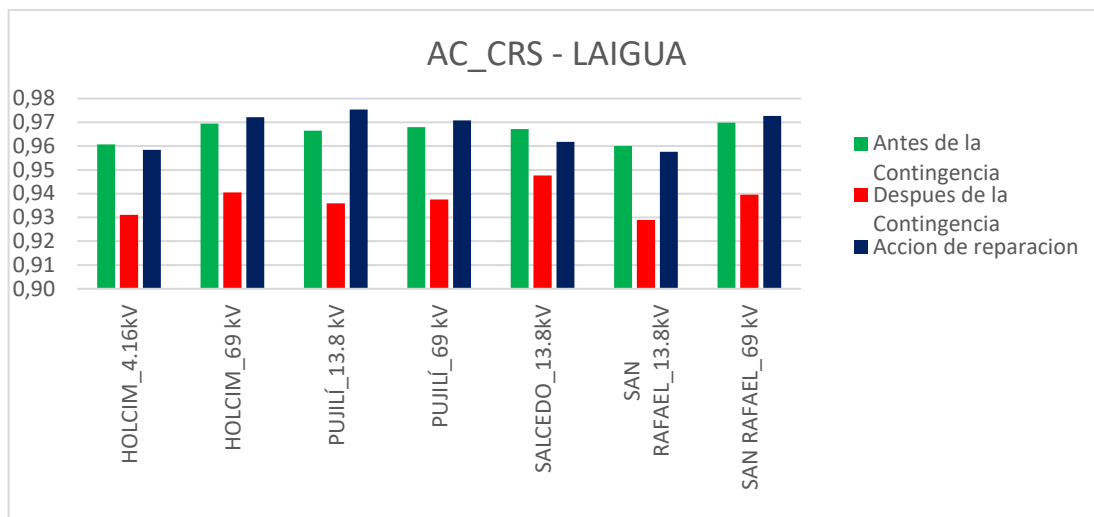


Figura 5.28. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Para contingencia de la línea CRS – Laigua, se reduce la tensión mínima a un 0.93 por unidad, por tal motivo al realizar la accion correctiva se deduce que aquel tramo y de igual manera se debe tener consideración para el tramo San Rafael – CRS, se debe incluirse seccionadores mejorando hasta un 2 %.

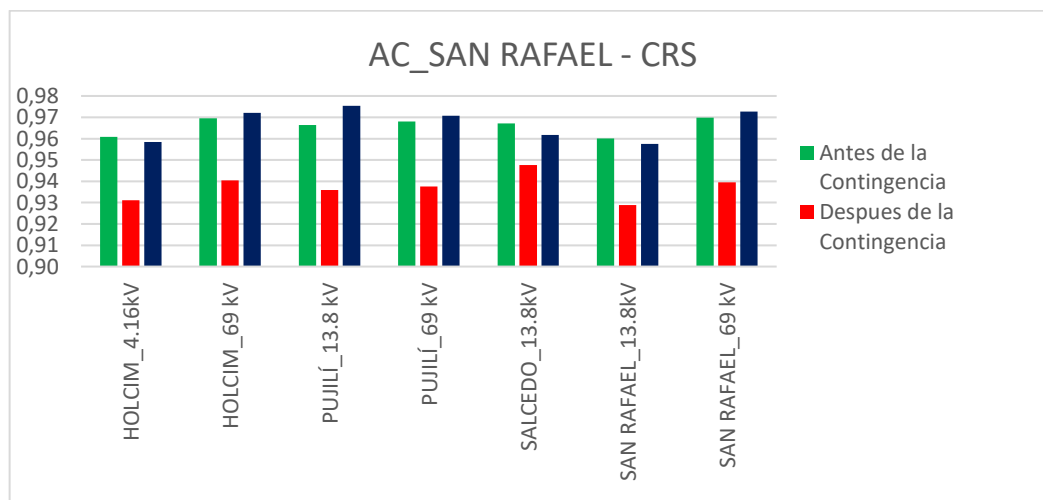


Figura 5.29. Representación Gráfica para la contingencia San Rafael – CRS de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Mediante el seccionamiento del tramo, se logra incrementar el nivel de tensión de las barras establecidas en la Figura 5.29, observando que la disminución del nivel de voltaje producto de la ejecución de la contingencia toma valores cercanos al 0.93 por unidad, deduciendo que la accion correctiva descrita con anterioridad, también corrige la contingencia de la línea San Rafael – CRS, obteniendo un mejoramiento del nivel de tensión cerca del 2 %.

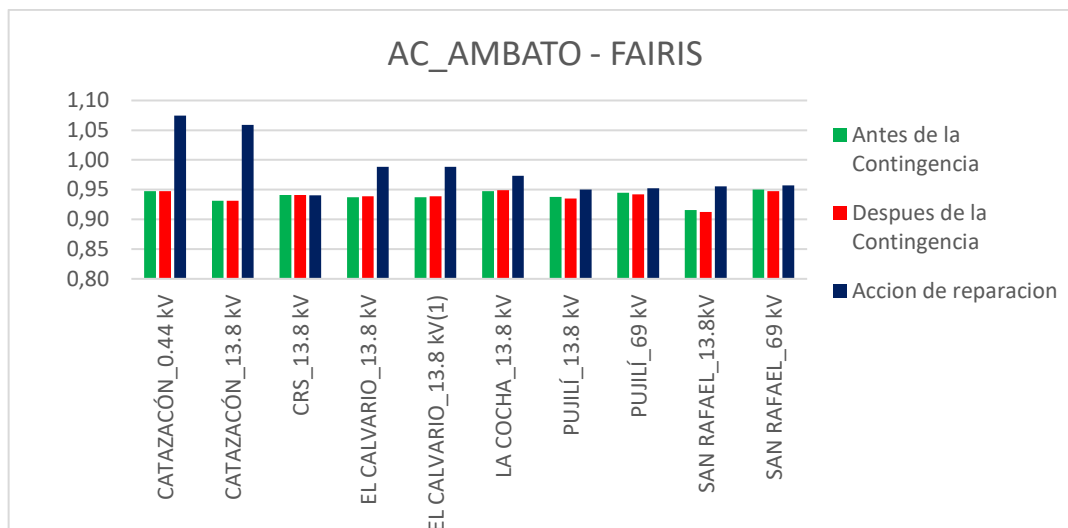


Figura 5.30. Representación Gráfica para la contingencia Ambato – Fairis de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Frente a la contingencia denominada como Ambato – Fairis los niveles de voltaje no disminuyen al escenario anterior para las barras mostradas en la Figura 5.30, pero si perjudican a las de línea de 69 kV, exactamente las subestaciones de Holcim, Fairis, Salcedo, por lo tanto, se ha decidido implementar equipos de seccionamiento para los tramos de las subestaciones mencionadas, mejorando el nivel de tensión hasta un 7%.

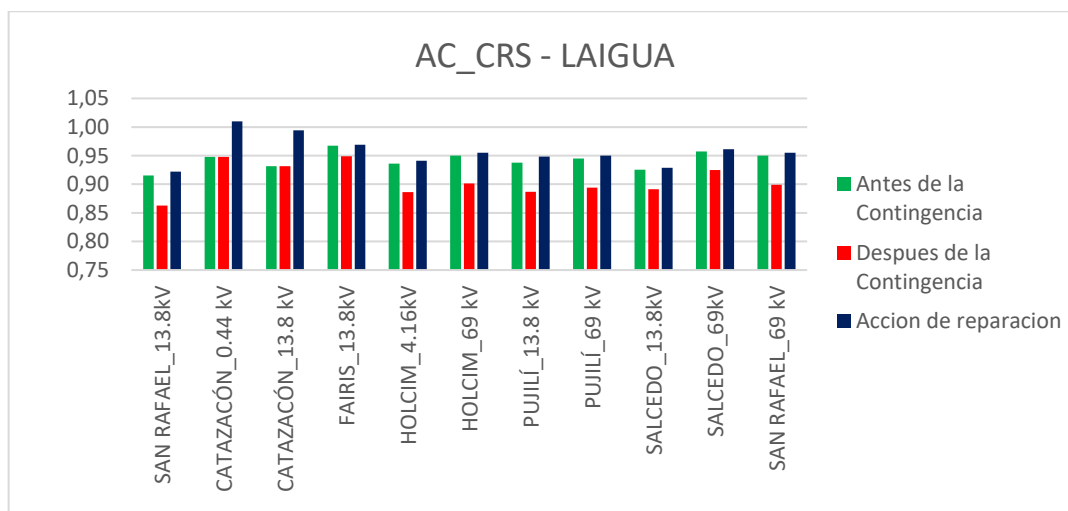


Figura 5.31. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Con la accion correctiva mencionada para la neutralización de la contingencia denominada como CRS – Laigua en demanda mínima, se considera similar para el análisis de la corrección en demanda media, por lo tanto, se establece la misma accion correctiva de implementar seccionamientos para los tramos CRS y Laigua.

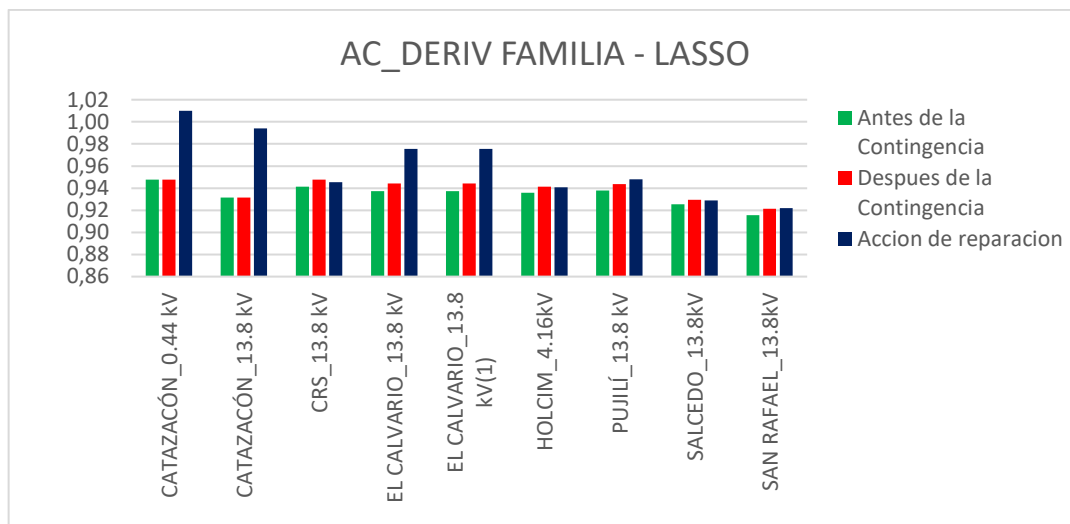


Figura 5.32. Representación Gráfica para la contingencia Deriv Familia – Lasso de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Otra de las contingencias cuya correctiva implica añadir un seccionamiento para sus tramos en Deriv Familia – Lasso y Mulaló – Deriv Familia, nos permite observar como el nivel de voltaje aumante considerablemente comparada en el estado antes de la contingencia, mejorando hasta un 8 % de su valor inicial.

Desde la Figura 5.33 hasta Figura 5.35 se resumen en la Tabla G.44 para la demanda mínima, mientras que en la Figura 5.36 y la Figura 5.37 basada en la Tabla G.45 para la demanda media y máxima respectivamente, se demuestra el entendimiento sobre el análisis de contingencias se puede expresar en la se observará el análisis del nivel de voltaje máximo por cada caso.

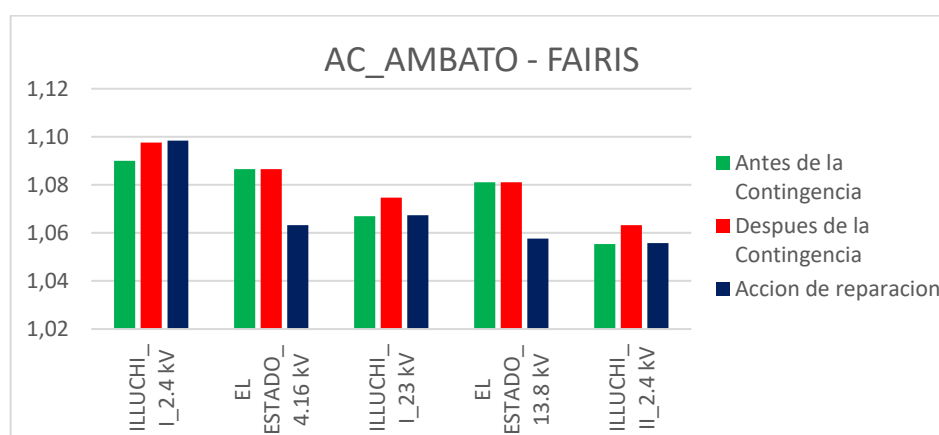


Figura 5.33. Representación Gráfica para la contingencia Ambato – Fairis de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

En el caso de estudio para la demanda máxima, la contingencia Ambato – Fairis, llega a sobrepasar el límite permitido, exponiendo a la barra a una accion directa de sobrecarga, sin embargo, las acciones correctivas tomadas en consideración para la demanda máxima disminuyen el nivel de tensión, como se muestra en la Figura 5.33.

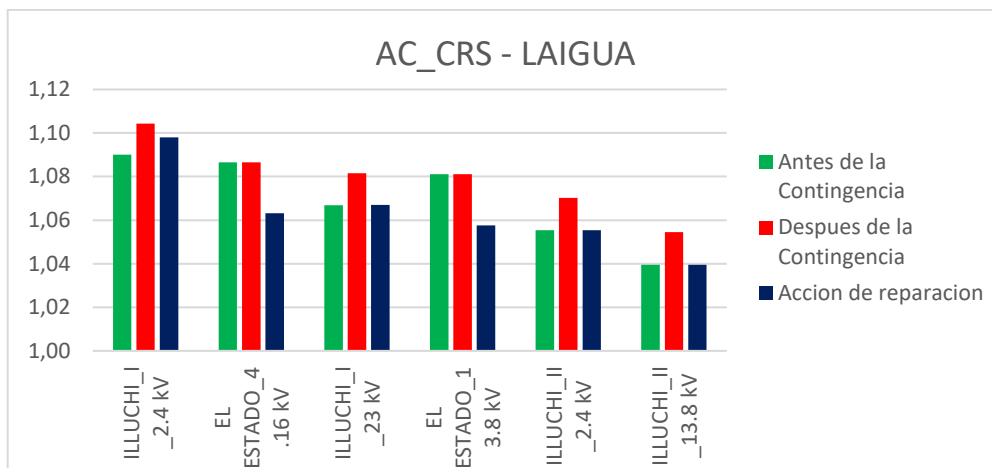


Figura 5.34. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

De la misma manera que tomando las acciones correctivas para el análisis en demanda media y mínima, se considera establecer un seccionadores para el tramo de CRS - Laigua y para el tramo San Rafael – CRS, además se deberá conectar un banco de capacitores en la barra del Calvario de 13,8 kV, inyectando 3.5 Mvar. De esta manera el nivel de voltaje disminuiría hasta un 9% para mantenerse dentro del rango permitido por la norma local.

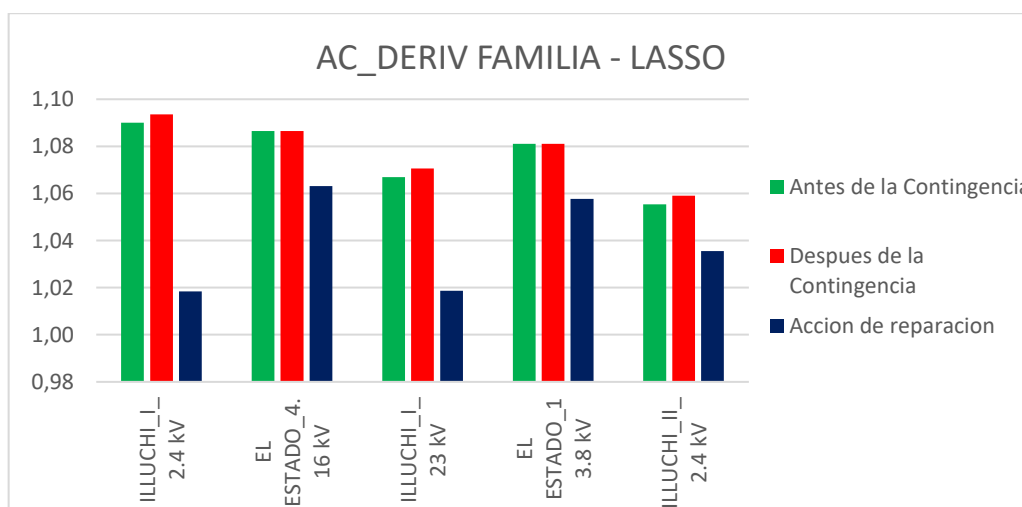


Figura 5.35. Representación Gráfica para la contingencia Deriv Familia – Lasso de la demanda mínima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Para la contingencia de Deriv Familia – Lasso se considera el seccionamiento planteado con el propósito de disminuir el nivel de voltaje que se obtuvo como resultado antes y después de la falla, el cual se incrementó entre 1,08 por unidad y en el caso de la barra de Illuchi I a 1,09, pero por medio de la implementación de bancos de capacitores en las barras de San Rafael de 69 kV y El Calvario de 13.8 kV, inyectando 2.5 Mvar cada uno y también la implementación de un banco de inductores en la barra de Illuchi I de 1,5 MVar .

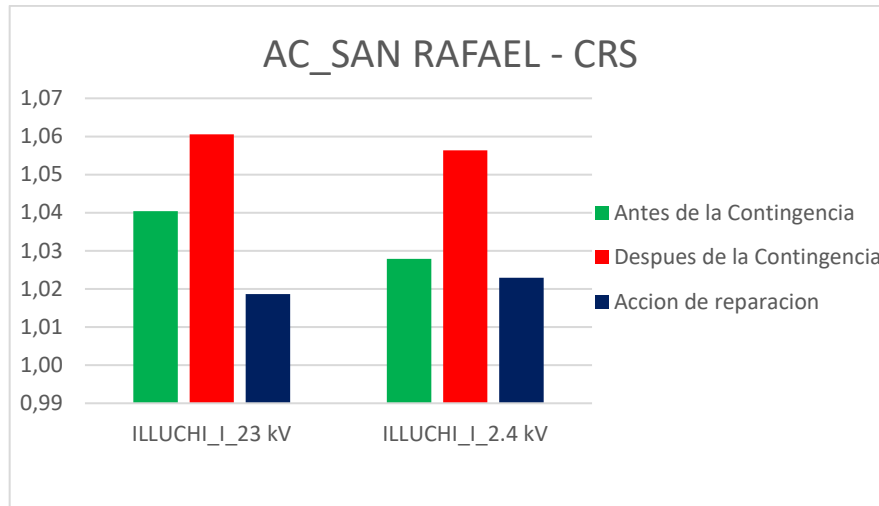


Figura 5.36. Representación Gráfica para la contingencia San Rafael – CRS de la demanda media del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Para la demanda media se tiene los siguientes casos observados en la Figura 5.36, los cuales nos indican que al ejecutarse la contingencia de la línea de San Rafael - CRS elevan el nivel de voltaje a 1,06, mientras que acción correctiva busca disminuir el voltaje mejorando un 1% del voltaje inicial.

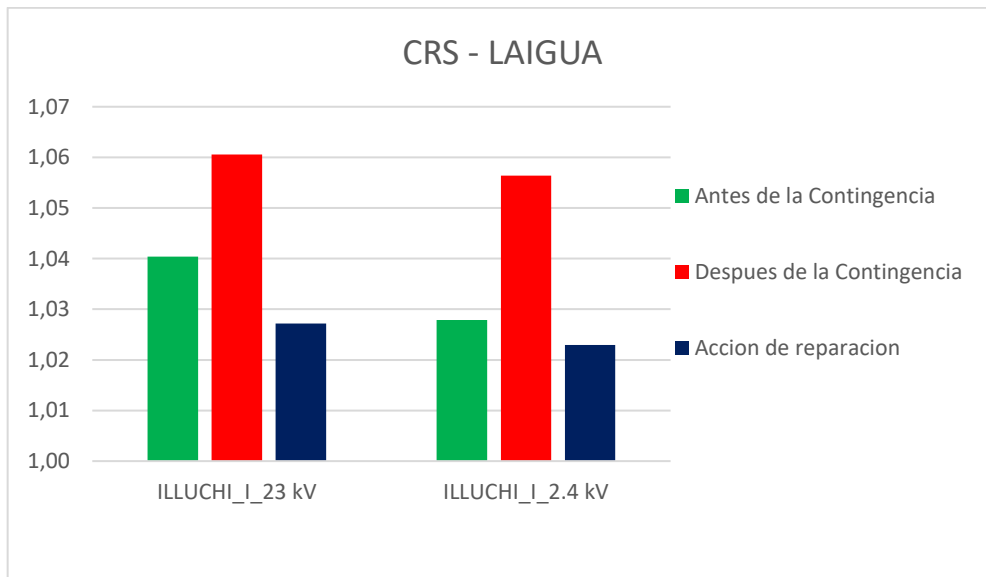


Figura 5.37. Representación Gráfica para la contingencia CRS – Laigua de la demanda máxima del sistema eléctrico de Cotopaxi 2022.

Mientras que, para el análisis en la demanda máxima, una vez implementado la acción correctiva el nivel de voltaje disminuye 1.03, determinando que el seccionamiento en las líneas de CRS – Laigua, optimizando el nivel de voltaje en 1.02 por unidad.

5.3. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

En la siguiente sección se conocerán las respectivas soluciones sobre las perturbaciones o posibles eventos que alteran al sistema, demostrando los principales efectos relacionados a cada contingencia seleccionada. Las posibles alternativas técnicas que son tomadas en cuenta en el Anexo I se fundamentan en el estudio de los tres casos.

5.3.1. Plan de Maniobras Estratégicas

El desarrollo de un Plan de Maniobras o alternativas técnicas es fundamental para el análisis de contingencias, debido a que se puede implementar las posibles respuestas inmediatas frente a casos específicos basado en el criterio N-1.

Según la Tabla H.46 las posibles maniobras tienen como objetivo regular el nivel de tensión para el cumplimiento de la regulación local, disminuir los excesos de cargabilidades en transformadores y generadores para evitar futuras contingencias que pueden llegar afectar al sistema eléctrico de distribución de Cotopaxi. Además, las posibles soluciones demostradas e ilustraciones visibles en el Anexo H.

Según la Tabla 3.4, utilizando el modelo de flujo de potencia cuadrática para corregir condiciones anormales de un sistema puede proporcionar información acerca de una posible lista de acciones correctivas del sistema, la cual determina un costo relativo asociado a la acción correctiva utilizada [17].

5.3.2. Procedimientos Operativos

El procedimiento para complementar el plan estratégico de maniobras o alternativas técnicas para neutralizar las contingencias debe contener una alternativa operacional, es decir organizar las actividades que conlleva realizar una maniobra dentro del límite de tiempo especificado dependiendo del componente que se encuentre indisponible o fuera de servicio del sistema. Los cuales se encuentran en el Anexo I.

Por medio de un procedimiento estratégico determinado por la empresa eléctrica de Cotopaxi para la subestación la Maná visible en la Tabla I.48, se puede desarrollar un procedimiento operacional típico en caso de que un elemento falle demostrada en la Tabla I.49.

5.4. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

Para el análisis de confiabilidad es necesario identificar los datos de los componentes para una red de distribución aérea, implementando los valores característicos mostrados en la Tabla 3.5, cuyo proceso se podrá visualizar en el Anexo J para determinar la tasa de falla y tiempo de reparación en los tramos troncales y laterales del sistema, en donde se delimitará las líneas de 69 kV como troncales y las líneas de 13,8 kV como laterales.

5.4.1. Cálculo de la confiabilidad del sistema

Para el cálculo correspondiente de confiabilidad del sistema se justifica que únicamente las líneas de transmisión serán ejecutadas para el procedimiento del cálculo de los indicadores de confiabilidad.

Una vez que se determinan los parámetros de confiabilidad, procedemos a elegir las protecciones adecuadas para las líneas de 69 kV y 13,8 kV, las cuales serán un Relé y un Fusil para el sistema eléctrico diseñado. En el Anexo K se podrá visualizar el procedimiento respectivo para la selección de las protecciones.

Durante el proceso de implementación de protecciones en el sistema, se debe designar los alimentadores del sistema y colocar el número correcto de clientes o usuarios en cada carga lineal especificada en el sistema simulado para ello se hace referencia a la Tabla 5.16.

Tabla 5.16. Datos de las demandas de las subestaciones.

Nº	Subestación	Demanda (MW)	Transformador (MVA)	kV	Clientes
1	EL CALVARIO	7,54	4 - 5.2	22/13.8	12788
2	LA COCHA	8,68	16 - 20	69/13.8	14183
3	PUJILÍ	6,56	12,5	69/13.8	21062
4	SAN RAFAEL	10,12	16 - 20	69/13.8	18028
5	LASSO	13,51	20	69/13.8	10862
6	MULALÓ	9,1	10 - 12.5	69/13.8	12021
7	SIGCHOS	1	6,25	69/13.8	5840
8	LA MANÁ	9,04	10 - 12.5	69/13.8	24610
9	SALCEDO	9,6	12,5	69/13.8	25163

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A [26].

Para definir el número de usuarios en cada carga del sistema, modificó el número total por subestación en función de la potencia activa media de la red, de esta manera mediante una fórmula matemática se expresó el número específico para cada alimentador, como se identifica en la Tabla L.50.

Con el objetivo de analizar los resultados de la confiabilidad se determinó el tiempo fuera de servicio de los alimentadores, los cuales fueron explicados en el informe de FMIK y TTIK de la CENACE perteneciente a la provincia de Cotopaxi [27]. Obteniendo un tiempo de reparación para cada alimentador implementando en las ecuaciones de la confiabilidad.

Para la representación del cálculo de la confiabilidad en el estudio se observa en el Anexo L, en donde la Tabla L.50 identifica el levantamiento de información de cada línea y alimentador del sistema para calcular la tasa total de falla y el tiempo medio de reparación con el objetivo de encontrar los indicadores de la confiabilidad, según el criterio del diseño de la red.

En el cálculo definido para encontrar los indicadores de confiabilidad, mediante la ecuación (3.30) y los datos proporcionados por [27], se determina con ayuda de la Tabla L.51 obteniendo los valores de la confiabilidad del sistema eléctrico es como se muestra en la Tabla 5.17:

Tabla 5.17. Tabla de Comparación de Resultados.

Indicador	Resultado	Error Relativo (%)
SAIFI calculado por la fórmula matemática	2,92	8,9
SAIFI calculado por el software	3,18	

De esta manera a través de los cálculos realizados por el software se determina que el SAIFI es de 3,18, definiendo un margen de error del 8,9%, los cuales se pueden verificar en la Figura 5.38, con el valor calculado según los datos obtenidos por la empresa eléctrica responsable.

Study Case: DEM. MEDIA		Annex:	/ 1
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	3,186559	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	3,475590	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	5,582	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1,752	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9993627685	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0006372315	
Energy Not Supplied	: ENS =	271,203	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,002	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	0,004	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0,000	M\$/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0,000	\$/kWh
System energy shed	: SES =	0,000	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	1,565140	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	3,284608	h/a
Momentary Average Interruption Frequency Index	: MAIFI =	0,000000	1/Ca

Figura 5.38. Resultados de los índices de confiabilidad proporcionados por el Software Digsilent PowerFactory.

5.4.2. Resultados de los índices de confiabilidad

En la Tabla 3.7, establece los niveles de confiabilidad típicos en un sistema eléctrico de potencia de Canadá, cuyas características comparten con el sistema diseñado determinado como (IIOU), por lo tanto se puede justificar que los valores obtenidos en la red existente de Cotopaxi mantienen validez, basado en [19].

Por todo lo expuesto en la presente investigación se obtiene los siguientes resultados de los indicadores de confiabilidad con el caso de uso de Disyuntores y en el caso de uso de dispositivos de protección, los cuales resumen en la Tabla 5.18 con sus respectivos equivalentes de red como: Ambato, Mulaló y Quevedo.

Tabla 5.18. Indicadores de Confiabilidad según el tipo de evento.

Evento	Nombre	SAIFI	SAIDI	CAIFI	CAIDI	ASAI
Con Disyuntores	S/E AMBATO	3,49897	9,38352	3,49897	2,68180	0,99893
	S/E MULALÓ	1,58828	3,22853	1,88324	2,03272	0,99963
	S/E QUEVEDO	5,35457	3,71244	5,35457	0,69332	0,99958
Con Dispositivos de Protección	S/E AMBATO	3,72717	9,38733	3,72717	2,51862	0,99893
	S/E MULALÓ	2,18717	4,04048	2,59334	1,84736	0,99954
	S/E QUEVEDO	5,35457	3,71244	5,35457	0,69332	0,99958

En la Figura 5.39 y en la Figura 5.40 se puede distinguir la diferencia del SAIFI, SAIDI, CAIFI y CAIDI cuando el sistema se encuentra con disyuntores y con dispositivos de protección. Según, se puede determinar que los valores obtenidos por el sistema son coherentes para la realización de la presente investigación.

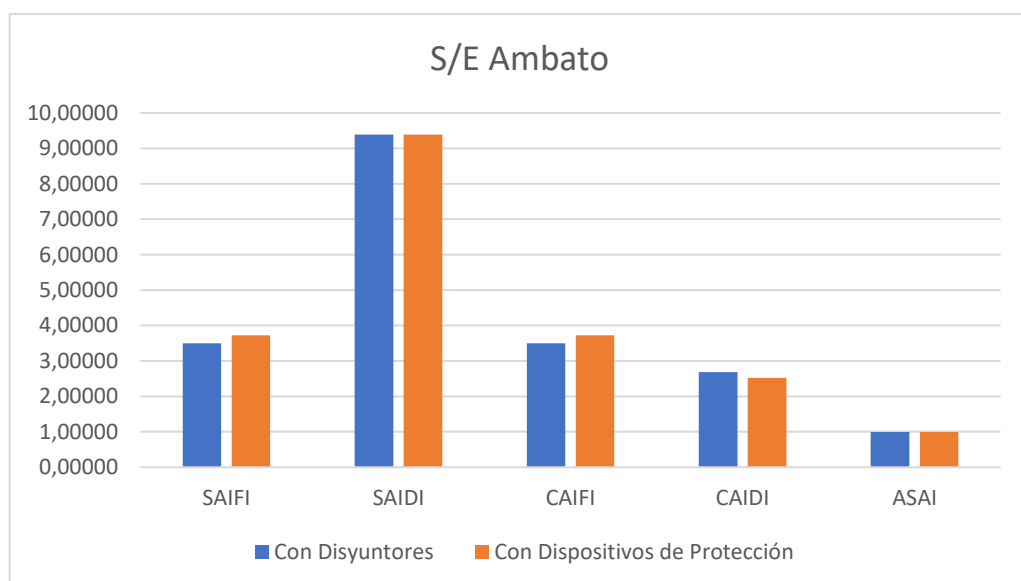


Figura 5.39. Indicadores de confiabilidad de la red de Ambato en el sistema.

Para la Figura 5.39 y la Figura 5.40, en la red equivalente de Ambato y Quevedo no tienen ninguna modificación en función a sus índices de confiabilidad cuando se encuentran analizados con el uso de disyuntores y con dispositivos de protección.

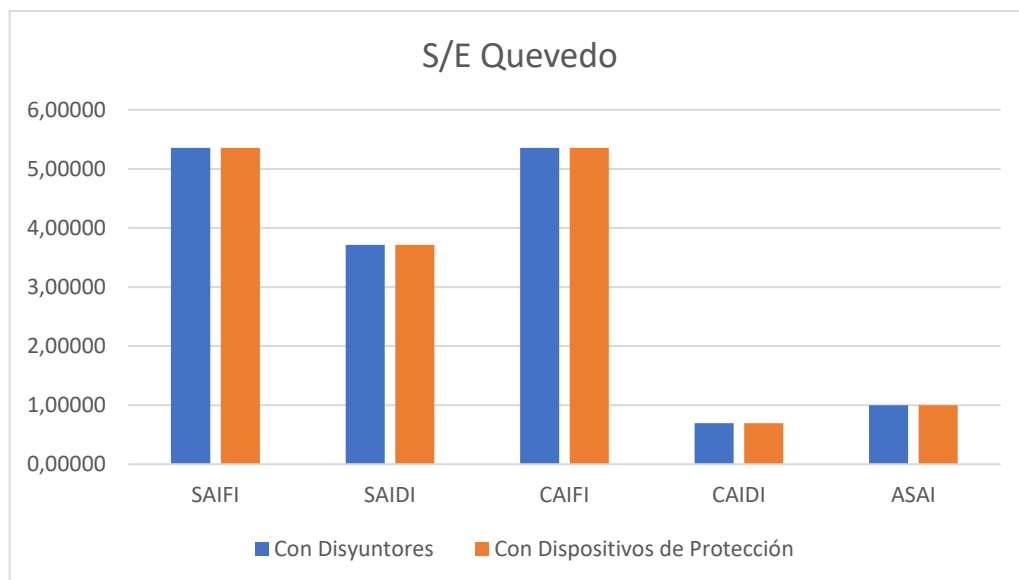


Figura 5.40. Indicadores de confiabilidad de la red de Quevedo en el sistema.

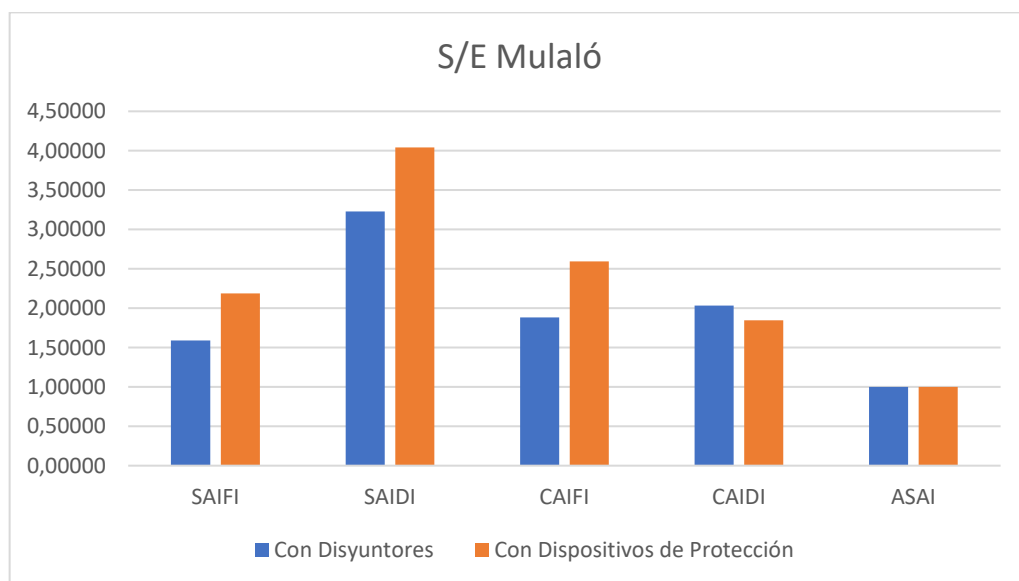


Figura 5.41. Indicadores de confiabilidad de la red de Mulaló en el sistema.

Mientras que para los resultados en la red de Mulaló se puede evidenciar una notable diferencia entre los resultados obtenidos según los índices de confiabilidad, determinando que existe más frecuencia de posibles desconexiones del sistema cuando se utiliza dispositivos de protección, sin embargo, cuando utilizan disyuntores generalmente cumplen la función de apertura y cierre de una sección, tramo, etc. Por lo tanto, los disyuntores no podrían ser recomendables para un análisis de confiabilidad para líneas de 69 kV.

5.4.3. Propuesta para el mejoramiento de la confiabilidad

Los índices de confiabilidad como el SAIFI y el SAIDI, son utilizados como referencias que permiten comparar sus resultados en función de la frecuencia y duración de las interrupciones a nivel del número total de clientes en la zona de estudio. Para el mejoramiento de los índices de confiabilidad, se desarrolla una ingeniería conceptual descrita por [28], cuyo procedimiento se establece:

- Si se presenta una falla en los segmentos del alimentador troncal, este debe ser despejado al primer intento de cierre, caso contrario se denomina una falla tipo permanente y las líneas que no están comprometidas con la contingencia, debería restablecer su servicio de energía a sus alimentadores vecinos [28].
- Si la falla ocurre en los ramales secundarios, esta debe ser despejada por elementos de protección como fusibles.
- Para el restablecimiento del servicio a través de transferencia de carga, se puede implementar seccionadores (fusibles o barras) como reconectores.

Obteniendo como consecuencia el mejoramiento de las redes seleccionadas, mediante reconectores automáticos con operación remota, a esto se los denomina procesos de restablecimiento de servicio [28]. Hay que tener en cuenta algunas restricciones para la elaboración de este tipo de estrategias, las cuales son:

- No asignar dispositivos fusibles en segmentos troncales del sistema.
- Cada asignación debe incluir mínimo tres dispositivos de protección en serie tanto para eventos de operación normal como contingencias.
- No se puede asignar más de un dispositivo de protección por cada tramo.
- En zonas de riesgo o con más población, será considerada la idea de implementar dispositivos de seccionamiento y reconexión automática.

Para finalizar con la propuesta de la inclusión de seccionamientos en la red de Cotopaxi presentes en las líneas de Ambato - Fairis, Fairis - Salcedo, Salcedo - San Juan, San Juan - Holcim, San Juan - San Rafael, San Rafael – CRS, CRS – Laigua, Mulaló – Deriv Familia y Deriv Familia – Lasso, mejorando la confiabilidad del sistema, debido que, al suscitarse una contingencia en cualquiera de las líneas mencionadas antes de añadir los seccionamientos, se obtiene como consecuencia la apertura de las demás líneas aguas abajo.

Finalmente, en la Tabla 5.19 se puede apreciar los resultados de confiabilidad en función de toda la red equivalente cuando se encuentra sin el seccionamiento, permitiendo verificar que el nivel de confiabilidad aumenta cuando se encuentran los seccionamientos instalados en la red, debido a que el índice de interrupciones medidas por usuario es menor en comparación con el otro caso. Estos valores son el resultado de la simulación presentada por el software Digsilent PowerFactory.

Tabla 5.19. Validación de casos de confiabilidad.

IND. CONFIABILIDAD CASOS DE ESTUDIO	SAIFI	CAIFI	SAIDI	CAIDI
	1/Ca	1/Ca	1/ha	h
Sin Seccionamiento	3,186559	3,47559	5,582	1,752
Con Seccionamiento	2,954821	3,222833	4,106	1,389

En la Figura 5.41, se puede evidenciar los resultados a través de un diagrama de barras en donde nos presenta el estado de la confiabilidad antes de implementar las acciones correctivas planteadas en el plan de maniobras.

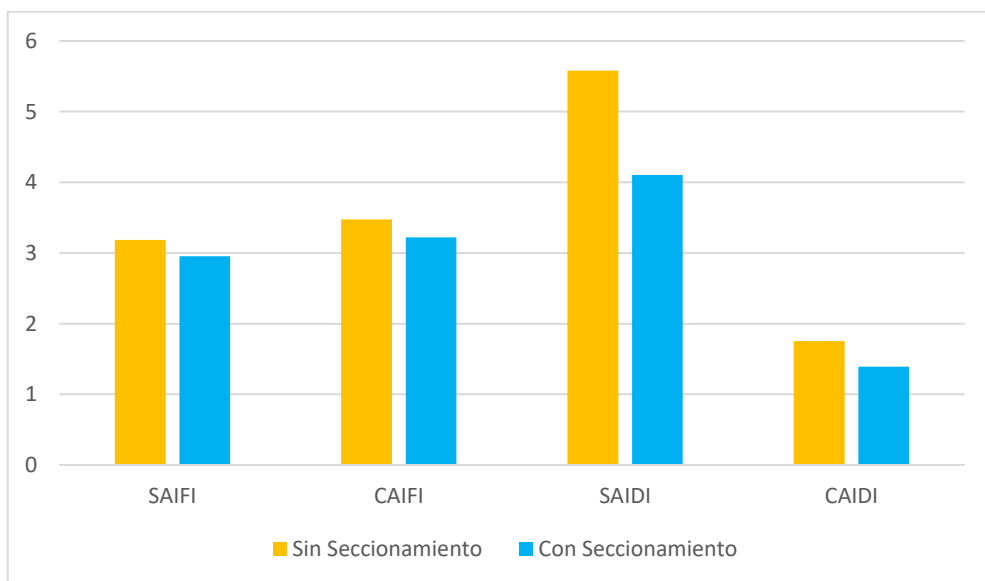


Figura 5.42. Comparación de Estados según los índices de confiabilidad.

De esta manera la confiabilidad en las líneas de subtransmisión de la empresa eléctrica de Cotopaxi (ELEPCO), tendrían una menor cantidad de frecuencia de interrupción por número de clientes al implementar los seccionamientos, beneficiando a los consumidores industriales, comerciales y residenciales.

6. CONCLUSIONES Y RECOAMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Tomando como referencia los datos operativos del informe final sobre el cálculo de impedancias de ELEPCO S.A., en el software DigSilent PowerFactory se modeló el sistema eléctrico de Cotopaxi, el cual consta de 12 generadores, 20 transformadores, 25 líneas de transmisión, 45 barras y 41 cargas, dependiendo de los parámetros de demanda de carga ingresados, se obtiene en el análisis de contingencias 20 casos para la demanda mínima, media y 23 casos para la demanda máxima.
- A partir del análisis precedente a la clasificación de contingencias se determinaron tres estados del sistema para los casos de demanda mínima, media y máxima, los cuales expresan un límite del 56%, 47% y 38% respectivamente, para el estado “Seguro”. Mientras que para el estado “Inseguro” se expresan valores del 44% para la demanda mínima y media, asimismo el 51% para demanda máxima. Además, los porcentajes de las demandas mínima, media y máxima en estudio representan 0%, 9 % y 11% de casos para el estado “Colapso” respectivamente.
- Mediante el análisis de contingencias se identificaron con el criterio N-1, obteniendo 21 casos que perturban de manera crítica el sistema eléctrico de Cotopaxi, cuyos elementos violan el límite del nivel de voltaje entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u. establecido por la norma ARCNNER 002/20 para los casos de estudio de la demanda mínima, media y máxima.
- A partir de la evidencia recolectada sobre los índices de confiabilidad, se identifica una tasa de falla típica de 0,1 para el tramo troncal (líneas de 69 kV) y 0,16 en el tramo lateral (líneas de 13.8 kV), con un tiempo de reparación de 4 horas típicas, en el software Digsilent PowerFactory se obtuvo un SAIFI de 3.18, mientras que valor calculado para dicho indicador se aproxima a un valor de 2.92 obteniendo un error absoluto de 8.9 %, considerando aceptable.
- De las acciones correctivas resumidas en el plan de maniobras, se determinó que al regular potencia reactiva (Mvar) a través de bancos de condensadores e inductores, mejoran los niveles de tensión frente a las contingencias expuestas. Igualmente, al añadir seccionamientos en los tramos de Ambato - San Rafael y Mulaló - Lasso, se reduce la frecuencia de apertura de las líneas en dichos tramos evitando cortes de energía en las subestaciones aguas abajo, con lo cual aumenta la confiabilidad un 39% al añadir los seccionadores del tramo principal.

6.2. RECOMENDACIONES

- Establecer una investigación acerca de la georreferenciación para la red eléctrica de Cotopaxi utilizando el software Digsilent PowerFactory, a través de los datos mostrados en el presente trabajo de investigación.
- Se recomienda determinar un análisis de confiabilidad con las protecciones que no han sido consideradas en este estudio y verificadas por la empresa eléctrica ELEPCO S.A., el cual no se tomó en cuenta en la presente investigación, debido a que se encuentra fuera del alcance propuesto.
- Comprobar el análisis de contingencias por medio del método probabilístico denominado como Monte Carlo, para comparar los resultados con los de la presente investigación.

7. REFERENCIAS

- [1] CENACE, “Transformación y Situación actual del sector Eléctrico,” Jan. 2020.
- [2] ELEPCO S.A., “Reseña Histórica.” <https://elepcosa.com.ec/nosotros/resena-historica/> (accessed Oct. 20, 2021).
- [3] P. N. Ramón Fonseca and C. E. Saavedra Acosta, “Análisis y Diagnóstico del Sistema de Subtransmisión a 69 kV, para la demanda actual y para la demanda Proyectada al año 2020 en el área de concesión de la ELEPCO S.A.,” Latacunga, Ecuador, Nov. 2011.
- [4] R. Ernesto Salao Paredes, J. Fernando Masache Masache, and C. Mera Gencón, “Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado,” 1996.
- [5] L. J. Corrales Jimenéz and R. Vélez Guisao, “Metodología para la evaluación de la Confiabilidad en redes Radiales y Enmalladas,” Medellín, Colombia, Mar. 2016.
- [6] J. J. Montoya Santa, J. I. Londoño López, and R. Lasprilla Muñoz, “Elaborar un plan de contingencias para un sistema eléctrico de potencia al nivel IV de tensión (115 kV) cuando se tenga una contingencia simple (N – 1),” 2017.
- [7] B. H. Mantilla Flórez, “Evaluación de confiabilidad del sistema de subtransmisión y distribución primaria del Atlántico,” May 2017.
- [8] J. M. Bustos, J. Jacobsen, R. Mellado, R. Serrano, and H. Rudnick, “Informe Criterio N-1 en la Legislación Chilena,” Chile.
- [9] A. G. Arriagada Mass, “Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de Distribución,” 1994.
- [10] M. de Apraiz Casuso and M. De, “Método de detección en tiempo real de perturbaciones transitorias en redes de suministro eléctrico,” May 2013.
- [11] ARCERNNR, “Regulación-002-20.pdf,” p. 36, 2020, Accessed: Nov. 10, 2021. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>.
- [12] A. Albur, *Análisis y Operación de Sistemas de energía eléctrica*. 2002.
- [13] P. A. Masache and D. F. Carrión, “Estado del Arte de conmutación de líneas de transmisión con análisis de contingencias,” *I+D Tecnológico*, vol. 15, no. 2, pp. 98–106, 2019, doi: 10.33412/idt.v15.2.2252.
- [14] A. M. Al-Shaalan, “Contingency selection and ranking for composite power system reliability evaluation,” *J. King Saud Univ. - Eng. Sci.*, vol. 32, no. 2, pp. 141–147, 2020, DOI: 10.1016/j.jksues.2018.11.004.
- [15] R. E. Brown, *Electric power distribution reliability*, Segunda. EE.SS., 2009.
- [16] S. Robak, J. Machowski, and K. Gryszpanowicz, “Contingency selection for power system stability analysis,” pp. 0–4, 2017.
- [17] P. Leader, A. P. Sakis Meliopoulos, and G. Institute of Technology, *Comprehensive Power System Reliability Assessment Final Project Report PSERC*. 2005.
- [18] L. R. Torres Portilla, “Análisis y mejoramiento de la confiabilidad de un sistema eléctrico de distribución,” p. 203, 2003.
- [19] A. Chowdhury, *Power Distribution System Reliability Principles of Electric Machines with Power Electronic Applications*. 2009.
- [20] ELEPCO S.A., “Informe de Rendición de Cuentas 2019,” 2019.
- [21] ELEPCO S.A., “Rendición de Cuentas 2017,” 2017. <https://elepcosa.com.ec/wp-content/uploads/2018/03/Presentación-Rendición-de-cuentas-2017.pdf>.
- [22] P. Factory, “Power System Solutions - DIGSILENT.” <https://www.digsilent.de/en/> (accessed Dec. 05, 2021).
- [23] P. Factory, “Características - DIGSILENT.” <https://www.digsilent.de/en/features.html> (accessed Dec. 22, 2021).
- [24] ELEPCO S.A., “CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS DE 69 kV DEL

- SISTEMA ELEPCO S.A.,” 2021.
- [25] Ministerio de Energía y Recursos Renovables, “Formularios – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables,” 2019, [Online]. Available: <http://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/formularios/>.
 - [26] ELEPCO S.A., “Informe de Demandas de las Subestaciones,” 2022.
 - [27] ELEPCO S.A., “Índices de Calidad : Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK) Tiempo total de Interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK) Índices de calidad a nivel de cabecera de alimentador (FAL y TAL),” 2022.
 - [28] M. I. Morales Pazmiño, “Selección y Ubicación óptima de dispositivos de seccionamiento y protección en alimentadores primarios como una estrategia para el mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de Distribución,” p. 96, 2018.
 - [29] ELEPCO S.A., “PARTE OPERATIVO - FORMATO EJEMPLO.”

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A: TABLAS DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA EMPRESA

ELEPCO S.A.

Tabla A.20. Datos técnicos de la línea de 138 kV de transmisión proyectada de la red de ELEPCO S.A.

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	300 MCM	1	0,493	Mulaló	Novacero	0,504	0,186	1,669	0,477	3,468

Tabla A.21. Datos Técnicos de la línea de 69 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	ACSR 26/7	13,37	0,493	Ambato	Fairis	0,494	0,186	1,538	0,477	3,467
1	ACSR 6/1	10,21	0,493	Fairis	Salcedo	0,504	0,186	1,669	0,477	3,468
1	ACSR 26/7	10,78	0,493	Salcedo	San Juan	0,526	0,186	1,625	0,477	3,695
1	ACSR 6/1	0,695	0,313	San Juan	Holcim	0,679	0,330	1,549	0,494	3,491
1	ACSR 26/7	1,34	0,493	San Juan	San Rafael	0,464	0,186	1,511	0,502	3,352
1	266,8 MCM	7,05	0,458	San Rafael	Pujilí	0,559	0,209	1,669	0,468	3,532
1	266,8 MCM	6	0,458	San Rafael	Derivación C.R.S.	0,542	0,209	1,622	0,462	3,575
1	266,8 MCM	2,282	0,493	Derivación C.R.S.	C.R.S.	0,494	0,186	1,538	0,477	3,467
1	266,8 MCM	4,44	0,458	Derivación C.R.S.	Derivación Laigua	0,542	0,209	1,622	0,462	3,575
1	266,8 MCM	6,44	0,458	Derivación Laigua	La Cocha	0,520	0,209	1,554	0,471	3,509
1	266,8 MCM	8,19	0,458	Mulaló	Derivación Laigua	0,5380	0,209	1,599	0,459	3,598
1	266,8 MCM	4,27	0,458	Mulaló	Derivación Familia Sancela	0,571	0,209	1,673	0,463	3,561
1	300 MCM	1	0,459	Derivación Familia Sancela	Familia Sancela	0,586	0,200	1,414	0,478	3,561
1	266,8 MCM	2,22	0,458	Derivación Familia Sancela	Lasso	0,571	0,209	1,673	0,463	3,561
1	266,8 MCM	37,9	0,458	Lasso	Sigchos	0,561	0,209	1,754	0,478	3,486
1	450 MCM	29,716	0,597	Quevedo	Calope	0,447	0,156	1,627	0,485	3,612
1	450 MCM	5,56	0,604	Calope	La Mana	0,474	0,133	1,755	0,452	3,572

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A. [24].

Tabla A.22. Datos Técnicos de la línea de 13,8 kV de transmisión de la red de ELEPCO S.A.

N°	Tipo de Conductor	Longitud (Km)	Corriente (kA)	Ubicación		LINEAS DE TRANSMISION				
				Comienzo	Destino	Resistencia (ohm/km)		Reactancia (Ohm/Km)		Susceptancia (uS/Km)
						R0	R1	X0	X1	B1
1	3/0 ACSR	20,75	0,315	La Maná	Deriv Catazacón	0,506	0,328	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	20,12	0,315	Deriv Catazacón	Catazacón	5,506	0,328	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	17,6	0,315	El Estado	Guayacán	6,506	0,209	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	11,94	0,315	Guayacán	La Mana	7,506	0,156	1,714	0,441	3,900
1	3/0 ACSR	2,32	0,277	La Cocha	El Calvario	1,227	0,822	4,707	1,170	3,900
1	477 MCM	7,49	0,670	El Calvario	Illuchi II	2,225	0,917	14,294	2,878	3,900
1	Cu #2	9,45	0,23	El Calvario	Illuchi I	9,442	5,811	16,274	4,603	3,900

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A. [24].

Tabla A.23. Datos Técnicos de las Subestaciones de la red de ELEPCO S.A.

N°	Subestación	Tipo	Conexión	Capacidad (MVA)	Voltaje (kV)	Sistema Eléctrico	Voltaje de Cortocircuito (%)
1	S/E CATAZACON	ELEVADOR	Ynd11	1	0,44/13,8	Distribución	5,80
2	S/E CRS	REDUCTOR	Dyn1	3,50	69/13,8	Subtransmisión	6,00
3	S/E EL CALVARIO	REDUCTOR	Dyn1	4/5,2	69/13,8	Distribución	5,81
4	S/E EL ESTADO	ELEVADOR	Ynd11	2,5	4,16/13,8	Distribución	6,46
5	S/E FAIRIS	REDUCTOR	Dyn1	5	69/13,8	Subtransmisión	6,87
6	S/E FAMILIA SANCELTA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	8,24
7	S/E HOLCIM	REDUCTOR	Dyn5	9,375	69/4,16	Subtransmisión	7,71
8	ILLUCHI I	ELEVADOR	Yd1	3x1,75	2,4/22	Distribución	6,80
9	ILLUCHI II	ELEVADOR	Ynd1	6,5	2,4/13,8	Distribución	8,43
10	S/E LASSO	REDUCTOR	Dyn1	20	69/13,8	Subtransmisión	7,13
11	S/E LA COCHA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,0	69/13,8	Subtransmisión	6,44
12	S/E LA MANA	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	7,50
13	S/E MULALO	REDUCTOR	YNyn1	66/66/20	138/69	Subtransmisión	6,85
14	S/E La Mana	REDUCTOR	Dyn1	10/12,0	69/13,8	Subtransmisión	7,57
15	S/E PUJILÍ	REDUCTOR	Dyn1	16	69/13,8	Subtransmisión	6,87
16	S/E QUEVEDO	ELEVADOR	Ynd0	20,8	6,9/69	Subtransmisión	6,30
17	S/E SALCEDO	REDUCTOR	Dyn1	10/12,5	69/13,8	Subtransmisión	6,87
18	S/E SAN RAFAEL	REDUCTOR	Dyn1	10/13,0	69/13,8	Subtransmisión	6,87
19	S/E CALOPE	REDUCTOR	YNd0	20,8	69/13,8	Subtransmisión	6,30

Tabla A.24. Datos Técnicos de las cargas nominales de las barras del sistema de distribución de ELEPCO S.A.

Nombre	Subestación	Barra (kV)	Caso Base		Demanda Mínima		Demanda Máxima	
			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Acosa	S/E Mulaló	69	4,233	1,413	4,300	1,300	4,300	2,300
Aeropuerto	S/E Mulaló	69	0,352	0,011	0,147	0,038	0,354	0,051
Alaquéz	S/E Mulaló	69	2,981	0,702	1,089	0,590	2,200	0,767
Apahua	S/E Mulaló	69	2,659	0,421	1,041	0,320	3,600	1,451
Brigada Patria	S/E Ambato	69	3,300	0,800	1,700	0,800	3,100	1,800
Carga EQ M1	S/E Quevedo	69	0,380	0,150	0,380	0,150	1,820	1,167
Carga EQ M2	S/E Quevedo	69	0,360	0,073	0,360	0,073	1,830	1,208
Centro Rehabilitación	S/E Mulaló	69	2,500	0,822	0,750	0,247	2,500	0,822
Centro Sur	S/E Mulaló	69	1,600	0,225	0,657	0,163	2,897	1,463
Chipeamburgo	S/E Quevedo	69	0,620	0,400	0,620	0,400	2,200	1,365
C_Fairis	S/E Ambato	69	1,550	0,610	0,538	0,024	1,551	0,605
C_Holcim	S/E Ambato	69	4,500	1,500	4,500	1,500	4,500	1,500
El Chasqui	S/E Mulaló	69	0,726	0,129	0,371	0,169	2,736	1,120
El Niagara sur	S/E Ambato	69	3,206	0,933	1,060	0,310	2,170	1,650
Familia	S/E Mulaló	69	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Familia Sancela(1)	S/E Mulaló	69	4,839	1,591	5,470	1,798	5,470	1,798
Industrial Sur	S/E Mulaló	69	2,500	0,772	2,075	1,043	2,350	1,456
José Guango Bajo	S/E Mulaló	69	1,326	0,282	0,558	0,137	3,288	1,295
La Maná Centro	S/E Quevedo	69	0,262	0,031	0,262	0,031	3,900	1,204
Las Manzanas	S/E Mulaló	69	0,144	0,006	0,380	0,137	0,680	0,210
Lasso Centro y Sur	S/E Mulaló	69	0,847	0,287	0,400	0,192	1,337	0,316
Latacunga Norte Sub	S/E Mulaló	69	1,267	0,258	1,410	0,286	2,200	0,650
Morasp_Corazón	S/E Quevedo	69	1,090	0,431	1,090	0,431	1,010	0,205
Novacero	S/E Mulaló	138	40,000	0,000	40,000	0,000	40,000	0,000
Oriental	S/E Mulaló	69	1,515	0,280	0,607	0,262	1,458	0,465
Pastocalle	S/E Mulaló	69	2,584	0,684	0,938	0,405	2,389	1,578
Pilaló	S/E Quevedo	13,8	0,290	0,140	0,290	0,140	0,440	0,160
Pujilí centro	S/E Mulaló	13,8	1,590	0,302	0,650	0,261	3,900	1,750
Salcedo centro	S/E Ambato	13,8	2,068	0,403	0,825	0,394	2,089	1,353
Salcedo norte	S/E Ambato	13,8	3,729	1,135	1,515	0,695	3,041	2,002
Salcedo occidente	S/E Ambato	13,8	1,303	0,145	0,381	0,103	1,236	0,133
Salcedo sur	S/E Ambato	13,8	1,555	0,210	1,405	0,505	3,370	1,645
Salida 3	S/E Mulaló	13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Salida 5	S/E Mulaló	13,8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Santa Rosa de Pichul	S/E Ambato	13,8	2,800	0,700	1,300	0,900	3,400	2,600
Saquisilí	S/E Mulaló	13,8	3,164	0,779	1,261	0,514	3,156	1,762

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

sector oriente	S/E Mulaló	13,8	2,927	0,796	2,520	0,630	2,856	1,739
Sigchos centro	S/E Mulaló	13,8	0,768	0,045	0,046	0,003	0,131	0,650
sur	S/E Mulaló	13,8	2,303	0,495	0,902	0,467	2,194	1,476
Tanicuchi	S/E Mulaló	13,8	0,875	0,143	0,517	0,243	1,954	0,291
Yugsiloma	S/E Mulaló	13,8	0,744	0,136	0,253	0,119	0,770	0,145

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A. [24].

8.2. ANEXO B: MODELAMIENTO DE LA RED

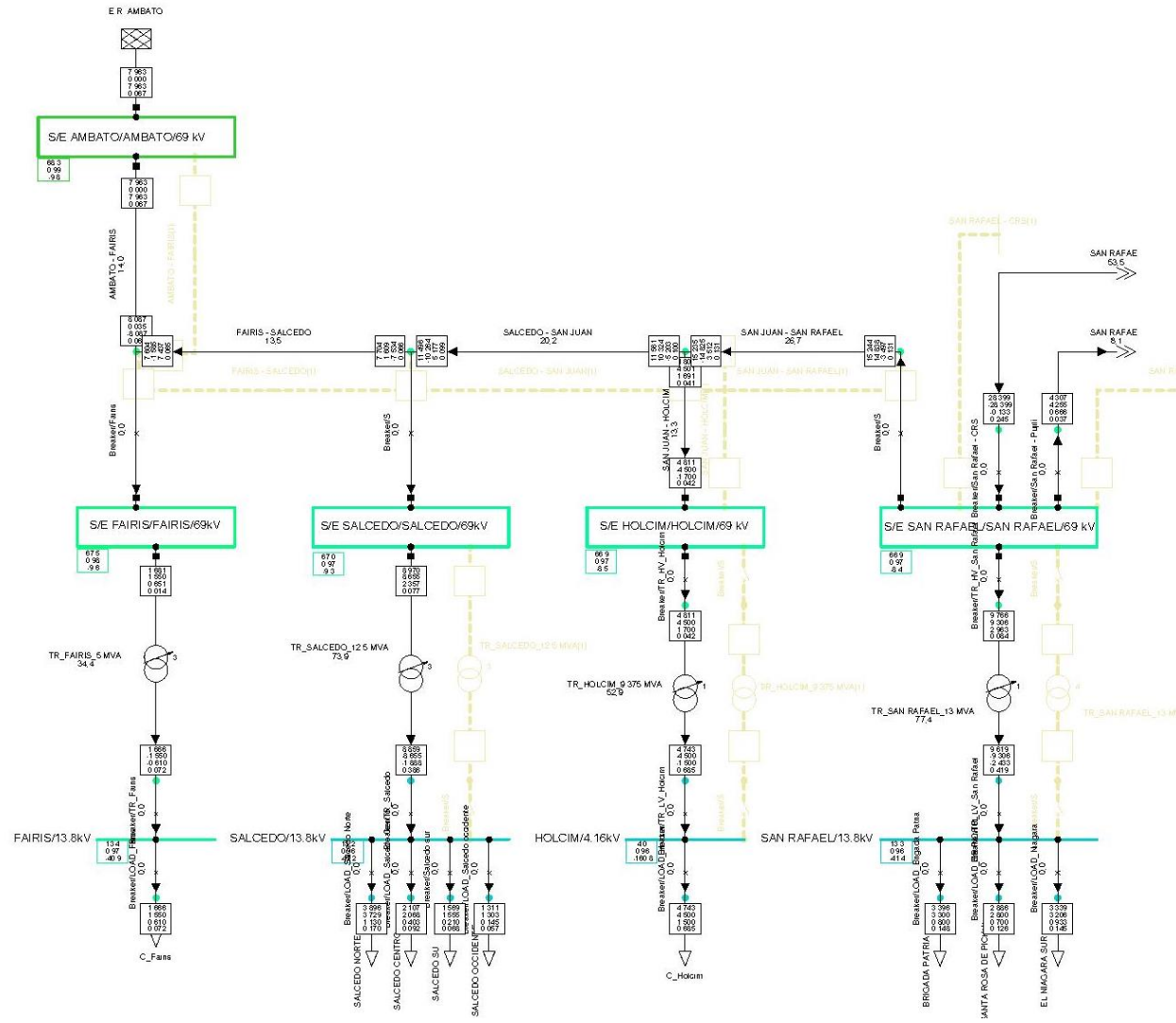


Figura B.43. Simulación de la Sección Ambato en PowerFactory.

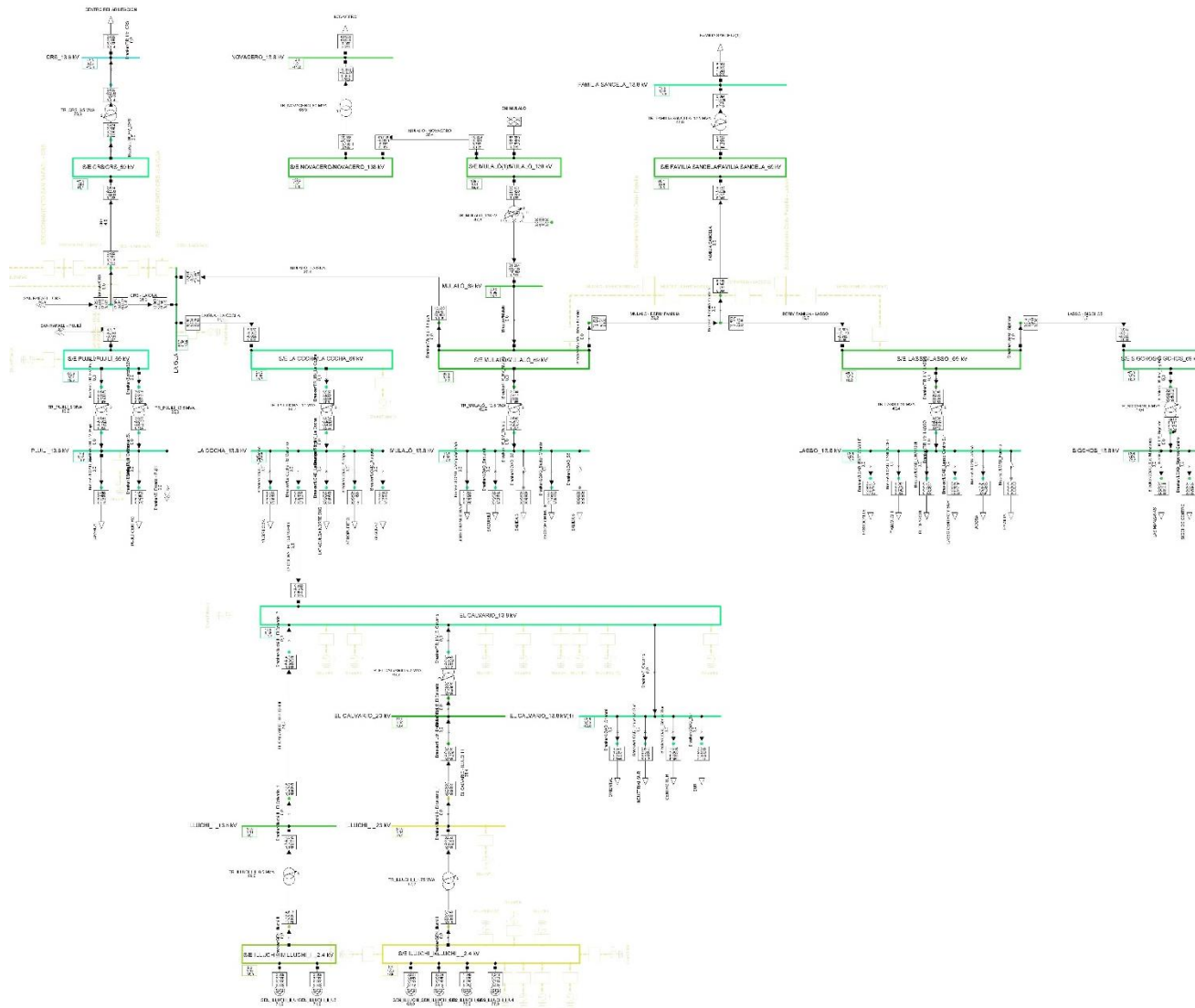


Figura B.44. Simulación de la Sección Mulaló en PowerFactory.

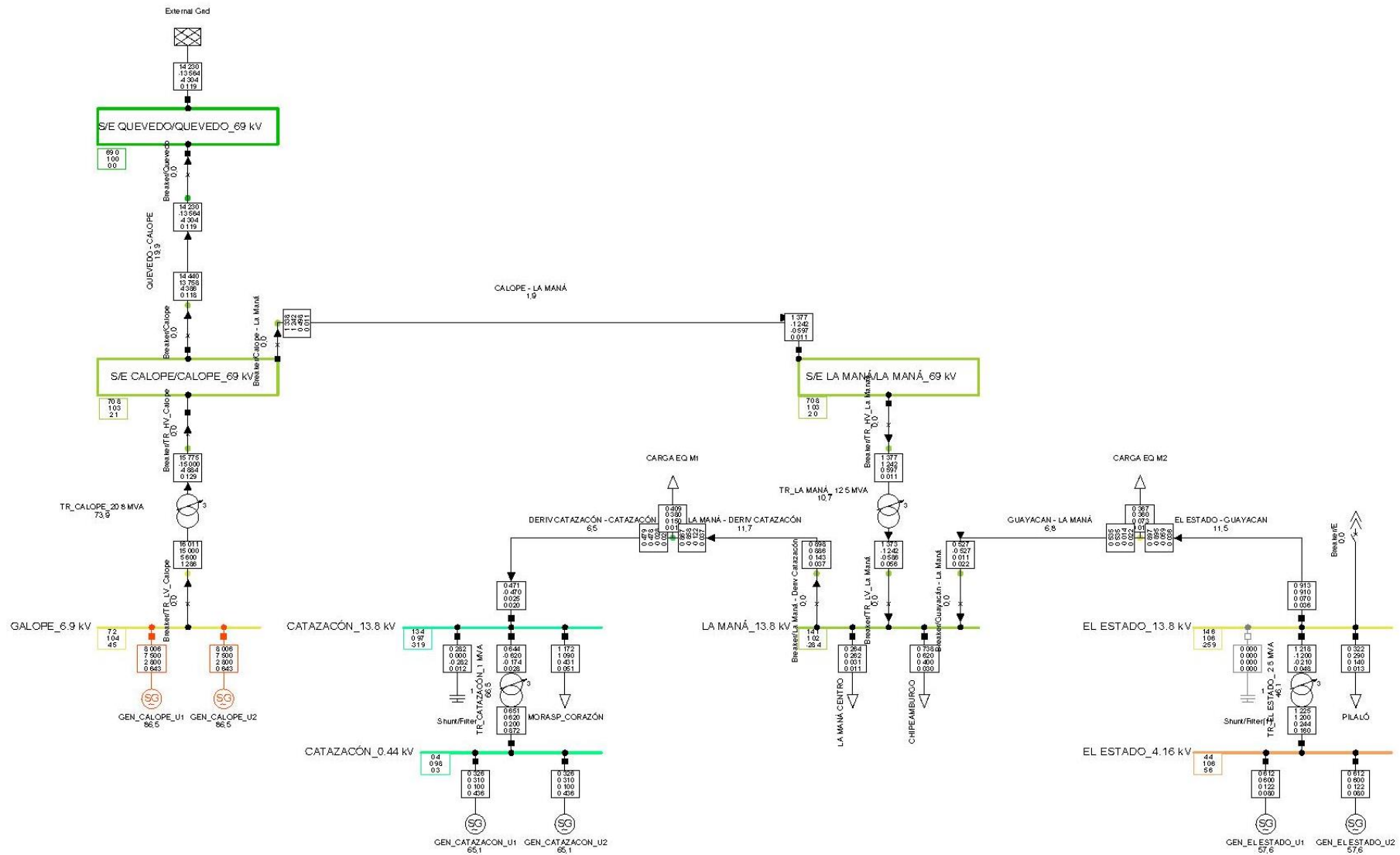



Figura B.45. Simulación de la Sección Pujilí/CRS/La Cocha en PowerFactory.

8.3. ANEXO C: PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS SEGÚN EL MÉTODO DE SENSIBILIDAD

1. No debe presentar ningún problema al momento de correr flujo de cargas en el sistema eléctrico, mediante el botón .

2. Seleccionar el parámetro Adicional Tools en el botón .

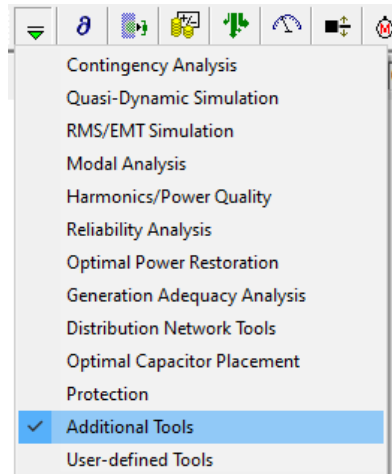



Figura C.46. Paso 2 del proceso para la selección de contingencias.

3. Realizar el análisis de sensibilidad, oprimiendo el botón .

4. Escoger la opción “Sensitivity to a Single Busbar” y ejecutamos.

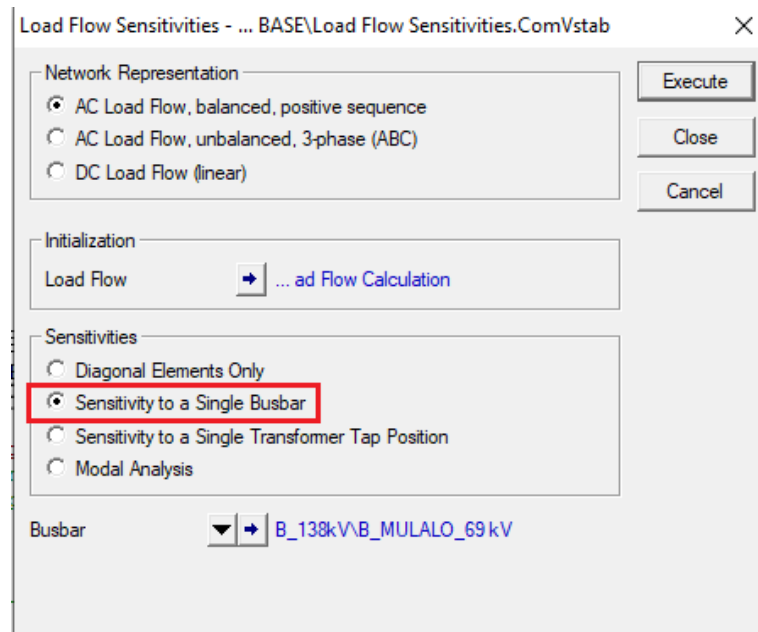





Figura C.47. Paso 4 del proceso para la selección de contingencias.

5. Para observar los resultados seleccionados en todas las líneas y en los transformadores, en el botón  y .

6. Entrar en la pestaña de Flexible Data y oprimiendo el botón  procederemos a determinar las variables m: dPdP: bus 1 y m: dPdP: bus 2, para las contingencias y m: dPdP: bushv para los transformadores.

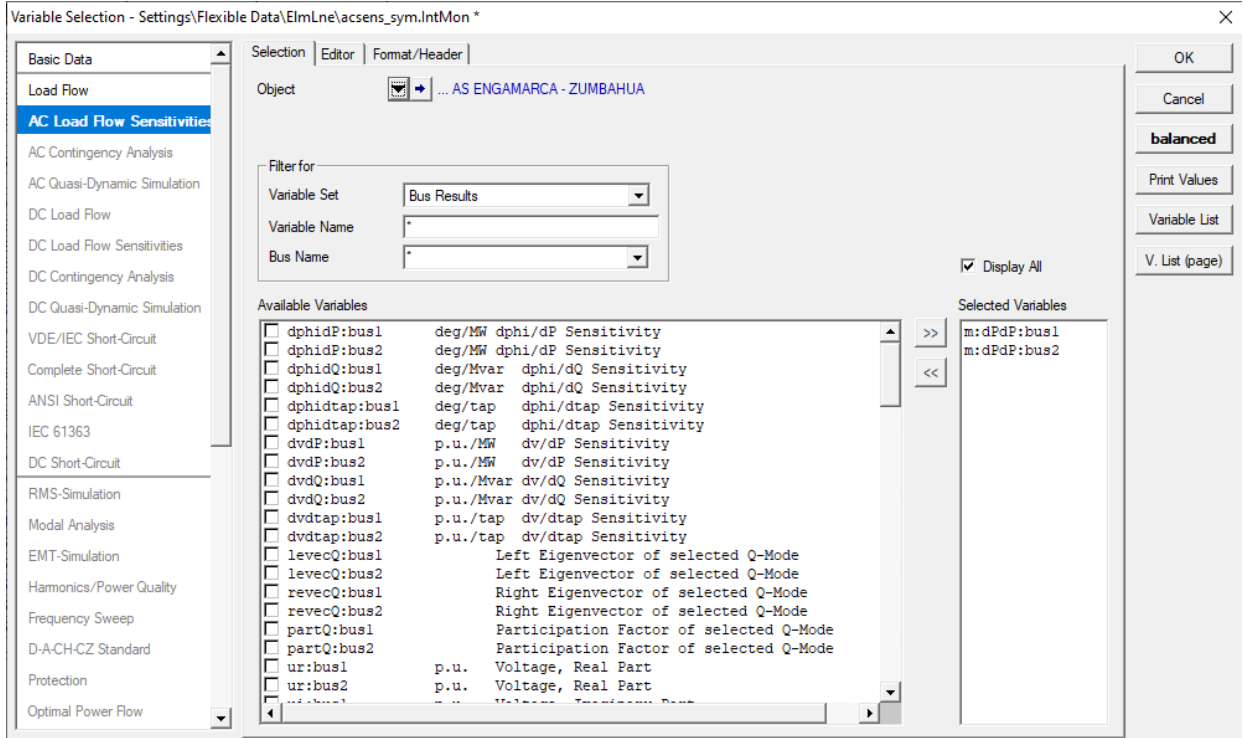


Figura C.48. Selección de la variable para las líneas de transmisión.

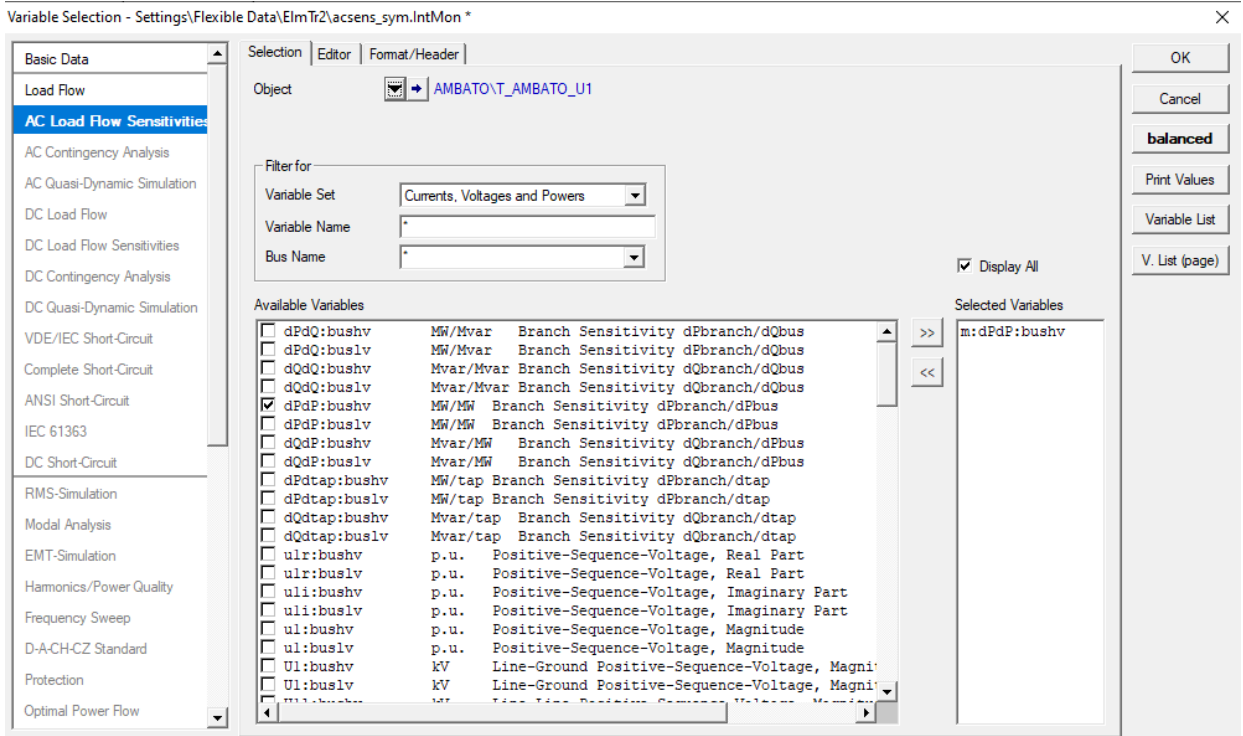


Figura C.49. Selección de la variable para los transformadores.

7. Los resultados se organizan de mayor a menor y se observan a continuación:

	Name	Grid	Branch Sensitivity ... Terminal i in MW/...	Branch Sensitivity ... Terminal j in MW/...
✓	4 ESQUINAS ENGAMAF	PUJILI/LACCOCHA/CI	0,0000002	-0,00001344
✓	AMBATO - FAIRIS	AMBATO	-0,	-0,00005277
✓	AQUADOR - LA_MANA	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	BORAMA - LA_MANA	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	CATAZACON_AQUADOI	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	CATAZACON_CORAZO	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	CRS	PUJILI/LACCOCHA/CI	-0,00000008	-0,
✓	Conexión Salcedo	SAN RAFAEL/HOLC	-0,	-0,
✓	DERIV - FAIRIS	SAN RAFAEL/HOLC	-0,	-0,
✓	DERIV_CRS - LAIGUA	PUJILI/LACCOCHA/CI	-0,00014807	0,00014199
✓	DERIV FMLIA - LASSO	MULALO/LASSO/SIK	-0,00000124	0,00000017
✓	EL_ESTADO - GUAYACA	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	EL_ESTADO - LA_ESPE	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	ENERMAX - LA_MANA	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	ESPERANZA - PILALÓ	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	FAIRIS - SALCEDO	SAN RAFAEL/HOLC	0,00005277	-0,00008771
✓	FAMILIA_SANCELA	MULALO/LASSO/SIK	-0,00000016	-0,
✓	GUAYACAN_BORAMA	ELESTADO/CATAZ	0,	0,
✓	ILLUCHI_I - EL CALVARI	GEN_ILLUCHI1/2	-0,	-0,00002793
✓	ILLUCHI_II - EL_CALVAF	GEN_ILLUCHI1/2	-0,	0,00000015
✓	INTERCONEXION CON	GEN_ILLUCHI1/2	0,00002778	-0,00000613
✓	LAIGUA - LA_COCHA	MULALO/LASSO/SIK	-0,0000069	0,00000613
✓	LASSO_SIGCHOS	MULALO/LASSO/SIK	-0,00000017	-0,
✓	MULALO - DERIV FMLIA	MULALO/LASSO/SIK	-0,00000703	0,0000014
✓	MULALO - LAIGUA	MULALO/LASSO/SIK	-0,00017102	0,00015497
✓	MULALO_NOVACERO	B_138kV	0,	0,
✓	SALCEDO - SAN JUAN	SAN RAFAEL/HOLC	-0,00011318	0,00008771
✓	SAN JUAN - HOLCIM	SAN RAFAEL/HOLC	-0,00000009	-0,
✓	SAN JUAN - SAN RAFAE	SAN RAFAEL/HOLC	0,00011327	-0,00011629
✓	SAN RAFAEL - DERIV_C	SAN RAFAEL/HOLC	0,00013038	-0,00014191
✓	SAN RAFAEL - PUJILI	SAN RAFAEL/HOLC	-0,00001409	0,00001344
✓	ZUMBAHUA_APAHUA	PUJILI/LACCOCHA/CI	-0,00000031	-0,00000002

Figura C.50. Variación de flujos de mayor a menor para las líneas de transmisión.

	Name	Grid	Branch Sensitivity ... HV-Side in MW/MW
✓	T_AMBATO_U1	AMBATO	-0,
✓	T_CATAZACON_U1	ELESTADO/CATAZ	0,
✓	T_CRS_U1	PUJILI/LACCOCHA/CI	0,
✓	T_EL_CALVARIO_U1	GEN_ILLUCHI1/2	0,00002793
✓	T_EL_ESTADO_U1	ELESTADO/CATAZ	0,
✓	T_ENERMAX_U1	ELESTADO/CATAZ	0,
✓	T_FAIRIS_U1	SAN RAFAEL/HOLC	0,
✓	T FMLIA_SANCELA_U1	MULALO/LASSO/SIK	0,
✓	T_HOLCIM_U1	SAN RAFAEL/HOLC	0,
✓	T_ILLUCHI_II_U1	GEN_ILLUCHI1/2	-0,
✓	T_ILLUCHI_I_U1	GEN_ILLUCHI1/2	-0,
✓	T_LASSO_U1	MULALO/LASSO/SIK	0,
✓	T_LA_COCHA_U1	PUJILI/LACCOCHA/CI	-0,00000613
✓	T_LA_MANA_U1	ELESTADO/CATAZ	0,
✓	T_MULALO_U1	B_138kV	-1,000178
✓	T_MULALO_U2	MULALO/LASSO/SIK	0,
✓	T_NOVACERO_U1	B_138kV	0,
✓	T_PUJILI_U1	PUJILI/LACCOCHA/CI	-0,00001344
✓	T_SALCEDO_U1	SAN RAFAEL/HOLC	0,
✓	T_SAN_RAFAEL_U1	SAN RAFAEL/HOLC	0,
* ✓	T_SIGCHOS_U1	MULALO/LASSO/SIK	0,

Figura C.51. Variación de flujos de mayor a menor para los transformadores.

8. Según el análisis de sensibilidad, se realizarán contingencias solamente para los casos donde exista mayor sensibilidad, en otras palabras, se denominará contingencias únicamente a los resultados diferentes de cero.
9. Una vez se hayan identificado las contingencias que serán analizadas, procede guardar en la carpeta Faul Cases, el cual debe encontrarse vacía antes del análisis.

10. Para líneas, según en la Figura E.56, seleccionan las contingencias expuestas, dar click derecho y oprimimos la opción Define→ Fault Cases → Múltiple Fault Cases n-1.

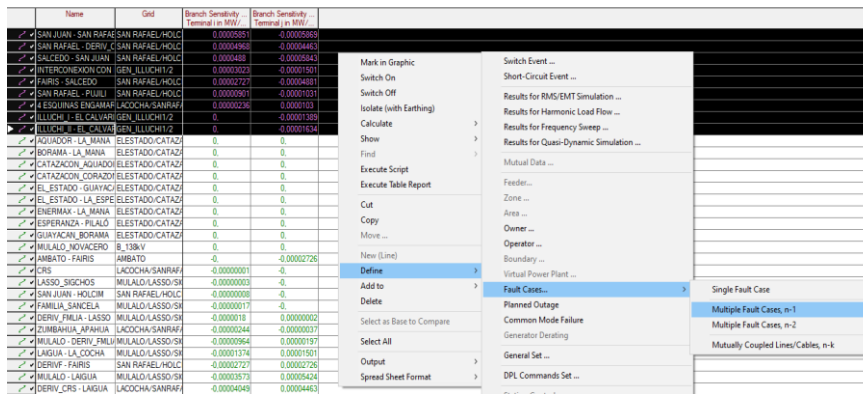


Figura C.52. Selección de contingencias para las Fault Cases.

11. Se repite el mismo proceso para los transformadores.

12. Ahora se procede a seleccionar el parámetro Contingency Analysis, en el botón

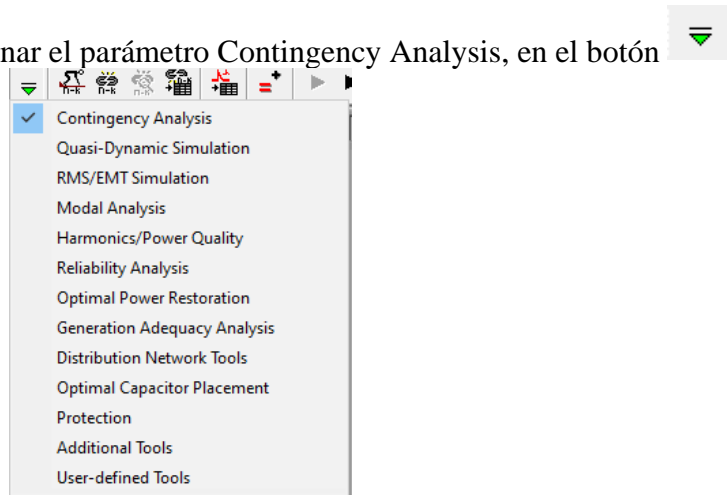


Figura C.53. Paso 12 del proceso para la selección de contingencias.

13. Se utilizará la herramienta para elaborar análisis de contingencias



14. Se selecciona el botón “Add Cases Groups”, se elige la carpeta “Fault Cases” donde guardamos las contingencias, se encuentra en la librería.

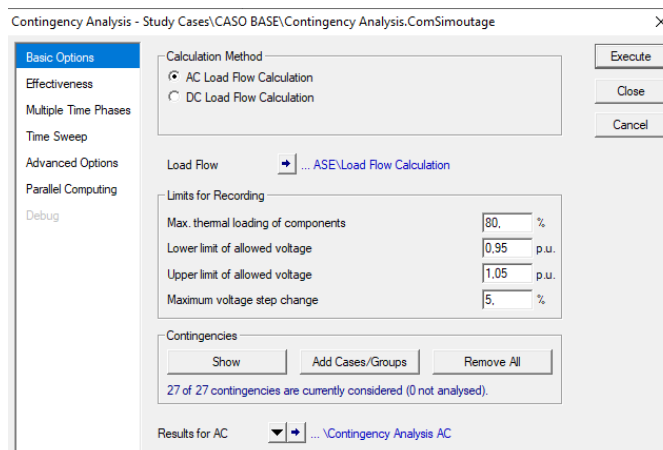


Figura C.54. Implementación de Contingencias para su estudio.

8.4. ANEXO D: TABLAS DE VALIDACIÓN DE RESULTADOS

Tabla D.25. Flujo de Carga y Validación de resultados en los Transformadores.

No.	Nombre del Transformador	Tipo	Potencia Aparente Simulada	Potencia Aparente ELEPCO
			S (MVA)	S (MVA)
1	TR_CALOPE_20.8 MVA	Trifásico	15,775	15,774
2	TR_CATAZACÓN_1 MVA	Trifásico	0,644	0,644
3	TR_CRS_3.5 MVA	Trifásico	2,674	0,793
4	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	Trifásico	3,507	3,512
5	TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA	Trifásico	1,218	1,218
6	TR_FAIRIS_5 MVA	Trifásico	1,681	0,539
7	TR_FAMILIA SANCELTA_12.5 MVA	Trifásico	5,153	5,832
8	TR_HOLCIM_9.375 MVA	Trifásico	4,810	4,810
9	TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA	Trifásico	4,545	4,549
10	TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA	Trifásico	3,657	3,652
11	TR_LA COCHA_ 12 MVA	Trifásico	5,957	1,264
12	TR_LA MANÁ_ 12.5 MVA	Trifásico	1,279	2,676
13	TR_LASSO_20 MVA	Trifásico	9,740	6,944
14	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	Trifásico	7,744	4,563
15	TR_NOVACERO_60 MVA	Trifásico	40,008	-
16	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	Trifásico	3,675	-
17	TR_PUJILÍ_5 MVA	Trifásico	0,642	1,803
18	TR_SALCEDO_12.5 MVA	Trifásico	8,969	4,506
19	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	Trifásico	9,766	4,582
20	TR_SIGCHOS_5 MVA	Trifásico	0,914	0,310

Tabla D.26. Cargabilidad en los Generadores del Sistema.

No.	Nombre	Cargabilidad (%)		Error Relativo (%)
		Dem. Max. Proyectada	Dem. Max. Real	
1	GEN_CALOPE_U1	86,5	86,5	0%
2	GEN_CALOPE_U2	86,5	86,5	0%
3	GEN_CATAZACON_U1	65,1	65,1	0%
4	GEN_CATAZACON_U2	65,1	65,1	0%
5	GEN_EL ESTADO_U1	57,6	57,6	0%
6	GEN_EL ESTADO_U2	57,6	57,6	0%
7	GEN_ILLUCHI_II_U1	71,0	71,00	0%
8	GEN_ILLUCHI_II_U2	71,0	71,00	0%
9	GEN_ILLUCHI_I_U1	60,0	60,00	0%
10	GEN_ILLUCHI_I_U2	60,0	60,00	0%
11	GEN_ILLUCHI_I_U3	77,0	77,00	0%
12	GEN_ILLUCHI_I_U4	77,0	77,00	0%

Tabla D.27. Cargabilidad en los Transformadores del Sistema.

No.	Nombre	Potencia Aparente (MVA)		Error Relativo (%)
		Dem. Max. Proyectada	Dem. Max. Real	
1	TR_CALOPE_20.8 MVA	75,228	-	-
2	TR_CATAZACÓN_1 MVA	69,087	-	-
3	TR_CRIS_3.5 MVA	79,887	-	-
4	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	70,131	81,9	14%
5	TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA	50,053	-	-
6	TR_FAIRIS_5 MVA	34,428	-	-
7	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	47,925	-	-
8	TR_HOLCIM_9.375 MVA	54,064	-	-
9	TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA	71,693	-	-
10	TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA	69,303	-	-
11	TR_LA COCHA_ 12 MVA	69,463	70,44	1%
12	TR_LA MANÁ_ 12.5 MVA	83,85	81,3	-3%
13	TR_LASSO_20 MVA	69,44	69	-1%
14	TR_MULALÓ_ 12 MVA	84,09	84,8	1%
15	TR_NOVACERO_60 MVA	65,92	-	-
16	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	59,21	57,4	-3%
17	TR_PUJILÍ_5 MVA	25,86	-	-
18	TR_SALCEDO_12.5 MVA	95,16	95,1	0%
19	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	85,52	86	1%
20	TR_SIGCHOS_5 MVA	24,76	24,4	-1%

Tabla D.28. Niveles de Tensión en las Barras del Sistema.

Nombre	Voltaje	Demanda Máxima Simulada	Demanda Máxima ELEPCO	Error Relativo
	V (kV)	U (p.u.)	U (p.u.)	(%)
AMBATO/69 kV	69	1,00	1,00	0
CALOPE_6.9 kV	0,44	1,02	1,03	1
CALOPE_69 kV	13,8	1,01	1,02	1
CATAZACÓN_0.44 kV	13,8	0,95	0,95	0
CATAZACÓN_13.8 kV	69	0,93	0,93	0
CRIS_13.8 kV	13,8	0,94	0,99	5
CRIS_69 kV	13,8	0,96	1,00	5
EL CALVARIO_13.8 kV	23	0,94	0,96	3
EL CALVARIO_13.8 kV(1)	13,8	0,94	0,96	3
EL CALVARIO_23 kV	4,16	0,96	0,96	1
EL ESTADO_13.8 kV	13,8	0,97	1,02	5
EL ESTADO_4.16 kV	69	0,98	1,03	5
FAIRIS/13.8kV	13,8	0,97	0,97	0
FAIRIS/69kV	69	0,98	0,98	0

FAMILIA SANCELA_13.8 kV	6,9	0,96	0,99	3
FAMILIA SANCELA_69 kV	69	0,97	1,01	3
HOLCIM/4.16kV	4,16	0,94	0,93	-1
HOLCIM/69 kV	69	0,95	0,94	-1
ILLUCHI_II_13.8 kV	13,8	0,97	1,00	3
ILLUCHI_II_2.4 kV	2,4	0,99	1,02	2
ILLUCHI_I_2.4 kV	2,4	1,03	1,00	-3
ILLUCHI_I_23 kV	24	1,00	1,02	1
LA COCHA_13.8 kV	13,8	0,95	0,99	4
LA COCHA_69 kV	69	0,96	1,00	4
LA MANÁ_13.8 kV	13,8	0,98	1,01	3
LA MANÁ_69 kV	69	1,00	1,02	1
LAIGUA	69	0,96	1,01	4
LASSO_13.8 kV	13,8	0,96	1,00	4
LASSO_69 kV	69	0,97	1,01	3
MULALÓ_13.8 kV	13,8	0,96	1,00	4
MULALÓ_138 kV	138	1,01	1,00	-1
MULALÓ_69 kV	69	0,98	1,01	3
MULALÓ_69 kV	69	0,98	1,01	3
NOVACERO_13.8 kV	13,8	1,01	1,00	-1
NOVACERO_138 kV	138	1,01	1,00	-1
PUJILÍ_13.8 kV	13,8	0,94	0,93	-1
PUJILÍ_69 kV	69	0,95	0,94	-1
QUEVEDO_69 kV	69	1,00	1,02	2
SALCEDO/13.8kV	13,8	0,93	0,94	2
SALCEDO/69kV	69	0,96	0,96	0
SAN RAFAEL/13.8kV	13,8	0,92	0,93	1
SAN RAFAEL/69 kV	69	0,95	0,94	-1
SIGCHOS_13.8 kV	13,8	0,95	1,00	5
SIGCHOS_69 kV	69	0,97	1,01	4
Terminal Mulaló	13,8	0,98	1,00	2

8.5. ANEXO E: TABLAS DE SELECCIÓN DE CONTINGENCIAS

Tabla E.29. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda mínima por medio del criterio de sensibilidad.

No.	Líneas de Transmisión	Sensibilidad de ramal en MW/MW	
		i	j
1	AMBATO - FAIRIS	-0,1357858	0,02342173
2	CALOPE - LA MANÁ	0	0
3	CRS	-0,00000001	-5,39E-06
4	CRS - LAIGUA	-0,1249203	0,05112333
5	DERIV CATAZACÓN - CATAZACÓN	0	0
6	DERIV FAMILIA - LASSO	-0,00000007	-3,753E-05
7	EL CALVARIO - ILLUCHI I	-0,00001137	-2,714E-05
8	EL CALVARIO - ILLUCHI II	0	0,00002617
9	EL ESTADO - GUAYACAN	0	0
10	FAIRIS - SALCEDO	-0,131876	0,03347955
11	FAMILIA SANCELA	-0,00000017	-2,998E-05
12	GUAYACAN - LA MANÁ	0	0
13	LA COCHA - EL CALVARIO	-0,00002497	-0,0001032
14	LA MANÁ - DERIV CATAZACÓN	0	0
15	LAIGUA - LA COCHA	-0,000025	-0,0001162
16	LASSO - SIGCHOS	-0,00000004	-1,041E-05
17	MULALÓ - DERIV FAMILIA	-0,00000491	-8,485E-05
18	MULALÓ - LAIGUA	0,1227035	-0,0560977
19	MULALÓ - NOVACERO	0	0
20	QUEVEDO - CALOPE	0	0
21	SALCEDO - SAN JUAN	-0,1289526	0,04101988
22	SAN JUAN - HOLCIM	0	0,00002131
23	SAN JUAN - SAN RAFAEL	-0,126274	0,04794451
24	SAN RAFAEL - CRS	-0,1259949	0,0487266
25	SAN RAFAEL - PUJILÍ	-0,00000011	-1,263E-05

Tabla E.30. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda media basado en el criterio de sensibilidad.

No.	Líneas de Transmisión	Sensibilidad de ramal en MW/MW	
		i	j
1	AMBATO - FAIRIS	-0,1366505	0,01579985
2	CALOPE - LA MANÁ	0	0
3	CRS	-9E-08	-2,322E-05
4	CRS - LAIGUA	-0,1230527	0,05075747
5	DERIV CATAZACÓN - CATAZACÓN	0	0
6	DERIV FAMILIA - LASSO	-1,84E-06	-7,363E-05
7	EL CALVARIO - ILLUCHI I	-1,476E-05	-0,000035
8	EL CALVARIO - ILLUCHI II	0	0,00003422
9	EL ESTADO - GUAYACAN	0	0
10	FAIRIS - SALCEDO	-0,1313405	0,02946159
11	FAMILIA SANCELA	-1,6E-07	-2,885E-05
12	GUAYACAN - LA MANÁ	0	0
13	LA COCHA - EL CALVARIO	-2,731E-05	-0,0001268
14	LA MANÁ - DERIV CATAZACÓN	0	0
15	LAIGUA - LA COCHA	-0,0000289	-0,0001755
16	LASSO - SIGCHOS	-0,0000002	-1,404E-05
17	MULALÓ - DERIV FAMILIA	-8,96E-06	-0,0001279

18	MULALÓ - LAIGUA	0,1220414	-0,0531313
19	MULALÓ - NOVACERO	0	0
20	QUEVEDO - CALOPE	0	0
21	SALCEDO - SAN JUAN	-0,1274449	0,03954938
22	SAN JUAN - HOLCIM	0	0,00002702
23	SAN JUAN - SAN RAFAEL	-0,1242579	0,04779055
24	SAN RAFAEL - CRS	-0,123916	0,04880912
25	SAN RAFAEL - PUJILÍ	-0,0000008	-2,162E-05

Tabla E.31. Selección de contingencias según las líneas de transmisión para el caso de la demanda máxima por medio del criterio de sensibilidad.

No.	Líneas	Sensibilidad de ramal en MW/MW	
		i	j
1	AMBATO - FAIRIS	-0,1353188	0,01219642
2	CALOPE - LA MANÁ	0	0
3	CRS	-0,0000001	-0,00002736
4	CRS - LAIGUA	-0,1208564	0,04948056
5	DERIV CATAZACÓN - CATAZACÓN	0	0
6	DERIV FAMILIA - LASSO	-0,0000004	-0,00014556
7	EL CALVARIO - ILLUCHI I	-0,00001888	-0,00004437
8	EL CALVARIO - ILLUCHI II	0	0,00004426
9	EL ESTADO - GUAYACAN	0	0
10	FAIRIS - SALCEDO	-0,1296945	0,02666722
11	FAMILIA SANCELTA	-0,00000023	-0,00004196
12	GUAYACAN - LA MANÁ	0	0
13	LA COCHA - EL CALVARIO	-0,0000388	-0,00016812
14	LA MANÁ - DERIV CATAZACÓN	0	0
15	LAIGUA - LA COCHA	-0,00004241	-0,00026189
16	LASSO - SIGCHOS	-0,00000042	-0,00001756
17	MULALÓ - DERIV FAMILIA	-0,00001788	-0,00022879
18	MULALÓ - LAIGUA	0,1197668	-0,05208714
19	MULALÓ - NOVACERO	0	0
20	QUEVEDO - CALOPE	0	0
21	SALCEDO - SAN JUAN	-0,1255622	0,03742103
22	SAN JUAN - HOLCIM	-0,00000001	0,00003288
23	SAN JUAN - SAN RAFAEL	-0,122161	0,04622098
24	SAN RAFAEL - CRS	-0,1217916	0,04736752
25	SAN RAFAEL - PUJILÍ	-0,00000359	-0,00004796

Tabla E.32. Selección de los transformadores para el caso demanda mínima por medio del criterio de sensibilidad.

No.	Transformadores	Sensibilidad de ramal HV en MW/MW
1	TR_CALOPE_20.8 MVA	0
2	TR_CATAZACÓN_1 MVA	0
3	TR_CRS_3.5 MVA	0
4	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	0,00001137
5	TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA	0
6	TR_FAIRIS_5 MVA	0
7	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	0
8	TR_HOLCIM_9.375 MVA	0
9	TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA	0
10	TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA	0
11	TR_LA COCHA_ 12 MVA	-0,00002497
12	TR_LA MANÁ_ 12.5 MVA	0
13	TR_LASSO_20 MVA	0
14	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	0
15	TR_NOVACERO_60 MVA	0
16	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	0
17	TR_PUJILÍ_5 MVA	0
18	TR_SALCEDO_12.5 MVA	0
19	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	0
20	TR_SIGCHOS_5 MVA	0

Tabla E.33. Selección de los transformadores para el caso demanda media basado en el criterio de sensibilidad.

No.	Transformadores	Sensibilidad de ramal HV en MW/MW
1	TR_CALOPE_20.8 MVA	0
2	TR_CATAZACÓN_1 MVA	0
3	TR_CRS_3.5 MVA	0
4	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	0,00001476
5	TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA	0
6	TR_FAIRIS_5 MVA	0
7	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	0,00000001
8	TR_HOLCIM_9.375 MVA	0
9	TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA	0
10	TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA	0
11	TR_LA COCHA_ 12 MVA	-0,00002729
12	TR_LA MANÁ_ 12.5 MVA	0
13	TR_LASSO_20 MVA	0,00000001
14	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	0,00000001
15	TR_NOVACERO_60 MVA	0
16	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	0
17	TR_PUJILÍ_5 MVA	0
18	TR_SALCEDO_12.5 MVA	0
19	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	0,00000001
20	TR_SIGCHOS_5 MVA	0

Tabla E.34. Selección de los transformadores para el caso demanda máxima por medio del criterio de sensibilidad.

No.	Transformadores	Sensibilidad de ramal HV en MW/MW
1	TR_CALOPE_20.8 MVA	0
2	TR_CATAZACÓN_1 MVA	0
3	TR_CRS_3.5 MVA	0,00000001
4	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	0,00001888
5	TR_EL ESTADO_ 2.5 MVA	0
6	TR_FAIRIS_5 MVA	0
7	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	0,00000002
8	TR_HOLCIM_9.375 MVA	0,00000001
9	TR_ILLUCHI_II_6.5 MVA	0
10	TR_ILLUCHI_I_1.75 MVA	0
11	TR_LA COCHA_ 12 MVA	-0,00003876
12	TR_LA MANÁ_ 12.5 MVA	0
13	TR_LASSO_20 MVA	0,00000006
14	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	0,00000005
15	TR_NOVACERO_60 MVA	0
16	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	0,00000001
17	TR_PUJILÍ_5 MVA	0
18	TR_SALCEDO_12.5 MVA	0,00000001
19	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	0,00000004
20	TR_SIGCHOS_5 MVA	0

Tabla E.35. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda mínima.

No.	Contingencias
1	AMBATO - FAIRIS
2	CRS
3	CRS - LAIGUA
4	DERIV FAMILIA - LASSO
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II
7	FAIRIS - SALCEDO
8	FAMILIA SANCELA
9	LA COCHA - EL CALVARIO
10	LAIGUA - LA COCHA
11	LASSO - SIGCHOS
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA
13	MULALÓ - LAIGUA
14	SALCEDO - SAN JUAN
15	SAN JUAN - HOLCIM
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL
17	SAN RAFAEL - CRS
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ
19	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA
20	TR_LA COCHA_ 12 MVA

Tabla E.36. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda media.

No.	Contingencias
1	AMBATO - FAIRIS
2	CRS
3	CRS - LAIGUA
4	DERIV FAMILIA - LASSO
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II
7	FAIRIS - SALCEDO
8	FAMILIA SANCELA
9	LA COCHA - EL CALVARIO
10	LAIGUA - LA COCHA
11	LASSO - SIGCHOS
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA
13	MULALÓ - LAIGUA
14	SALCEDO - SAN JUAN
15	SAN JUAN - HOLCIM
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL
17	SAN RAFAEL - CRS
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ
19	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA
20	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA
21	TR_LA COCHA_12 MVA
22	TR_LASSO_20 MVA
23	TR_MULALÓ_12.5 MVA
24	TR_SAN RAFAEL_13 MVA

Tabla E.37. Resultados de las contingencias seleccionadas para la demanda máxima.

No.	Contingencias
1	AMBATO - FAIRIS
2	CRS
3	CRS - LAIGUA
4	DERIV FAMILIA - LASSO
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II
7	FAIRIS - SALCEDO
8	FAMILIA SANCELA
9	LA COCHA - EL CALVARIO
10	LAIGUA - LA COCHA
11	LASSO - SIGCHOS
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA
13	MULALÓ - LAIGUA
14	SALCEDO - SAN JUAN
15	SAN JUAN - HOLCIM
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL
17	SAN RAFAEL - CRS
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ
19	TR_CRS_3.5 MVA
20	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA
21	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA
22	TR_HOLCIM_9.375 MVA
23	TR_LA COCHA_12 MVA
24	TR_LASSO_20 MVA
25	TR_MULALÓ_12.5 MVA
26	TR_PUJILÍ_12.5 MVA
27	TR_SALCEDO_12.5 MVA
28	TR_SAN RAFAEL_13 MVA

8.6. ANEXO F: TABLAS DE CLASIFICACIÓN DE CONTINGENCIAS

Tabla F.38. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda mínima.

No.	Contingencias	Violaciones de los Límites (Si/No)	Convergencia (Si/No)
1	AMBATO - FAIRIS	Si	Si
2	CRS	Si	Si
3	CRS - LAIGUA	Si	Si
4	DERIV FAMILIA - LASSO	Si	Si
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I	Si	Si
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II	Si	Si
7	FAIRIS - SALCEDO	Si	Si
8	FAMILIA SANCELA	Si	Si
9	LA COCHA - EL CALVARIO	Si	Si
10	LAIGUA - LA COCHA	Si	Si
11	LASSO - SIGCHOS	Si	Si
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA	Si	Si
13	MULALÓ - LAIGUA	Si	Si
14	SALCEDO - SAN JUAN	Si	Si
15	SAN JUAN - HOLCIM	Si	Si
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL	Si	Si
17	SAN RAFAEL - CRS	Si	Si
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ	Si	Si
19	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	Si	Si
20	TR_LA COCHA_ 12 MVA	Si	Si

Tabla F.39. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda media.

No.	Contingencias	Violaciones de los Límites (Si/No)	Convergencia (Si/No)
1	AMBATO - FAIRIS	No	Si
2	CRS	No	Si
3	CRS - LAIGUA	Si	Si
4	DERIV FAMILIA - LASSO	No	Si
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I	Si	No
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II	Si	Si
7	FAIRIS - SALCEDO	No	Si
8	FAMILIA SANCELA	No	Si
9	LA COCHA - EL CALVARIO	Si	Si
10	LAIGUA - LA COCHA	No	No
11	LASSO - SIGCHOS	No	Si
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA	No	Si
13	MULALÓ - LAIGUA	Si	Si
14	SALCEDO - SAN JUAN	No	Si
15	SAN JUAN - HOLCIM	No	Si
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL	No	Si
17	SAN RAFAEL - CRS	Si	Si
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ	No	Si
19	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	No	No
20	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	No	Si
21	TR_LA COCHA_ 12 MVA	No	No
22	TR_LASSO_20 MVA	No	Si
23	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	No	Si
24	TR_SAN RAFAEL_ 13 MVA	No	Si

Tabla F.40. Clasificación de contingencias N-1 para el estudio de la demanda máxima.

No.	Contingencias	Violaciones de los Límites (Si/No)	Convergencia (Si/No)
1	AMBATO - FAIRIS	Si	Si
2	CRS	Si	Si
3	CRS - LAIGUA	Si	Si
4	DERIV FAMILIA - LASSO	Si	Si
5	EL CALVARIO - ILLUCHI I	Si	No
6	EL CALVARIO - ILLUCHI II	Si	Si
7	FAIRIS - SALCEDO	Si	Si
8	FAMILIA SANCELA	Si	Si
9	LA COCHA - EL CALVARIO	Si	No
10	LAIGUA - LA COCHA	Si	No
11	LASSO - SIGCHOS	Si	Si
12	MULALÓ - DERIV FAMILIA	Si	Si
13	MULALÓ - LAIGUA	Si	Si
14	SALCEDO - SAN JUAN	Si	Si
15	SAN JUAN - HOLCIM	Si	Si
16	SAN JUAN - SAN RAFAEL	Si	Si
17	SAN RAFAEL - CRS	Si	Si
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ	No	Si
19	TR_CRS_3.5 MVA	Si	Si
20	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	Si	No
21	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	Si	Si
22	TR_HOLCIM_9.375 MVA	Si	Si
23	TR_LA COCHA_12 MVA	Si	No
24	TR_LASSO_20 MVA	Si	Si
25	TR_MULALÓ_12.5 MVA	Si	Si
26	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	Si	Si
27	TR_SALCEDO_12.5 MVA	Si	Si
28	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	Si	Si

8.7. ANEXO G: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS
Tabla G.41. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda mínima.

Nombre de la Contingencia	Elemento Afectado	Voltaje p.u.			Código de Reparación
		Antes de la Contingencia	Después de la Contingencia	Acción de reparación	
LAIGUA - LA COCHA	LA COCHA_69 kV	0,99	0,85	0,97	R-COCHA-01
	EL CALVARIO_13.8 kV	1,00	0,88	0,96	
	LA COCHA_13.8 kV	0,99	0,85	0,96	
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	1,00	0,88	0,96	
	EL CALVARIO_23 kV	1,02	0,91	0,96	
	ILLUCHI_II_13.8 kV	1,04	0,92	1,00	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	0,93	1,02	
TR_LA COCHA_12 MVA	LA COCHA_13.8 kV	0,99	0,85	0,95	R-COCHA-02
	EL CALVARIO_13.8 kV	1,00	0,88	0,97	
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	1,00	0,88	0,97	
	EL CALVARIO_23 kV	1,02	0,91	0,96	
	ILLUCHI_II_13.8 kV	1,04	0,92	1,00	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	0,93	1,02	
MULALÓ - LAIGUA	SAN RAFAEL_13.8kV	0,97	0,95	1,00	R-LAIGU-01
	HOLCIM_4.16kV	0,97	0,95	1,00	

Tabla G.42. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda media.

Nombre de la Contingencia	Elemento Afectado	Voltaje p.u.			Código de Reparación
		Antes de la Contingencia	Después de la Contingencia	Acción de reparación	
MULALÓ - LAIGUA	CRS_13.8 kV	0,96	0,90	0,96	R-LAIGU - 01
	CRS_69 kV	0,97	0,91	0,97	
	EL CALVARIO_13.8 kV	0,98	0,90	0,97	
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	0,98	0,90	0,97	
	EL CALVARIO_23 kV	1,00	0,92	0,99	
	HOLCIM_4.16kV	0,96	0,91	0,95	
	HOLCIM_69 kV	0,97	0,92	0,97	
	ILLUCHI_II_13.8 kV	1,01	0,94	1,00	
	LA COCHA_13.8 kV	0,97	0,90	0,97	
	LA COCHA_69 kV	0,98	0,91	0,97	
	LAIGUA	0,98	0,91	0,98	
	PUJILÍ_13.8 kV	0,97	0,91	0,97	
	PUJILÍ_69 kV	0,97	0,91	0,97	
	SALCEDO_13.8kV	0,97	0,93	0,96	
	SALCEDO_69kV	0,97	0,94	0,97	
	SAN RAFAEL_13.8kV	0,96	0,90	0,95	
	SAN RAFAEL_69 kV	0,97	0,92	0,97	

CRS - LAIGUA	HOLCIM_4.16kV	0,96	0,93	0,96	R-CRS-01
	HOLCIM_69 kV	0,97	0,94	0,97	
	PUJILÍ_13.8 kV	0,97	0,94	0,98	
	PUJILÍ_69 kV	0,97	0,94	0,97	
	SALCEDO_13.8kV	0,97	0,95	0,96	
	SAN RAFAEL_13.8kV	0,96	0,93	0,96	
	SAN RAFAEL_69 kV	0,97	0,94	0,97	
SAN RAFAEL - CRS	HOLCIM_4.16kV	0,96	0,93	0,96	R-RAFA-01
	HOLCIM_69 kV	0,97	0,94	0,97	
	PUJILÍ_13.8 kV	0,97	0,94	0,98	
	PUJILÍ_69 kV	0,97	0,94	0,97	
	SALCEDO_13.8kV	0,97	0,95	0,96	
	SAN RAFAEL_13.8kV	0,96	0,93	0,96	
	SAN RAFAEL_69 kV	0,97	0,94	0,97	
LA COCHA - EL CALVARIO	EL CALVARIO_13.8 kV	0,98	0,92	0,95	R-CALVA-02
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	0,98	0,92	0,95	
	EL CALVARIO_23 kV	1,00	0,93	0,96	
EL CALVARIO - ILLUCHI II	EL CALVARIO_13.8 kV	0,98	0,94	0,96	R-ILLUCH-01
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	0,98	0,94	0,96	

Tabla G.43. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 0,95 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda máxima.

Nombre de la Contingencia	Elemento Afectado	Voltaje p.u.		
		Antes de la Contingencia	Después de la Contingencia	Acción de reparación
AMBATO - FAIRIS	CATAZACÓN_0.44 kV	0,95	0,95	1,07
	CATAZACÓN_13.8 kV	0,93	0,93	1,06
	CRS_13.8 kV	0,94	0,94	0,94
	EL CALVARIO_13.8 kV	0,94	0,94	0,99
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	0,94	0,94	0,99
	LA COCHA_13.8 kV	0,95	0,95	0,97
	PUJILÍ_13.8 kV	0,94	0,94	0,95
	PUJILÍ_69 kV	0,95	0,94	0,95
	SAN RAFAEL_13.8kV	0,92	0,91	0,96
	SAN RAFAEL_69 kV	0,95	0,95	0,96
CRS	CATAZACÓN_0.44 kV	0,95	0,95	1,01
	CATAZACÓN_13.8 kV	0,93	0,93	0,99
	EL CALVARIO_13.8 kV	0,94	0,94	0,97
	EL CALVARIO_13.8 kV(1)	0,94	0,94	0,97
	HOLCIM_4.16kV	0,94	0,94	0,94
	LA COCHA_13.8 kV	0,95	0,95	0,96
	PUJILÍ_13.8 kV	0,94	0,94	0,95
	PUJILÍ_69 kV	0,95	0,95	0,95

	SALCEDO_13.8kV	0,93	0,93	0,93
	SAN RAFAEL_13.8kV	0,92	0,92	0,92
CRS - LAIGUA	SAN RAFAEL_13.8kV	0,92	0,86	0,92
	CATAZACÓN_0.44 kV	0,95	0,95	1,01
	CATAZACÓN_13.8 kV	0,93	0,93	0,99
	FAIRIS_13.8kV	0,97	0,95	0,97
	HOLCIM_4.16kV	0,94	0,89	0,94
	HOLCIM_69 kV	0,95	0,90	0,95
	PUJILÍ_13.8 kV	0,94	0,89	0,95
	PUJILÍ_69 kV	0,95	0,89	0,95
	SALCEDO_13.8kV	0,93	0,89	0,93
	SALCEDO_69kV	0,96	0,92	0,96
	SAN RAFAEL_69 kV	0,95	0,90	0,96
	DERIV FAMILIA - LASSO	CATAZACÓN_0.44 kV	0,95	0,95
CATAZACÓN_13.8 kV		0,93	0,93	0,99
CRS_13.8 kV		0,94	0,95	0,95
EL CALVARIO_13.8 kV		0,94	0,94	0,98
EL CALVARIO_13.8 kV(1)		0,94	0,94	0,98
HOLCIM_4.16kV		0,94	0,94	0,94
PUJILÍ_13.8 kV		0,94	0,94	0,95
SALCEDO_13.8kV		0,93	0,93	0,93
SAN RAFAEL_13.8kV		0,92	0,92	0,92
CATAZACÓN_0.44 kV		0,95	0,95	1,07
CATAZACÓN_13.8 kV		0,93	0,93	1,06
CRS_13.8 kV		0,94	0,94	0,94
EL CALVARIO_13.8 kV		0,94	0,89	0,98
EL CALVARIO_13.8 kV(1)		0,94	0,89	0,98
EL CALVARIO_23 kV		0,96	0,91	1,00
HOLCIM_4.16kV		0,94	0,93	0,94
HOLCIM_69 kV		0,95	0,95	0,95
LA COCHA_13.8 kV		0,95	0,93	0,98
PUJILÍ_13.8 kV		0,94	0,93	0,94
PUJILÍ_69 kV		0,95	0,94	0,95
SALCEDO_13.8kV		0,93	0,92	0,93
SAN RAFAEL_13.8kV		0,92	0,91	0,92
SAN RAFAEL_69 kV		0,95	0,95	0,95

Tabla G.44. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 1,05 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda mínima.

Nombre de la Contingencia	Elemento Afectado	Voltaje p.u.			Código de Reparación
		Antes de la Contingencia	Después de la Contingencia	Accion de reparación	
AMBATO - FAIRIS	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,09	1,10	1,10	R-AMBAT-01
	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	1,06	
	ILLUCHI_I_23 kV	1,07	1,07	1,07	
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	1,06	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	1,06	1,06	
CRS	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,09	1,09	1,02	R-CRS-02
	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	1,06	
	ILLUCHI_I_23 kV	1,07	1,07	1,02	
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	1,06	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	1,06	1,04	
CRS - LAIGUA	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,09	1,10	1,10	R-LAIGU-02
	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	1,06	
	ILLUCHI_I_23 kV	1,07	1,08	1,07	
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	1,06	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	1,07	1,06	
	ILLUCHI_II_13.8 kV	1,04	1,05	1,04	
DERIV FAMILIA - LASSO	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,09	1,09	1,10	R-FAMIL-01
	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	1,06	
	ILLUCHI_I_23 kV	1,07	1,07	1,07	
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	1,06	
	ILLUCHI_II_2.4 kV	1,06	1,06	1,06	
EL CALVARIO - ILLUCHI I	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	0,96	R-ILLUCH-02
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	0,99	
	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,09	1,06	1,00	
	EL ESTADO_4.16 kV	1,09	1,09	0,96	
	EL ESTADO_13.8 kV	1,08	1,08	0,99	

Tabla G.45. Análisis de Contingencias N-1 por violación de límites del nivel de voltaje 1,05 p.u. en el sistema eléctrico de Cotopaxi para la demanda media y máxima.

Nombre de la Contingencia	Elemento Afectado	Voltaje p.u.			Código de Reparación
		Antes de la Contingencia	Después de la Contingencia	Accion de reparación	
Demanda Media					
SAN RAFAEL - CRS	ILLUCHI_I_23 kV	1,04	1,06	1,02	R-CRS-01
CRS - LAIGUA	ILLUCHI_I_23 kV	1,04	1,06	1,03	R-LAIGU-02
Demanda Máxima					
CRS - LAIGUA	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,028	1,056	1,02	R-LAIGU-02
SAN RAFAEL - CRS	ILLUCHI_I_2.4 kV	1,028	1,056	1,02	R-CRS-01

8.8. ANEXO H: POSIBLES SOLUCIONES FRENTE A CONTINGENCIAS

Tabla H.46. Cuadro de posibles de Maniobres para las contingencias seleccionadas.

No .	Contingencias	Código	DEMANDA MÍNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MÁXIMA	
			Efectos	Acción Correctiva	Efectos	Acción Correctiva	Efectos	Acción Correctiva
1	AMBATO - FAIRIS	R-AMBAT-01	Se desconecta: Todas las líneas de 69 kV de Fairis, Salcedo, San Juan, Holcim y San Rafael La subestación de Fairis, Salcedo, Holcim y San Rafael.	Implementar Seccionadores en cada tramo de línea de 69 kV, con la finalidad de evitar el corte en todo el sistema	Se desconecta: Todas las líneas de 69 kV de Fairis, Salcedo, San Juan, Holcim y San Rafael La subestación de Fairis, Salcedo, Holcim y San Rafael.	Implementar Seccionadores en cada tramo de línea de 69 kV, con la finalidad de evitar el corte en todo el sistema. Añadir un banco de inductores en la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 1.2 Mvar. Aumentar el nivel del Tap "5" para el transformador del Estado.	Se desconecta: Todas las líneas de 69 kV de Fairis, Salcedo, San Juan, Holcim y San Rafael La subestación de Fairis, Salcedo, Holcim y San Rafael.	Implementar Seccionadores en cada tramo de línea de 69 kV, con la finalidad de evitar el corte en todo el sistema. Añadir un banco de inductores en la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 0.6 Mvar. Se inyectó 5 Mvar de un banco de capacitores en una barra del Calvario de 13.8 kV.
2	FAIRIS - SALCEDO							
3	SALCEDO - SAN JUAN							
4	SAN JUAN - HOLCIM							
5	SAN JUAN - SAN RAFAEL							
6	MULALÓ - DERIV FAMILIA	R-FAMIL-01	Sin energía: Las líneas de 69 kV de Lasso, Familia Sancela y Sigchos. La Subestación Lasso, Familia Sancela y Sigchos	Colocar seccionamiento en los tramos para la derivación de Familia Sancela y Lasso	Sin energía: Las líneas de 69 kV de Lasso, Familia Sancela y Sigchos. La Subestación Lasso, Familia Sancela y Sigchos	Colocar seccionamiento en los tramos para la derivación de Familia Sancela y Lasso. Modificación de los taps "5" a los transformadores de Illuchi I y El Estado.	Sin energía: Las líneas de 69 kV de Lasso, Familia Sancela y Sigchos. La Subestación Lasso, Familia Sancela y Sigchos	Colocar seccionamiento en los tramos para la derivación de Familia Sancela y Lasso. Añadir bancos de capacitores en las barras de San Rafael de 69 kV y El Calvario de 13.8 kV, inyectando 2.5 Mvar.
7	FAMILIA SANCELA							
8	DERIV FAMILIA - LASSO							

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

9	CRS	R-CRS-02	La Subestación para el Centro de Rehabilitación Social se encuentra fuera de servicio.	Conectar un banco de inductores a la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 1.5 Mvar	La Subestación para el Centro de Rehabilitación Social se encuentra fuera de servicio.	Conectar un banco de inductores a la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 1.5 Mvar	La Subestación para el Centro de Rehabilitación Social se encuentra fuera de servicio. Disminución del nivel de voltaje en las demás barras.	Conectar un banco de capacitores en la barra del Calvario de 13,8 kV, inyectando 4.5 Mvar. También en la barra de 13.8 de Catazacón y El Estado, se inyecta una potencia de 2 Mvar y 0.9 Mvar, respectivamente.
10	SAN RAFAEL - CRS	R-CRS-01	Sin Energía: La línea San Rafael - CRS y CRS - Laigua. Se abren las protecciones de la Derivación CRS. Disminuye el nivel de voltaje para la subestación Pujilí.	Establecer un seccionador para el tramo de CRS - Laigua y para el tramo San Rafael - CRS.	Sin Energía: La línea San Rafael - CRS y CRS - Laigua. Se abren las protecciones de la Derivación CRS. Disminuye el nivel de voltaje para la subestación Pujilí.	Establecer un seccionador para el tramo de CRS - Laigua y para el tramo San Rafael - CRS.	Sin Energía: La línea San Rafael - CRS y CRS - Laigua. Se abren las protecciones de la Derivación CRS. Disminuye el nivel de voltaje para la subestación Pujilí.	Establecer un seccionador para el tramo de CRS - Laigua y para el tramo San Rafael - CRS. Conectar un banco de capacitores en la barra del Calvario de 13,8 kV, inyectando 3.5 Mvar. También en la barra de 13.8 de Catazacón y El Estado, se inyecta una potencia de 2 Mvar y 0.9 Mvar, respectivamente.
11	CRS - LAIGUA							
12	EL CALVARIO - ILLUCHI I	R-ILLUCH-02	Se módica la dirección de la corriente en vez de entregar potencia empieza absorber la subestación el calvario. Aumenta la cargabilidad del generador Illuchi_I_U4. No existe riesgo de sobrecarga en los	Desconectar el generador Illuchi_U4 en el menor tiempo posible después de ejecutada la contingencia. Colocar un banco de inductores en la barra del Estado de 4.16 kV, inyectando 1.2 Mvar.	No Analizado	No Analizado	No Analizado	No Analizado

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

			equipos de la subestación el calvario.	Conexión de un banco de condensadores en la barra de Catazación de 13.8 kV, inyectando 0.6 MVar.				
13	EL CALVARIO - ILLUCHI II	R-ILLUCH-01	Se desconecta: La línea de Illuchi II - El Calvario de 13.8 kV. No existe riesgo de sobrecarga en los equipos de la subestación el calvario.	Seleccionar la posición 5 del Tap del transformador de Illuchi I y el Estado para evitar sobretensión .	Se desconecta: La línea de Illuchi II - El Calvario de 13.8 kV. No existe riesgo de sobrecarga en los equipos de la subestación el calvario.	Seleccionar la posición 5 del Tap del transformador del Estado. Añadir un banco de capacitores para la subestación el Calvario, inyectando 2.5 Mvar.	Disminuye el nivel de voltaje en las del Calvario.	Aplicar un banco de condensadores en la subestación el Calvario de 13.8 kV, inyectando 7 Mvar .
14	LA COCHA - EL CALVARIO	R-CALVA-01	Disminución de las barras de 13.8 kV del calvario. Aumento en la barra de 2.4 kV de Illuchi I.	Posicionar en el 5 para el Tap del transformador de Illuchi I y El Estado. Colocar un banco de inductores en la barra de 2.4 kV de Illuchi I, inyectando 0.6 Mvar.	Disminución de las barras de 13.8 kV del calvario y la Cocha. Riesgo de cargabilidad del generador Illuchi II_U2	Posicionar en el 5 para el Tap del transformador de Illuchi I.	No Analizado	

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

15	LAIGUA - LA COCHA	R-COCHA-01	Disminuye el nivel de voltaje en las barras de la Cocha, El calvario e Illuchi II. Aumento del nivel de voltaje en la barra de Illuchi I.	Colocar un banco de capacitores en la Subestación La Cocha de 69kV inyectando 2.5 Mvar. Implementar un banco de inductores para la barra del El Estado de 4.16 kV e Illuchi II, inyectando 0.6 y 1.2 MVar. Activar 0.6 Mvar en la barra de Catazacón de 13.8 kV, a través de un banco de capacitores	No Analizado		No Analizado	
16	LASSO - SIGCHOS	R-LASSO-01	Aumento del nivel de voltaje en las barras de 2.4 kV de las generadoras Illuchi I y II. Incremento del nivel de voltaje en las barras de 23 kV de Illuchi I y de 13.8 kV de Illuchi II.	Elevar la posición del Tap del transformador de El Estado a la posición "5". Colocar un banco de inductores en la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 1.5 Mvar. No hay solución para la línea de 69 kV Lasso - Sigchos.	No existe riesgo de sobrecarga en los equipos cercanos. No hay solución para la línea Lasso - Sigchos. Incremento del nivel de voltaje en la barra 2.4 kV de Illuchi I.	Modificación de la posición del Tap del transformador "5" de Illuchi I.	No existe riesgo de sobrecarga en los equipos cercanos. No hay solución para la línea Lasso - Sigchos. Incremento del nivel de voltaje en la barra 2.4 kV de Illuchi I.	Aplicar un banco de condensadores en la subestación el Calvario de 13.8 kV, inyectando 6 Mvar. Implementar un banco de inductores para la barra de Illuchi I, inyectando 1.5 Mvar.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

17	MULALÓ - LAIGUA	R-LAIGU-01	<p>Se desconecta la línea Mulaló-Laigua. Aumenta el nivel de voltaje para la barra de Illuchi I de 2.4 kV. Disminuye el nivel de voltaje para la barra de Laigua, La Cocha, El Calvario, CRS y San Rafael</p>	<p>Aumentar la posición del Tap al nivel "5" del transformador de Illuchi I.</p>	<p>Se desconecta la línea Mulaló-Laigua. Disminuye el nivel de voltaje para la barra de Laigua, La Cocha, El Calvario, CRS y San Rafael</p>	<p>Aumentar la posición del Tap al nivel "5" del transformador de Illuchi I. Colocar un banco de capacitores en la barra de Laigua de 69 kV e inyectar 13.5 MVar.</p>	<p>Se desconecta la línea Mulaló-Laigua. Disminuye el nivel de voltaje para la barra de Laigua, La Cocha, El Calvario, CRS y San Rafael</p>	<p>Aplicar un banco de condensadores en la subestación el Calvario de 13.8 kV, inyectando 5 Mvar. Se añade un banco de condensadores en la barra de Laigua de 69 kV, inyectando 20 MVar. Implementar un banco de inductores para la barra de Illuchi I de 23 kV, inyectando 1.5 Mvar. Modificar los bancos de capacitores 0.9 MVar en la barra del Estado y 2 MVar para la barra de Catazación.</p>
18	SAN RAFAEL - PUJILÍ	R-PUJIL-01	<p>Se desenergizar toda la Subestación Pujilí y sus respectivas cargas.</p>	<p>Activar el Breaker El estado - Pujilí. Colocar un banco de Capacitores en la Subestación Pujilí de 69kV, inyectando 1.2 Mvar. Colocar un banco de Inductores en la barra de Illuchi I de 2.4 kV, inyectando 1.5 Mvar.</p>	<p>Se desenergizar toda la Subestación Pujilí y sus respectivas cargas.</p>	<p>Activar el Breaker El estado - Pujilí. Colocar un banco de Capacitores en la barra de Pujilí de 13.8kV, inyectando 0.9 Mvar. Modificar la posición del Tap "5" para el transformador de Illuchi I..</p>	<p>Se desenergizar toda la Subestación Pujilí y sus respectivas cargas.</p>	<p>No hay solución</p>

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

19	TR_EL CALVARIO 5.2 MVA	R-CALVA-02	Sobrecarga en el generador Illuchi_U4. El suministro de energía para El Calvario llega desde la línea Cocha - El Calvario, de la Subestación San Rafael.	Desconectar el generador Illuchi_U4 en el menor tiempo posible después de ejecutada la contingencia. Colocar un banco de inductores en la barra del Estado de 4.16 kV, inyectando 0.6 Mvar. Conexión de un banco de condensadores en la barra de Catazación de 13.8 kV, inyectando 0.3 MVar.	No Analizado	No Analizado
20	TR_LA COCHA_ 12 MVA	R-COCHA-02	La carga de la Subestación La Cocha, fue suministrada con menor intensidad por la Subestación El Calvario	Colocar un banco de condensadores en El Calvario, inyectando 2.5 Mvar. Colocar un banco de inductores en la barra de El Estado, inyectando 0.6 Mvar. Elevar la posición del Tap en "5" para el transformador de Calope.	No Analizado	No Analizado

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

21	TR_FAMILIA SANCELA_12.5 MVA	R-FAMIL-02	No Analizado	Eleva el nivel de voltaje en la barra de Illuchi I de 2.4 Kv. Desenergizar las cargas de Familia Sancela	Elevar el Tap del transformador de Illuchi a la posición "5".	Desenergizar las cargas de Familia Sancela	Modificar los bancos de capacitores 0.9 MVar en la barra del Estado y 2 MVar para la barra de Catazacón.
22	TR_LASSO_20 MVA	R-LASSO-02	No Analizado	Desconexión de las cargas de la Subestación Lasso. Incremento del nivel de voltaje en las barras de 2.4 kV de Illuchi I.	Elevar el Tap del transformador de Illuchi a la posición "5". No hay solución para las cargas de Lasso	Desconexión de las cargas de la Subestación Lasso.	No hay solución para las cargas de Lasso. Se inyectó 2 Mvar en la barra de Catazacón de 13.8 kV.
23	TR_MULALÓ_ 12.5 MVA	R-MULAL-01	No Analizado	Desconexión de las cargas de la Subestación Mulaló.	Aumentar la posición del banco de condensadores ubicados en la barra de Catazacón y el Estado de 13.8 kV.	Desconexión de las cargas de la Subestación Mulaló.	Modificar los bancos de capacitores 0.9 MVar en la barra del Estado y 2 MVar para la barra de Catazacón.
24	TR_SAN RAFAEL_13 MVA	R-RAFA-01	No Analizado	Desconexión de las cargas de la Subestación San Rafael. Aumento del nivel de voltaje en la barra de 2.4 kV de Illuchi I.	Modificación del Tap en la posición "5" del transformador de Illuchi I. Reparar el transformador	Desconexión de las cargas de la Subestación San Rafael.	No hay solución para las cargas de Lasso. Se inyectó 2 Mvar en la barra de Catazacón de 13.8 kV.
25	TR_CRIS_3.5 MVA	R-CRIS-03	No Analizado	No Analizado	No Analizado	Sin energía para el centro de Rehabilitación Social de Cotopaxi.	No hay solución para las cargas de Lasso. Se inyectó 2 Mvar en la barra de Catazacón de 13.8 kV.
26	TR_HOLCIM_9.375 MVA	R-HOLCI-01	No Analizado	No Analizado	No Analizado	Sin energía para suplir la demanda de la industria Holcim.	Hacer uso del transformador de emergencia que poseen para evitar la pérdida de tiempo en la reparación.

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

27	TR_PUJILÍ_12.5 MVA	R-PUJIL-02	No Analizado	No Analizado	Sobrecarga del segundo transformador de 5 MVA. Insuficiente energía para la demanda.	Corregir los errores del transformador. Desconectamos la carga Apahua el tiempo que sea necesario para reparar el error para suministrar carga.
28	TR_SALCEDO_12.5 MVA	R-SALCE-01	No Analizado	No Analizado	No hay energía suministrada para las cargas de la subestación Salcedo.	Modificar los bancos de capacitores 0.9 MVar en la barra del Estado y 2 MVar para la barra de Calazón.

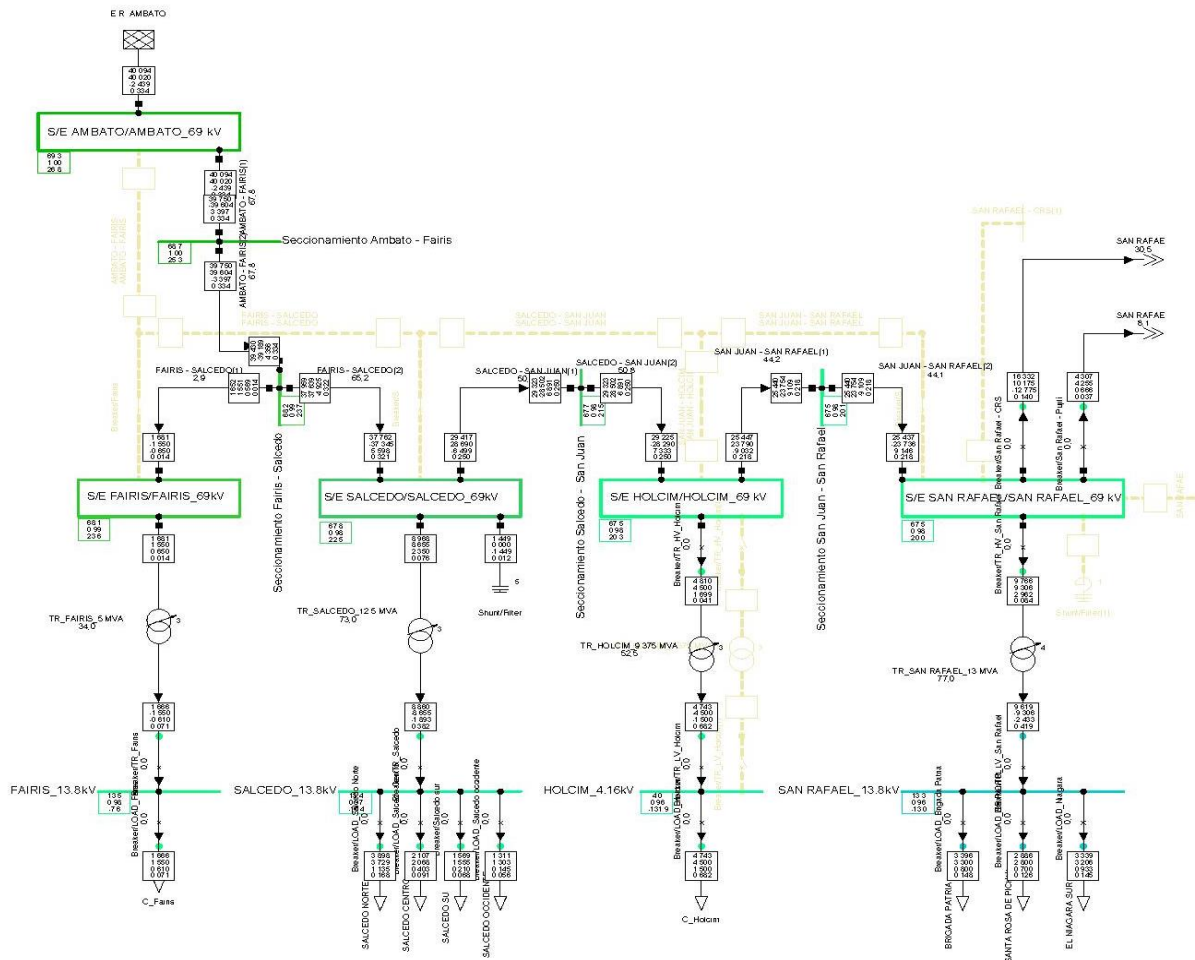


Figura H.55. Alternativa de Seccionamiento No.1 (R-AMBAT-01).

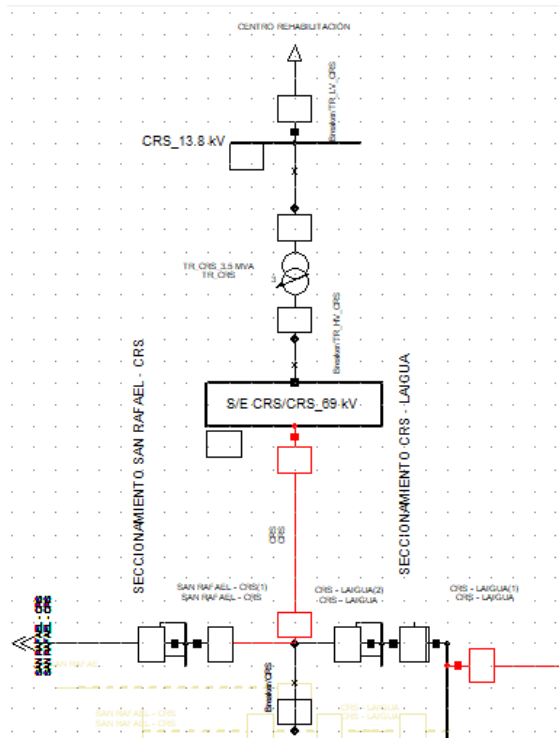


Figura H.56. Alternativa de Seccionamiento No.2 (R-CRS-01).

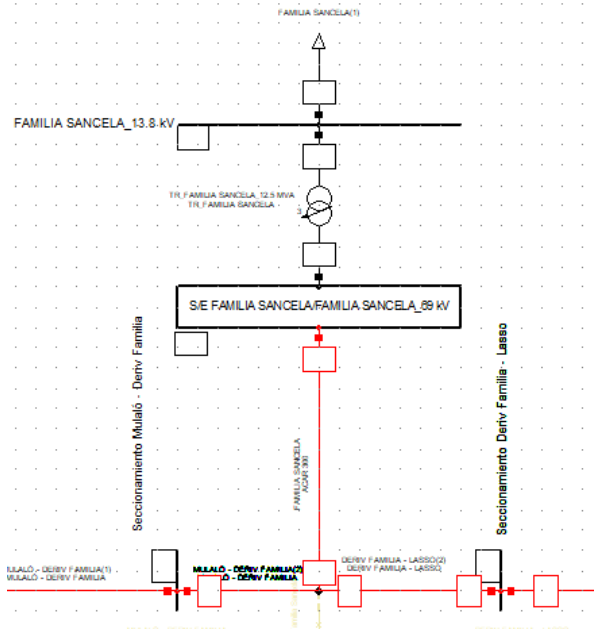


Figura H.57. Alternativa de Seccionamiento No.3 (R-FAMIL-01).

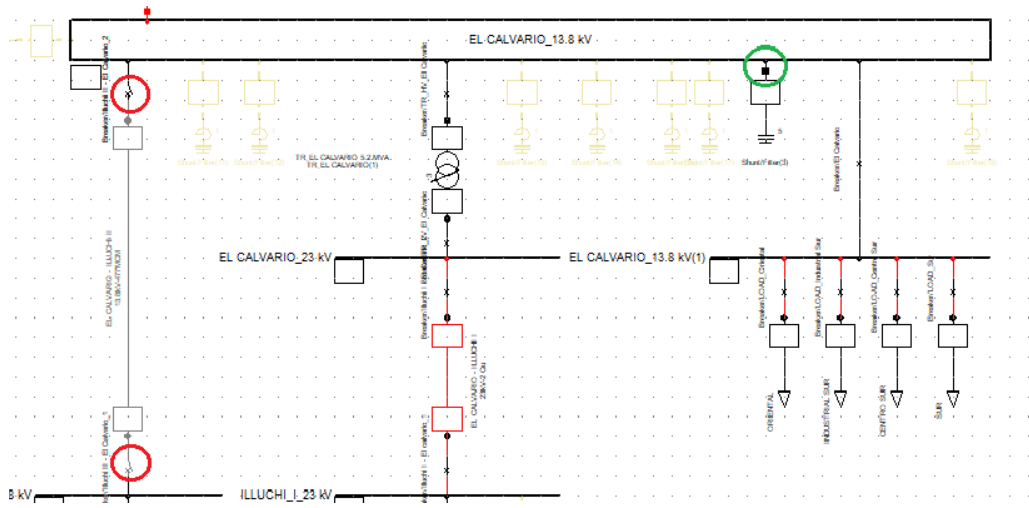


Figura H.58. Alternativa N0.12 (R-ILLUCH-02).

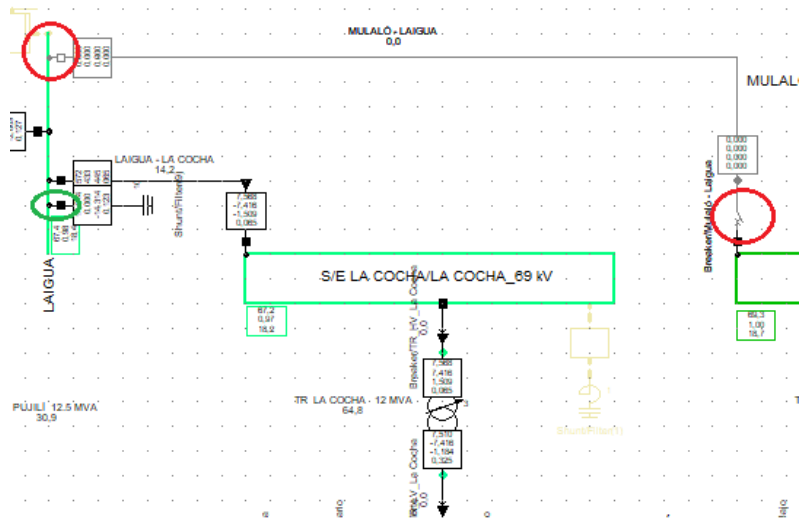


Figura H.59. Alternativa No.17 (R-LAIGU-01)

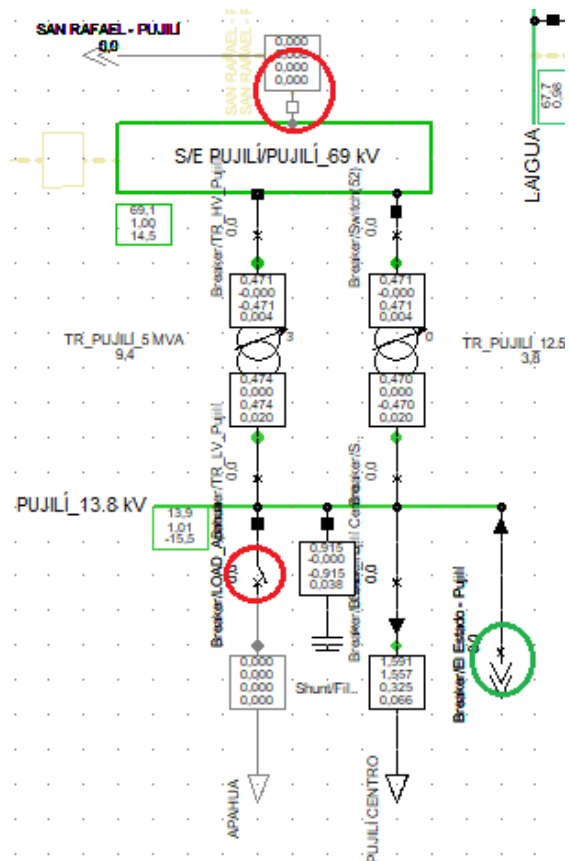


Figura H.60. Alternativa No.18 (R-PUJIL-01).

8.9. ANEXO I: PROCEDIMIENTO OPERATIVO EN CASO DE CONTINGENCIAS**Tabla I.47.** Disparo de la línea de 69 kV La Maná – Calope [29].

Tiempo	Actividades
20H10	CC.1. visualiza que no existe señal de voltaje en la subestación la maná.
20H12	operador de S/E La Maná confirma que no existe señal de voltaje a nivel de 69 kV.
20H14	CENACE informa que se produjo la apertura del disyuntor de la posición Quevedo Calope - realizarán maniobras para el cierre con red armada
20H17	CENACE confirma el cierre del disyuntor de la posición la maná en la central Calope
20H19	operador de s/e la mana informa que no existe señal de voltaje de 69 kV y que se encuentran cerrados todos los disyuntores
20H20	C.C.1 solicita a CENACE confirmar que se encuentra cerrado el disyuntor de la posición de la mana en la central Calope
20H22	CENACE comunica a C.C.1. que en la central Calope van a abrir el disyuntor de la posición la mana para nuevamente realizar la maniobra de cierre
20H35	C.C.1 solicita información a CENACE debido a que no hay señal de voltaje en la s/e la maná
20H35	CENACE informa que en la central Calope tuvieron inconvenientes al momento de cerrar el disyuntor de la posición Quevedo disyuntor 52-q
20H40	CENACE comunica a C.C.1. que personal de Calope se encuentra revisando en patio al disyuntor 52-q, al parecer el disyuntor se encuentra bloqueado
20H41	jefe de mantenimiento de la mana solicita a C.C.1 que se abra el disyuntor de 69 kV de la S/E La Maná.
20H42	operador de S/E La Maná, Confirma a C.C.1. que se encuentra abierto el disyuntor de 69 kV
20H57	C.C.1. informa a CENACE que se encuentran abiertos los disyuntores de los primarios 1, 2, 3, 4 y el disyuntor de 69 kV de la entrada del transformador.
22H10	CENACE comunica a C.C.1. que se va a cerrar el disyuntor de la posición Quevedo en Calope, 52-q
22H11	C.C.1 solicita a operador de s/e la mana el cierre el disyuntor de 69 kV de entrada del transformador
22H14	operador de s/e la mana realiza el cierre del interruptor y verifica la presencia de voltaje en 69.
22H15	C.C.1 solicita autorización a CENACE para cerrar los disyuntores de los primarios - CENACE autoriza toma de carga completa
22H15	C.C.1 cierra los disyuntores de los primarios 09ma13b1s1 y 09ma13b1s2
22H18	C.C.1 comunica a CENACE que se restableció la carga sin novedades

Fuente: Base de datos y publicaciones finales de la empresa ELEPCO S.A.

Tabla I.48. Procedimiento Operacional frente a una contingencia N-1.

Pasos	Tiempo Estimado [min]	Procedimiento en caso de contingencia N-1
1	10	Se visualiza que no exista voltaje en el elemento donde ocurrió la falla.
2	2	el operador más cercano confirma la falta de voltaje.
3	2	La CENACE informa que se produjo la apertura del disyuntor de la posición de la falla y realizar maniobras para el cierre.
4	5	La CENACE 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 CENACE confirmar que se encuentra cerrado el disyuntor.
7	2	La CENACE comunica a la central más cercana que van a abrir el disyuntor a través de una la maniobra de cierre
8	9	La CENACE informa que a la central si tuvieron inconvenientes al momento de cerrar el disyuntor
9	1	El jefe de mantenimiento de la central 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	informar a la CENACE que se encuentran abiertos los disyuntores de los primarios
13	13	La CENACE comunica que se va a cerrar el disyuntor
14	3	El operador de realiza el cierre del interruptor y verifica la presencia de voltaje
15	1	Se solicita autorización a CENACE para cerrar los disyuntores de los primarios
16	2	Se comunica a CENACE que se restableció la carga sin novedades

8.10. ANEXO J: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS INDICES BASICOS DE LA CONFIABILIDAD EN DIGSILENT POWERFACTORY

1. Abrir “Basic Data”

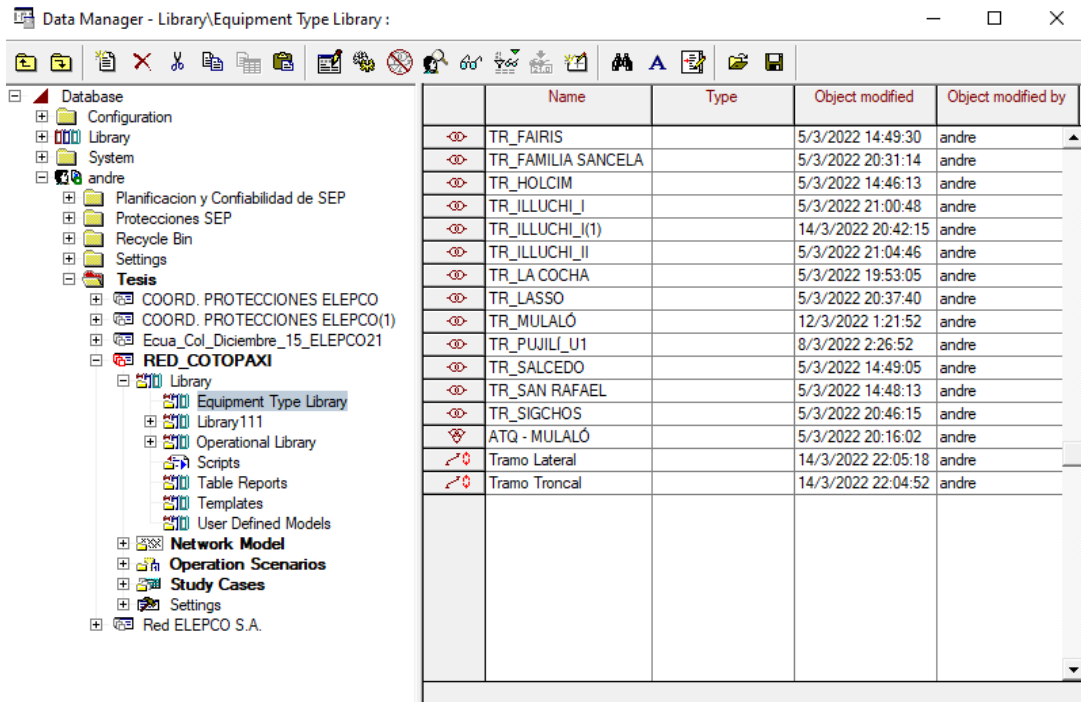



Figura J.61. Ventana de Basic Data en PowerFactory.

2. Oprimimos el botón  “New Object” y seleccionamos la opción “Stochastic Data”

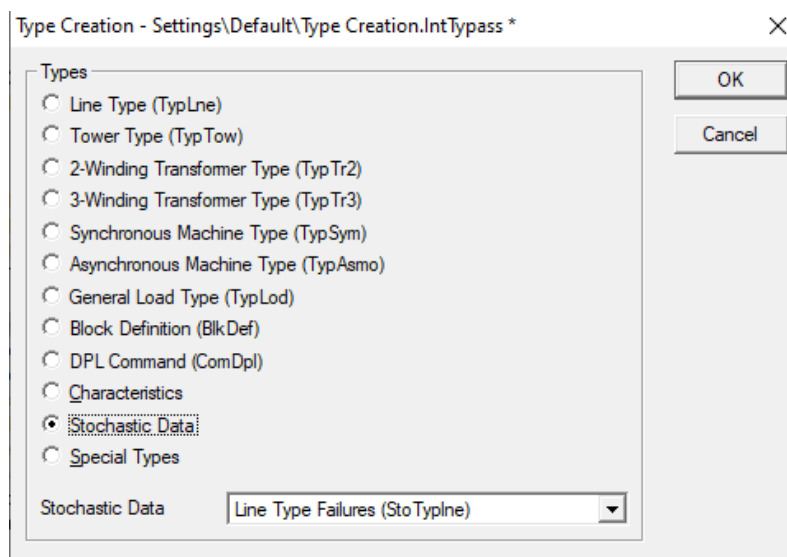


Figura J.62. New Object

3. Escogemos la Line type Failures y aplastamos OK, elegimos los parámetros correctos para el tramo troncal con una tasa de falla igual a 0,1 y un tiempo de reparación de 4 horas.

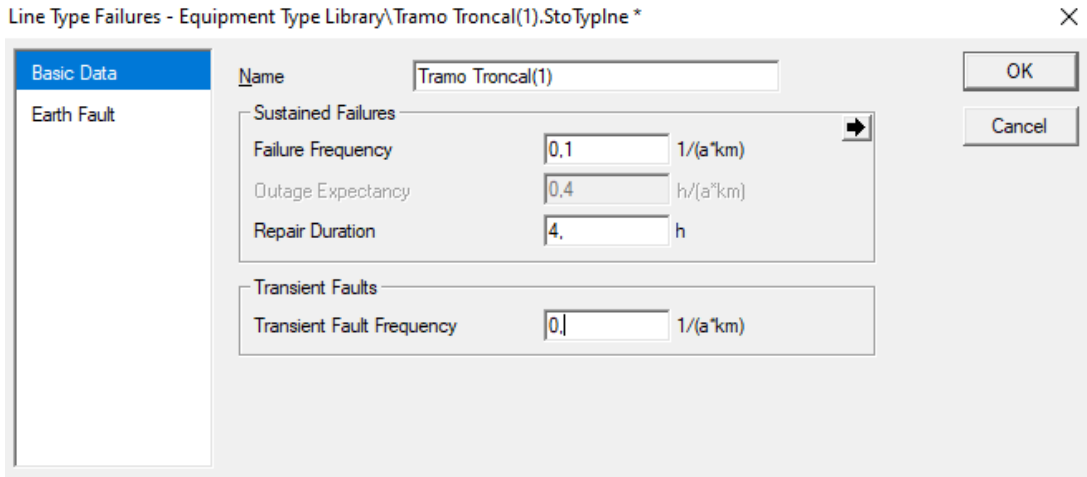


Figura J.63. Estructura para el Tramo Troncal.

4. Realizamos el mismo procedimiento para el Tramo Lateral con una tasa de falla de 0,16 y un tiempo de reparación de 4 horas.
5. Posteriormente implementamos los tipos de fallas en las líneas de transmisión, mediante la opción Reliability.

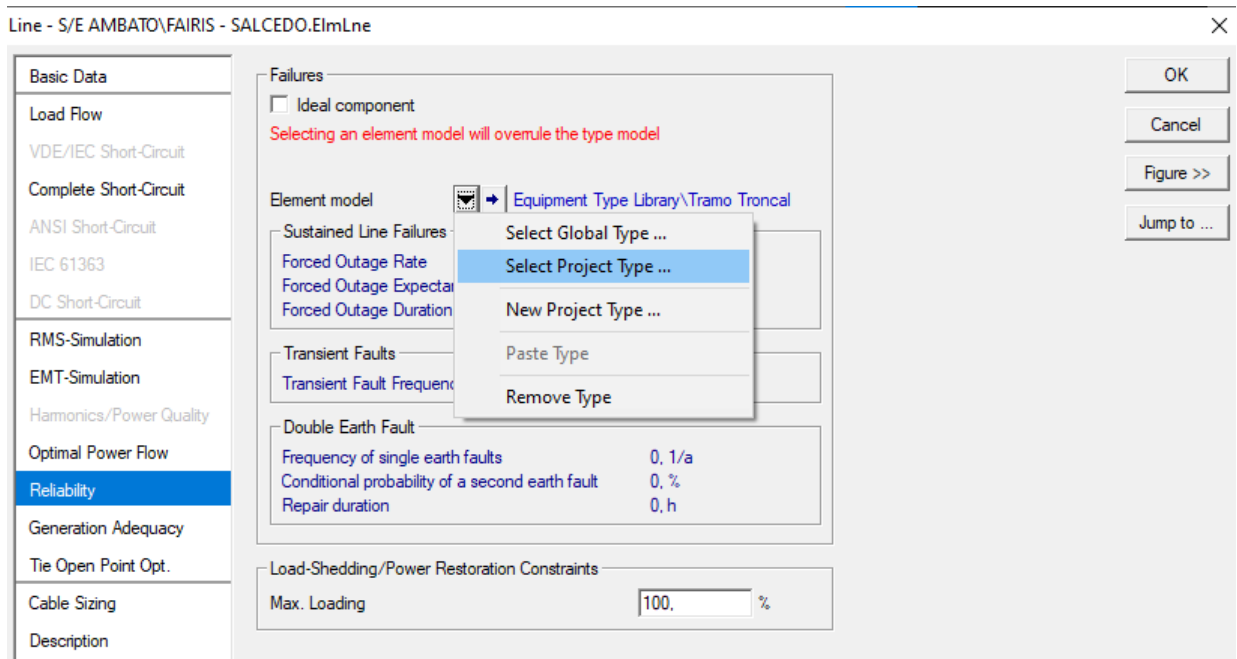


Figura J.64. Seleccionar Tipo de Proyecto según la línea.

8.11. ANEXO K: PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE PROTECCIONES EN EL SOFTWARE POWERFACTORY.

1. Dar click derecho sobre al principio de la línea, escogemos “New Devices” y posteriormente seleccionamos “Relay Model” para cuando la línea sea de subtransmisión.
2. Mientras si la línea es de distribución Elegiremos la opción “Fuse” y seleccionamos el equipo de protección pertinente para el sistema eléctrico.

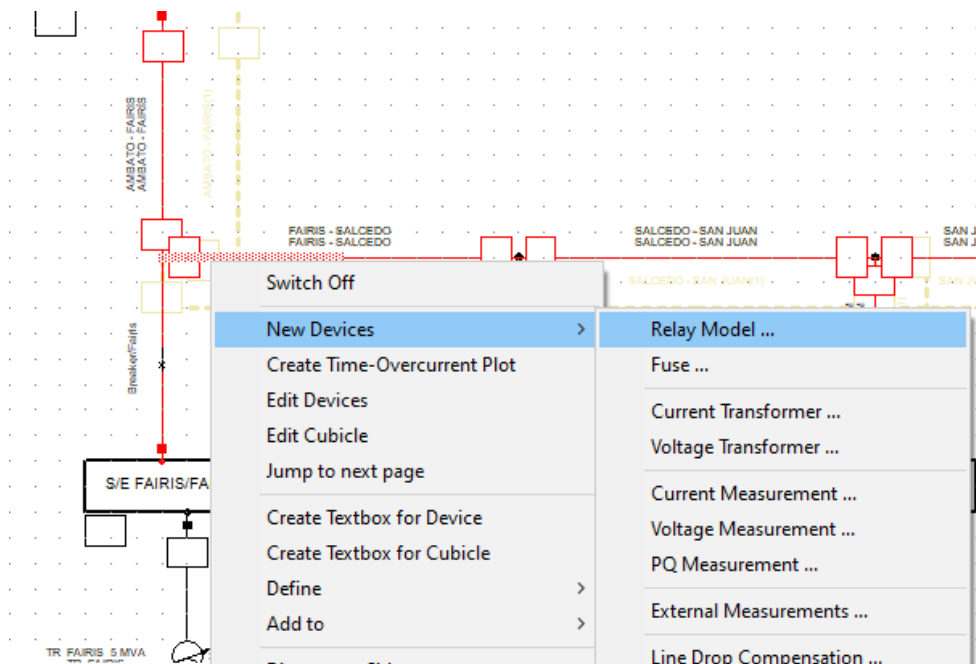


Figura K.65. Selección de protección tipo Relé en las líneas de 69 kV.

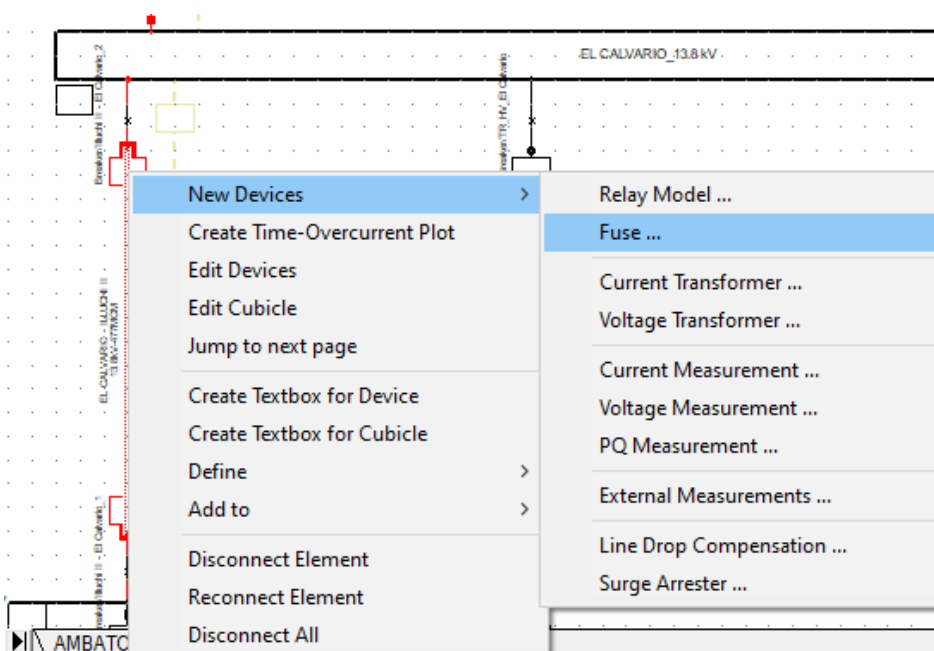


Figura K.66. Selección de protección tipo Fusil a las líneas de 13.8 kV.

- Luego empezaremos a elegir los alimentadores, para eso dar click derecho sobre el supuesto alimentador, seleccionar “Define” y luego “Feeder”.

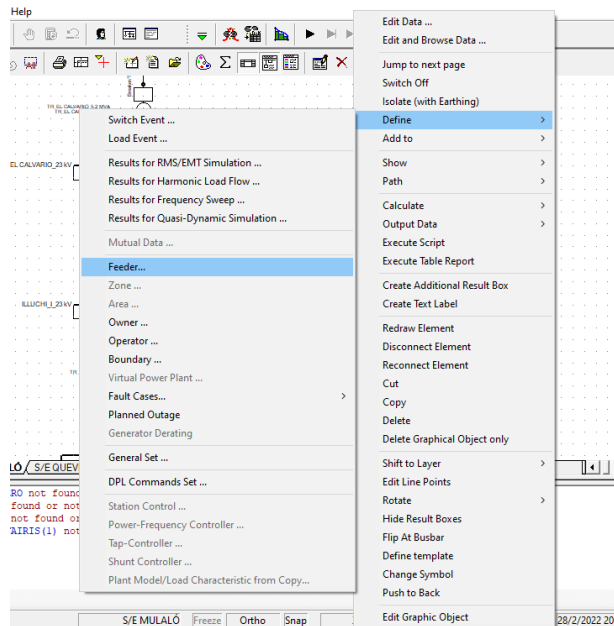


Figura K.67. Designación de los alimentadores del sistema.

- Luego delimitaremos el número de clientes actuales para cada carga del sistema. Para ello abrimos cualquier carga y nos dirigimos a la opción “Reliability”.

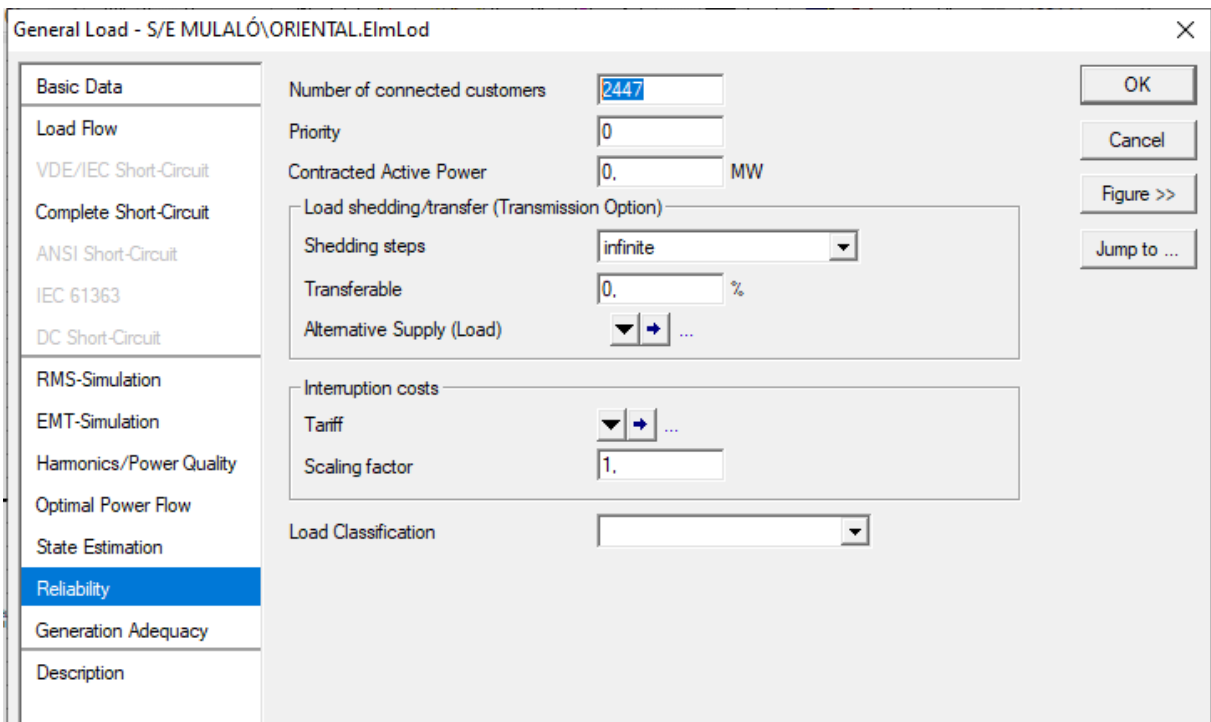


Figura K.68. Determinación del número de clientes por carga en el sistema.

8.12. ANEXO L: TABLAS DE CONFIABILIDAD

Tabla L.49. Distribución de la demanda en función del número de clientes por alimentador.

Subestación	Alimentador	Carga (MW)		Número de Clientes	
		Individual	total	Individual	total
El Calvario	Oriental	1,515	7,918	2447	12788
	Industrial Sur	2,500		4038	
	Centro Sur	1,600		2584	
	Sur	2,303		3719	
La Cocha	Yugsiloma	0,744	4,992	2114	14183
	Latacunga Norte Sub	1,267		3600	
	Aeropuerto	0,352		1	
	Alaquéz	2,981		8469	
Pujilí	Apahua	2,659	4,249122	13181	21062
	Pujilí Centro	1,590		7881	
San Rafael	Brigada Patria	3,300	9,306	6393	18028
	Santa Rosa de Pichul	2,800		5424	
	El Niagará Sur	3,206		6211	
Lasso	Pastocalle	2,584	5,032	5578	10862
	Tanicuchi	0,875		1889	
	El Chasqui	0,726		1567	
	Lasso centro y sur	0,847		1828	
	Acosa	4,233		1	
	Familia	0,000		0	
Mulaló	José Guango Bajo	1,326	4,490	3549	12021
	Saquisilí	3,164		8472	
	Salida 3	0,000		0	
	Sector Oriente	2,927		1	
	Salida 5	0,000		0	
Sigchos	Las Manzanas	0,144	0,912	922	5840
	Sigchos Centro	0,768		4918	
La Maná	La Maná Centro	0,262	1,622	3975	24610
	Chipeamburgo	0,620		9407	
	Carga EQM1	0,380		5766	
	Carga EQM2	0,360		5462	
Salcedo	Salcedo Norte	3,729	8,655	10841	25163
	Salcedo Centro	2,068		6012	
	Salcedo Sur	1,555		4521	
	Salcedo Occidente	1,303		3788	

Tabla L.50. Distribución para el Análisis de los parámetros de la confiabilidad.

Subestación	El Calvario						San Rafael						Salcedo														
	Alimentadores			Oriental		Latacunga Sur		Brigada Patria			Santa Rosa de Pichul			Niagara Sur			Salcedo Norte			Salcedo Centro			Salcedo Sur			Salcedo Occidente	
Líneas	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$	λ	h	$\lambda * h$
AMBATO - FAIRIS	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
CALOPE - LA MANÁ	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
CRS	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
CRS - LAIGUA	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
DERIV CATAZACÓN - CATAZACÓN	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
DERIV FAMILIA - LASSO	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
EL CALVARIO - ILLUCHI I	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
EL CALVARIO - ILLUCHI II	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
EL ESTADO - GUAYACAN	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
FAIRIS - SALCEDO	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
FAMILIA SANCELA	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
GUAYACAN - LA MANÁ	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
LA COCHA - EL CALVARIO	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
LA MANÁ - DERIV CATAZACÓN	0,2	1,5	0,2	0,2	12,3	2,0	0,2	41,7	6,7	0,2	8,8	1,4	0,2	29,0	4,6	0,2	9,6	1,5	0,2	13,0	2,1	0,2	45,0	7,2	0,2	69,3	11,1
LAIGUA - LA COCHA	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
LASSO - SIGCHOS	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
MULALÓ - DERIV FAMILIA	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
MULALÓ - LAIGUA	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
MULALÓ - NOVACERO	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
QUEVEDO - CALOPE	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
SALCEDO - SAN JUAN	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
SAN JUAN - HOLCIM	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI – CARRERA DE ELECTRICIDAD

SAN JUAN - SAN RAFAEL	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
SAN RAFAEL - CRS	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
SAN RAFAEL - PUJILÍ	0,1	1,5	0,2	0,1	12,3	1,2	0,1	41,7	4,2	0,1	8,8	0,9	0,1	29,0	2,9	0,1	9,6	1,0	0,1	13,0	1,3	0,1	45,0	4,5	0,1	69,3	6,9
TOTALES	2,9	1,5	4,4	2,9	12,3	35,9	2,9	41,7	121,8	2,9	8,8	25,6	2,9	29,0	84,6	2,9	9,6	28,0	2,9	13,0	37,9	2,9	45,0	131,3	2,9	69,3	202,4