

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Carrera de Electricidad

**ANÁLISIS DE TRANSFERENCIAS DE CARGA EN MEDIA TENSIÓN DEL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTROSUR PARA CONTINGENCIAS N-1
Y N-2**

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico

Autor:

Pedro David Pesántez Pesántez

Director:

Alba Carmita Fernández Avilés

ORCID:  0009-0004-6784-132X

Tutor:

Marilin Salome Quisphi Flores

Cuenca, Ecuador

2023-10-03

Resumen

La mejora de la confiabilidad y la reducción de los tiempos de respuesta en el sistema eléctrico de distribución son de interés para las empresas eléctricas en la actualidad. En este contexto, la empresa eléctrica CENTROSUR emplea herramientas de simulación como parte de su estrategia para lograr dichos objetivos. Este trabajo de titulación se enfoca en el estudio de contingencias, que surge como respuesta a la posibilidad de la desconexión de diversos elementos en la red de distribución de la empresa eléctrica CENTROSUR. La contingencia N-1, en el contexto de este estudio, involucra la desconexión de dos líneas de subtransmisión en la red como parte de una estrategia operativa. Por otro lado, la contingencia N-2 implica la desconexión del transformador de potencia ubicado en la subestación 08 del sistema de distribución. Para garantizar la integridad del sistema y la continuidad en la prestación de servicios, es necesario llevar a cabo un proceso que incluye la transferencia de carga de los alimentadores existentes en la subestación 08 a subestaciones aledañas. El estudio se centra en un análisis del sistema de distribución, específicamente en la evaluación de las transferencias de carga para la contingencia N-2. Para llevar a cabo este análisis, se emplea los programas ADMS y Cymdist, herramientas que permiten realizar maniobras operativas en casos de contingencias. Se busca identificar similitudes, diferencias en los resultados de ambos programas, lo que contribuirá al mejoramiento de la gestión de contingencias en el sistema de distribución de la empresa eléctrica CENTROSUR.

Palabras clave: ADMS, Cymdist, transferencias de carga, contingencias N-1, contingencias N-2



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

Improving reliability and reducing reply times in the electric distribution system are of interest to electric companies today. In the context, the electric company CENTROSUR uses simulation tools as part of its strategy to achieve these objectives. This degree dissertation focuses on the study of contingencies, which arises as a response to the possibility of disconnection of various elements in the distribution network of the electric company CENTROSUR. Contingency N-1, in the context of this study, involves the disconnection of two the sub-transmission lines in the network as part of an operational strategy. On the other hand, contingency N-2 involves the disconnection of the power transformer located at substation 08 on the distribution system. To guarantee the integrity of the system and continuity in the provision of services, it is necessary to carry out a process that includes the transfer of load from the existing feeders at substation 08 to neighboring substations. The study focuses on an analysis of the distribution system, specifically on the evaluation of load transfers to the N-2 contingency. To carry out this analysis, the ADMS and Cymdist tools are used, which allow the respective operational maneuvers to be carried out in cases of contingencies. The aim is to identify similarities and differences in the results of both programs, which will contribute to the improvement of the contingency management in the distribution system of the CENTROSUR electric company.

Keywords: ADMS, Cymdist, load transfers, N-1 contingencies, N-2 contingencies



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

Resumen	2
Abstract	3
Índice de contenido	4
Índice de figuras	7
Índice de tablas	9
Agradecimientos	11
Dedicatoria	12
1. Generalidades	13
1.1. Introducción	13
1.2. Objetivos	15
1.2.1. Objetivo general	15
1.2.2. Objetivos específicos	15
1.3. Alcance	16
1.4. Justificación	16
2. Marco Teórico	18
2.1. Sistema Eléctrico de Potencia	18
2.1.1. Sistema Eléctrico de Potencia de Generación	18
2.1.2. Sistema Eléctrico de Potencia de Transmisión	19
2.1.3. Sistema Eléctrico de Potencia de Distribución	20
2.1.3.1. Subestación	21
2.1.3.2. Alimentadores	22
2.1.3.3. Dispositivos de corte y maniobra	22
2.1.4. Configuración de Topologías	25
2.1.4.1. Sistema Radial Simple	26
2.1.4.2. Sistema en Anillo	26
2.1.4.3. Sistema Mallado	27
2.2. Centro de Control	28
2.3. Marco de regulación ecuatoriana para la distribución eléctrica	29

2.3.1. Regulación Nro. ARCERNNR-002/20	29
2.3.1.1. Calidad de Producto	30
2.3.1.2. Calidad de Servicio Técnico	32
2.3.1.3. Calidad de Servicio Comercial	34
2.4. Aspectos Operativos	35
2.4.1. Criterios de Operación	35
2.4.1.1. Contingencia	37
2.4.1.2. Criterio N-1	37
2.4.1.3. Criterio N-2	38
2.4.1.4. FLISR	38
2.4.1.5. Transferencias de Carga Entre Alimentadores	40
2.4.1.6. What if	40
2.5. Software empleado en el estudio	41
2.5.1. CYMDIST	41
2.5.2. ADMS	43
3. Escenario de Contingencias N-1 y N-2	46
3.1. Subestación 08 Turi	46
3.1.1. Alimentador 0821	47
3.1.2. Alimentador 0822	52
3.1.3. Alimentador 0823	54
3.1.4. Alimentador 0824	56
3.2. Alimentadores Transferidos en el Área de Estudio	59
3.2.1. Alimentador 0321	59
3.2.2. Alimentador 0323	59
3.2.3. Alimentador 0524	60
3.2.4. Alimentador 1323	62
3.3. Escenario Propuesto	62
3.3.1. Periodo de Análisis	65
3.4. Contingencias N-1: Salida de la líneas de Subtransmisión S/E 05 El Arenal - S/E 08 Turi y S/E Cuenca - S/E 07 Ricaurte	65
3.5. Simulación en Contingencias N-2	69
3.5.1. Escenario 1: Transferencia de carga de alimentador 0821-0323	69
3.5.2. Escenario 2: Transferencia de carga de alimentador 0822-0524	72
3.5.3. Escenario 3: Transferencia de carga de alimentador 0823-1323	75

3.5.4. Escenario 4: Transferencia de carga de alimentador 0824-0321	79
3.6. Simulación en Cymdist	82
3.7. Simulación en ADMS	83
3.8. Valores Reales	85
3.9. Plan de Maniobras de transferencia de la Subestación 08	85
4. Resultados	90
4.1. Resultados de Simulación Caso Base	90
4.2. Comparación de nivel de tensión	91
4.2.1. Resultados de Simulación en Contingencia N-1	92
4.2.2. Resultados de Simulación en Contingencia N-2	93
4.3. Comparación de la Potencia Activa	95
4.3.1. Potencia Activa del Alimentador 0821	95
4.3.2. Potencia Activa del Alimentador 0822	97
4.3.3. Potencia Activa del Alimentador 0823	98
4.3.4. Potencia Activa del Alimentador 0824	99
4.4. Comparación del Factor de Potencia	100
4.4.1. Resultados de Simulación en Contingencia N-1	101
4.4.2. Resultados de Simulación en Contingencia N-2	102
5. Conclusiones	104
5.1. Conclusiones	104
Referencias	110
A. Anexo	113
A.1. Anexo A: Sistema de Subtransmisión de la ciudad de Cuenca, Caso base	113
A.2. Anexo B: Sistema de Subtransmisión de la ciudad de Cuenca, Caso contingencia N-1	115
A.3. Anexo C: Documento operativo para la transferencia total de carga de la SE 08 para mantenimiento predictivo y correctivo	117
A.4. Anexo D: Resultados del Flujo de Carga con Contingencia N-1 en ADMS	123
A.5. Anexo E: Resultados del Flujo de Carga con Contingencia N-2 en ADMS	126
A.6. Anexo F: Resultados del Flujo de Carga Cymdist	129
A.7. Anexo G: Valores Reales Medidos	131

Índice de figuras

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia [1].	18
2.2. Sistema de Transmisión[2].	20
2.3. Sistema de Distribución [3].	21
2.4. Sistema Radial	26
2.5. Sistema en Anillo [4].	27
2.6. Sistema en Malla[4].	28
2.7. Actividades de restauración del FLISR [5].	39
2.8. . Interfaz de Cymdist	43
2.9. Diagrama Geográfico del DMD	44
2.10. Diagrama Esquemático DMD	44
3.1. Diagrama Unifilar de la Subestación 08	47
3.2. Alimentador 0821	48
3.3. Caso 1. Localización del reconectador Shetaron en los alimentadores 0821 y 0822	49
3.4. Caso 2. Localización del reconectador DON BOSCO/ SOLANO en los alimenta- dores 0821 y 0822	49
3.5. Caso 3: Localización del reconectador La Salle en los alimentadores 0821 y 0323	50
3.6. Caso 4: Transferencia 0821	51
3.7. Caso 5: Transferencia 0821	51
3.8. Caso 6: Transferencia 0821	52
3.9. Alimentador 0822	53
3.10. Caso 3: Transferencia 0822	54
3.11. Alimentador 0823	55
3.12. Caso 1: Transferencia 0823	56
3.13. Alimentador 0824	57
3.14. Caso 1: Transferencia 0824	57
3.15. Caso 2: Transferencia 0824	58
3.16. Alimentador 0321	60
3.17. Alimentador 0323	61
3.18. Alimentador 0524	61
3.19. Alimentador 1323	62
3.20. Sistema de subtransmisión Centrosur	64

3.21. Configuración del sistema a partir de la apertura del anillo en el sistema de sub-transmisión Centrosur	64
3.22. Perfil de Carga de la Subestación 08 en un día típico	65
3.23. Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0821-0323	70
3.24. Caída de tensión transferencia 0821-0323	72
3.25. Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0822-0524	73
3.26. Caída de tensión transferencia 0822-0524	75
3.27. Transferencia parcial para subsanar las caídas de tensión en la transferencia 0822-0524	75
3.28. Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0823-1323	77
3.29. Caída de tensión transferencia 0823-1323	78
3.30. Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0824-0321	80
3.31. Caída de tensión transferencia 0824-0321	81
3.32. Transferencia Parcial para subsanar las caídas de tensión en la transferencia 0824-0321	82
3.33. Análisis de Flujo de Carga Cymdist	83
3.34. Plan de Maniobras	84
3.35. Gestor de Ejecución de Funciones	84
4.1. Comparación de Voltaje en las subestaciones en el área de estudio	91
4.2. Comparación de Potencia Activa en el área de estudio	91
4.3. Niveles de tensión en contingencia N-1	93
4.4. Niveles de tensión en contingencia N-2	95
4.5. Potencia Activa de los Alimentadores 0821 y 0332	96
4.6. Potencia Activa de los Alimentadores 0822 y 0524	98
4.7. Potencia Activa de los Alimentadores 0823 y 1323	99
4.8. Potencia Activa de los Alimentadores 0824 y 0321	100
4.9. Factor de Potencia de los Alimentadores en Contingencia N-1	101
4.10. Factor de Potencia de los Alimentadores en Contingencia N-2	103
A.1. Promedio de valores reales medidos en máxima demanda	131

Índice de tablas

2.1. Límites para el índice de nivel de voltaje	30
2.2. Límite máximo de armónicos de voltaje	31
2.3. Límites para la calidad de servicio técnico – índices globales	34
2.4. Límites indicados en la calidad del servicio comercial	35
3.1. Valores Nominales De Las Centrales de Generación	66
3.2. Cargabilidad de líneas de subtransmisión y transformadores, Caso base	66
3.3. Cargabilidad de líneas de subtransmisión y transformadores, Caso contingencia N-1	67
3.4. Valores nominales de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi	67
3.5. Estado de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi, caso base	68
3.6. Transformador de la S/E 08 Turi, caso base	68
3.7. Estado de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi, caso contingencia N-1	68
3.8. Transformador de la S/E 08 Turi, caso contingencia N-1	68
3.9. Equipos involucrados en la transferencia 0821- 0323	69
3.10. Análisis de transferencia 0821-0323	70
3.11. Equipos involucrados en la transferencia 0822- 0524	72
3.12. Análisis de Transferencia 0822-0524	74
3.13. Equipos involucrados en la transferencia 0823-1323	76
3.14. Análisis de Transferencia 0823-1323	77
3.15. Equipos involucrados en la transferencia 0824- 0321	79
3.16. Análisis Transferencias 0824-0321	80
3.17. Ficha de Maniobras Transferencia de la Subestación 08	85
3.18. Ficha de Maniobras: Normalización de Transferencia de la Subestación 08	87
4.1. Valores de Voltaje (kV) obtenidos durante contingencia N-1	92
4.2. Valores de Voltaje (kV) obtenidos durante contingencia N-2	94
4.3. Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0821-0323	96
4.4. Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0822-0524	97
4.5. Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0823-1323	98
4.6. Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0824-0321	100
5.1. Resumen: % de Error de Voltaje (kV) contingencia N-1	105
5.2. Resumen: % de Error de Voltaje (kV) contingencia N-2	106

5.3. Resumen: % de Error de Potencia Activa KW contingencia N-1	106
5.4. Resumen: % de Error de Potencia Activa KW contingencia N-2	107
5.5. Resumen: % de Error de Factor de Potencia en contingencia N-1	108
5.6. Resumen: % de Error de Factor de Potencia en contingencia N-2	108

Agradecimientos.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento de manera formal a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur por brindarme la oportunidad de llevar a cabo este trabajo de titulación, así como por depositar su confianza en mí durante todo el proceso.

Asimismo, quiero extender mi gratitud hacia la ingeniera Marilyn Quishphi, quien desempeñó el papel de tutora de este trabajo de titulación, y a la ingeniera Alba Fernández, quien asumió la dirección del mismo. Sus orientaciones, consejos y dirección fueron esenciales para alcanzar este proyecto académico.

También, agradezco de manera especial al ingeniero Felipe Saldaña, cuyo respaldo y apoyo inquebrantable fueron de gran valor para la culminación de este trabajo. Igualmente, quiero reconocer al ingeniero Milton Lojano por su apoyo continuo durante esta etapa crucial del proyecto.

No puedo pasar por alto la labor de los docentes de la Universidad de Cuenca, quienes compartieron su conocimiento y sentaron las bases para la realización de este trabajo.

Pedro

Dedicatoria.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a las personas que han sido fundamentales en la culminación de este trabajo de titulación. En primer lugar, deseo dedicar este logro a Dios, quien me ha guiado a lo largo de este arduo periodo de estudio, iluminando mi camino y proporcionándome fortaleza en los momentos más desafiantes.

En segundo lugar, quiero expresar mi gratitud hacia mis padres, Francisco y Carmen, así como a mi hermano José. Ellos han sido mi constante fuente de luz, inspiración, apoyo, motivación y orientación en los momentos más difíciles de esta travesía. Su inquebrantable creencia en mí, a pesar de las adversidades, ha sido el motor que me impulsó a seguir adelante. A mis familiares, de quienes recibo siempre el apoyo para seguir adelante.

Además, deseo dedicar este trabajo a mis queridas abuelitas, quienes, aunque ya no están físicamente conmigo, dejaron una huella imborrable en mi corazón. Fueron ellas quienes me inculcaron los valores de respeto, perseverancia y amor a Dios sobre todas las cosas, principios que han guiado mi camino y mi desarrollo personal y académico.

Asimismo, quiero extender mi agradecimiento a mis queridos amigos Sebastián, Nicolás, Esteban y Carlos, quienes han sido compañeros fundamentales en mi crecimiento profesional. Su amistad y apoyo incondicional han sido esenciales en este proceso de formación.

No puedo dejar de mencionar a mis amigos Nicolás, Juan Luis, Christian, Manuel, Julián, Paula, Elisa, Marco Joaquín, Emilio, Caridad, Sofía, Natalia y Emilia, con quienes he forjado una excelente amistad a lo largo de esta travesía. Su apoyo y presencia en mi vida han sido de un valor incalculable, y no puedo expresar cuánto significan para mí.

Pedro

1. Generalidades

1.1. Introducción

El uso eficiente de la energía, la prestación de servicios de calidad, la conservación del medio ambiente y el desarrollo tecnológico han impulsado a las empresas eléctricas a realizar importantes innovaciones en torno a la modernización de las redes que conforma el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) [6]. Un SEP está compuesto de Generación, Transmisión y Distribución. La Generación es la parte esencial encargada de producir electricidad de distintas fuentes energéticas. El Sistema de Transmisión es el responsable de conducir la energía proveniente de las fuentes de generación hasta las subestaciones de cambio de nivel de voltaje. Por su parte, el sistema de distribución suministra la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras de tensión hasta los consumidores finales garantizando los lineamientos de continuidad, confiabilidad y calidad de servicio [7].

La CENTROSUR es una empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica que debe cumplir con indicadores, índices y límites de calidad relacionados con el servicio público de energía eléctrica exigidos por el ente regulador y controlador ARCERNNR (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables). La regulación juega un papel importante promoviendo un servicio eléctrico de calidad [8]. Con esta finalidad, CENTROSUR cuenta con herramientas que permiten desde el centro de control, operar en forma oportuna y selectiva las redes eléctricas entre las cuales se encuentran el Sistema de Gestión Avanzada de Distribución (ADMS, Advanced Distribution Management System) que incluye las herramientas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition) ; Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS, Outage Management System) ; Gestión de Fuerza Laboral empleado para la operación de cuadrilla (MWM, Mobile Workforce Management) y Sistema de Manejo de la Red de Distribución (DMS, Distribution Management System) [9].

Las herramientas mencionadas anteriormente han evolucionado con el objetivo de reducir los tiempos de interrupción y mejorar la calidad del servicio. En la actualidad, las nuevas tendencias giran en torno a las redes inteligentes, mismas que incluyen Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica. En estas redes, las empresas instalan equipos inteligentes que puedan realizar acciones autónomas además de ser controladas remotamente [6].

La principal preocupación en la gestión de las redes de distribución es la falta de suministro; por lo que, se aplica el concepto de localizar la falla; aislarla; y finalmente, restaurar el servi-

cio (FLISR, Fault Location, Isolation, and Self Restoration) [9]. Este proceso implica realizar transferencias de carga, ya sea dentro de una misma subestación o subestaciones aledañas. La relevancia de realizar transferencias de carga radica en que estas se ejecuten en el menor tiempo posible manteniendo el servicio al mayor número de usuarios, brindando mayor confiabilidad en el caso de ocurrir una falla en el Sistema de Distribución [10][11].

El estudio de las contingencias da una respuesta ante salidas de elementos de la red de distribución debido al mantenimiento programado o correctivo, permitiendo minimizar el área afectada y el tiempo de interrupción. Para ello, se deberá considerar el análisis de flujos de potencia ante contingencias de tal forma que se realicen acciones para mantener la operación normal del sistema. Este análisis abarca el carácter N-1 y N-2, el cual es el proceso que, ante alguna eventualidad, se retira uno y dos elementos del sistema respectivamente; y se comprueba su efecto en la operación del mismo. Al evaluar la afección del retiro, se mide las variables eléctricas en los elementos del sistema de distribución [6]. De esta forma, se garantiza la calidad y confiabilidad en el sistema reduciendo el efecto de las interrupciones.

En el año 2002, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. adquirió el sistema Cymdist, una herramienta útil que permite la planificación y simulación de redes de medio y bajo voltaje. Además, la Empresa Eléctrica CENTROSUR cuenta con el ADMS (Sistema de Gestión Avanzada de Distribución) implementado en las empresas de distribución como parte del proyecto nacional para la estandarización y homologación de procesos a partir del año 2012. Este programa permite reforzar la operación, planificación y optimización de la red generando un modelo único de gestión en las Empresas de Distribución Eléctricas del país. El sistema ADMS presenta una solución unificada de DMS (Sistema de Manejo de la Red de Distribución), SCADA, (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones) y MWM (Gestión de Fuerza Laboral Móvil), programas que permiten realizar el análisis, control y optimización avanzado del sistema de distribución. Estos dos programas, tanto Cymdist como ADMS permiten simular el sistema de distribución mediante flujos de potencia y realizar transferencias a partir de la elaboración de un plan de maniobras [7].

Con la finalidad de mejorar los tiempos de respuesta ante fallos en el Sistema de Distribución de CENTROSUR, se realizará un análisis de transferencias para casos de contingencias N-1 y N-2. Para este análisis, se utilizarán los programas Cymdist y ADMS en su entorno de simulación; estas herramientas servirán para modelar el sistema eléctrico de potencia partiendo de un caso base definido. Una vez simulado un plan de maniobras del sistema eléctrico de potencia en ambos entornos, se correrán flujos para determinar los valores de las variables eléctricas para los casos de estudio con el objetivo de determinar las similitudes y diferencias

de los resultados obtenidos en ambos programas.

El presente estudio inicia con un análisis del caso base, que se centra en el análisis de la subestación 08 en condiciones normales. Dicha subestación opera dentro de una configuración topológica de anillo cerrado en el sistema de subtransmisión, donde recibe el suministro energético. Por operatividad del sistema impuesto por el Operador Nacional de Electricidad CENACE, la contingencia N-1 involucra la desconexión de las líneas de subtransmisión, las cuales conectan la subestación 05 con la subestación 08 y la subestación Cuenca con la subestación 07.

Además, en este análisis se incorpora una contingencia N-2, la cual considera la eventual pérdida o desconexión del transformador de potencia ubicado en la subestación 08. Ante este escenario, resulta necesario llevar a cabo transferencias de carga con el propósito de asegurar la continuidad del servicio eléctrico a los usuarios. Estas transferencias de carga se realizan con el fin de redistribuir eficientemente la demanda eléctrica y mantener la integridad operativa del sistema en condiciones adversas determinando el escenario más óptimo para la transferencia de la subestación 08.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Realizar el análisis de transferencias de carga en medio voltaje en el sistema eléctrico de distribución de la CENTROSUR para contingencias N-1 y N-2 a través de los programas ADMS y CYMDIST de la subestación 08.

1.2.2. Objetivos específicos

- Establecer los casos de uso de la subestación 08.
- Realizar un plan de maniobras para cada caso de uso de transferencia de la subestación 08.
- Realizar simulaciones para obtener las variables eléctricas mediante flujos de potencia a partir de programas Cymdist y ADMS.
- Analizar los resultados de las variables eléctricas en las dos herramientas Cymdist y ADMS.

- Elaborar un documento para la operación de Sistemas de Distribución de CENTROSUR para los casos de estudio.

1.3. Alcance

El presente estudio se centra en llevar a cabo un análisis de transferencia de cargas en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA. Debido a la considerable extensión de las redes de distribución, este análisis se realiza con un enfoque especial en la transferencia de carga de la subestación 08. Para ello, se realiza simulaciones en los programas ADMS y Cymdist para cada caso de estudio con el fin de comparar los resultados y determinar la variabilidad existente en las magnitudes eléctricas en ambas herramientas.

En el capítulo 2 se determinan las generalidades, conceptos y equipos involucrados en este trabajo. Además, se describe los programas Cymdist y ADMS presentando las principales características, herramientas, entornos y elementos de simulación.

El capítulo 3, aborda las contingencias de carácter N-1 y N-2 así como las simulaciones presentadas en los casos de uso emulando los flujos de carga. Se realizan planes de maniobra existentes para cada caso de uso y se verifica el comportamiento en ambos programas.

El capítulo 4, realiza el análisis de las variables eléctricas obtenidas en la simulación mediante los programas Cymdist y ADMS. Además, se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos en ambos entornos.

Finalmente, en el capítulo 5, a partir de las comparaciones y análisis obtenidos, se plantean las respectivas conclusiones.

1.4. Justificación

Este trabajo de titulación surge ante la necesidad de realizar un análisis de transferencia de los Sistemas de Distribución de CENTROSUR mediante herramientas de simulación que permitan mejorar la confiabilidad del sistema reduciendo los tiempos de interrupción; su enfoque se especializa en el escenario de las contingencias a fin de determinar los efectos de las transferencias y maniobras realizadas ante dichos escenarios utilizando los programas CYMDIST y ADMS.

El presente trabajo se fundamenta en la necesidad de realizar un estudio sobre el impacto de la contingencia de nivel N-1, esquema establecido por el Operador Nacional (CENACE), en el que Centrosur debe operar con una configuración de anillo abierto en el sistema de sub-

transmisión, permitiendo así la evacuación de la generación proveniente de las centrales de Delsitanisagua, Minas de Huascachaca y Sabanilla.

Ante esta contingencia mencionada anteriormente, a través de la apertura de las líneas de subtransmisión, disminuye la confiabilidad del sistema en la subestación 08. Como resultado de esta situación, existe la posibilidad de experimentar contingencias internas dentro del sistema de dicha subestación.

Durante el último período que comprende noviembre 2022 y junio 2023 se han registrado tres casos de contingencia de gran importancia. Estas situaciones adquieren relevancia con respuestas inmediatas por parte de los operadores del sistema eléctrico.

- El primer evento ocurrió el 4 de noviembre de 2022; día que se presentó la desconexión de la línea que conecta la subestación 08 con la subestación 14. Esta interrupción es originada por la disrupción en la cercanía de la línea de subtransmisión(Cuenca 1) y un cable de fibra óptica en la localidad de Rayo Loma, circunstancia que conllevó a la activación de las protecciones del transformador en la subestación 08.
- En segundo evento, tuvo origen el día el 3 de marzo de 2023, se registró la desconexión en las líneas que enlazan la subestación Cuenca y la subestación 03, resultado del desprendimiento de un cable de fibra óptica. Dada la topología del sistema, esta contingencia afectó a las líneas de subtransmisión que conectan la subestación 03 con la subestación 08. La consecuencia directa fue la apertura del transformador de potencia en la subestación 08, lo que conllevó a la necesidad de realizar transferencias parciales de los alimentadores aledaños.
- Por último, el 8 de junio de 2023, surge una nueva contingencia debido a un cable de fibra óptica cercano a la línea que conecta la subestación 03 con la subestación Cuenca. La configuración topológica del sistema conduce a la desconexión de las líneas de subtransmisión que se conectan con la subestación 08, provocando la activación de las protecciones del transformador de potencia en dicha subestación. Con el fin de abordar esta contingencia, se implementan transferencias de carga desde la subestación 08.

La acumulación de estos eventos adversos constituye y fundamenta el análisis de las transferencias pertenecientes a la subestación 08 que respalda la ejecución de este trabajo de titulación.

2. Marco Teórico

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto de dispositivos y elementos conectados en una determinada topología conformada por centrales generadoras, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, sistemas de distribución y cargas asociadas a los consumidores. Dentro del SEP, la energía generada deberá satisfacer la demanda siguiendo normativas y estándares de calidad, continuidad y confiabilidad de servicio [1]

Un SEP está conformado de tres partes fundamentales: Generación, transmisión y distribución. Cada etapa está compuesta de múltiples elementos y equipos tales como transformadores, seccionadores, reconectores, equipos de protección que permiten una correcta integración al sistema de suministro de energía [12].

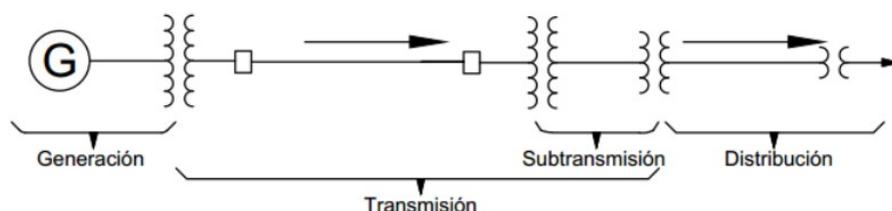


Ilustración 1 Diagrama básico de un Sistema Eléctrico de Potencia.

Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia [1].

2.1.1. Sistema Eléctrico de Potencia de Generación

La generación de energía eléctrica constituye un procedimiento fundamental que implica la conversión de fuentes de energía primaria en energía eléctrica, con el propósito de suplir la demanda energética de los consumidores. Para ello, el sistema está compuesto de generadores eléctricos, los cuales son los encargados de transformar la energía primaria en energía mecánica. La energía pasa por un proceso de conversión electromecánica, la misma que posibilita el movimiento de un conductor en un circuito cerrado induce un campo magnético generando corriente eléctrica. Este proceso de conversión de energía está sujeto a pérdidas en el sistema.

Las Centrales de Generación se clasifican según el recurso utilizado. De esta forma, las fuen-

tes de generación se dividen en renovable y no renovable.

Las centrales de generación de energía renovable, incluye centrales de energía solar (térmica y fotovoltaica), eólica, biomasa, geotérmica y mareomotriz. Este tipo de fuente supone un desafío en el almacenamiento de energía eléctrica a grande escala [12].

Las centrales de energía no renovable utilizan combustibles fósiles derivados de petróleo, carbón, gas natural, entre otros. Este tipo de generación es capaz de generar problemas medioambientales causando gases de efecto invernadero [1].

En Ecuador, la generación de energía eléctrica predominante es la proveniente de fuentes hídricas. La abundancia de las fuentes hídricas, ha permitido el desarrollo de las centrales hidroeléctricas aprovechando el potencial de agua de los cauces naturales.

2.1.2. Sistema Eléctrico de Potencia de Transmisión

La energía eléctrica debe ser transportada desde las diversas fuentes de generación hasta los centros de consumo a través de las redes de transmisión. No obstante, durante el proceso de transmisión, se producen pérdidas de energía. Para mitigar este efecto, se eleva los niveles de tensión en las subestaciones transportando la misma cantidad de energía. De esta manera, disminuye la corriente eléctrica en las líneas de transmisión reduciendo las pérdidas de resistencia en los conductores. En la transmisión, las subestaciones son las encargadas de aumentar o disminuir los niveles de tensión mediante la implementación de los transformadores [1].

En Ecuador el organismo encargado de la operación técnica y administración nacional de electricidad es el CENACE (Corporación Centro Nacional de Energía), el cual planifica y ordena de forma estratégica la administración comercial de los bloques de energía. Bajo la dirección y supervisión del CENACE, la empresa CELEC con su unidad de negocio TRANSELECTRIC opera el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), compuesto de líneas de transmisión y subestaciones siendo la responsable de la operación, mantenimiento y expansión de este sistema. El sistema nacional de transmisión cuenta con líneas de transmisión que operan a 500kV, 230 kV y 138 kV. El sistema principal de transmisión está conformado por las líneas que operan a 500kV. Las líneas y subestaciones de 230 kV constituyen el anillo cerrado de transmisión garantizando una estabilidad y fiabilidad en la entrega de energía eléctrica. Por su parte, las líneas de transmisión que operan a 138kV conectan el sistema principal con las centrales generadoras y los centros de distribución. Cabe destacar que las interconexiones internacionales, tanto para Colombia y Perú son a nivel de 230kV [13].

Mapa de la Ruta del Sistema de Transmisión a 500 mil voltios

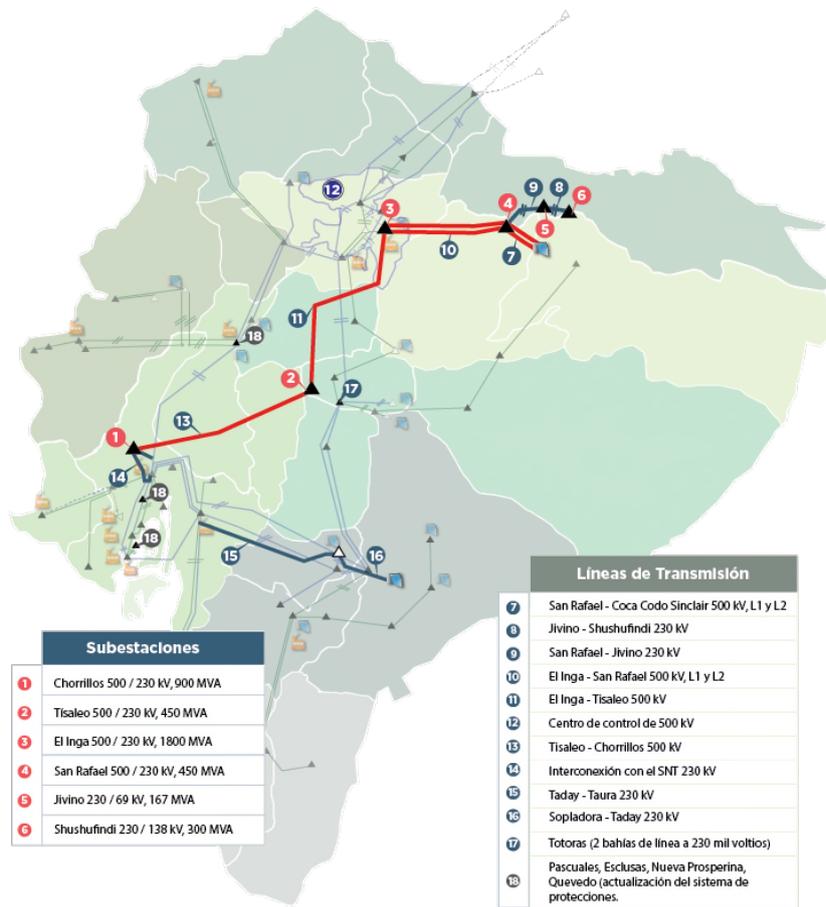


Figura 2.2: Sistema de Transmisión[2].

2.1.3. Sistema Eléctrico de Potencia de Distribución

El sistema de distribución juega un papel fundamental en la entrega de la energía eléctrica a los consumidores. El sistema está compuesto de una serie de componentes esenciales en la distribución tales como las líneas de subtransmisión, los transformadores de distribución, la subestación, los alimentadores, redes secundarias, acometidas, equipos de protección, medición y maniobra, equipos de comunicación y control empleados en la prestación del servicio

eléctrico [8].

El sistema de distribución es el encargado de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras a través de líneas de media tensión y baja tensión hasta los hogares, industrias, comercios y circuitos de alumbrado e iluminación. Su principal función radica en abastecer de energía a un determinado número de cargas eléctricas. Esencialmente, el suministro debe garantizar confiabilidad y seguridad, satisfaciendo las necesidades a los usuarios finales [1][14].

El sistema de distribución también posee dispositivos de corte y maniobra como los interruptores, reconectores y seccionadores. En caso de una contingencia, estos elementos son los encargados de la apertura y cierre de los circuitos cortando el suministro eléctrico a los usuarios. En los sistemas de protecciones, ante una eventual falla, estos componentes actúan de forma selectiva y automática aislando la falla, evitando la interrupción eléctrica a los usuarios no afectados y restaurando el servicio [15].

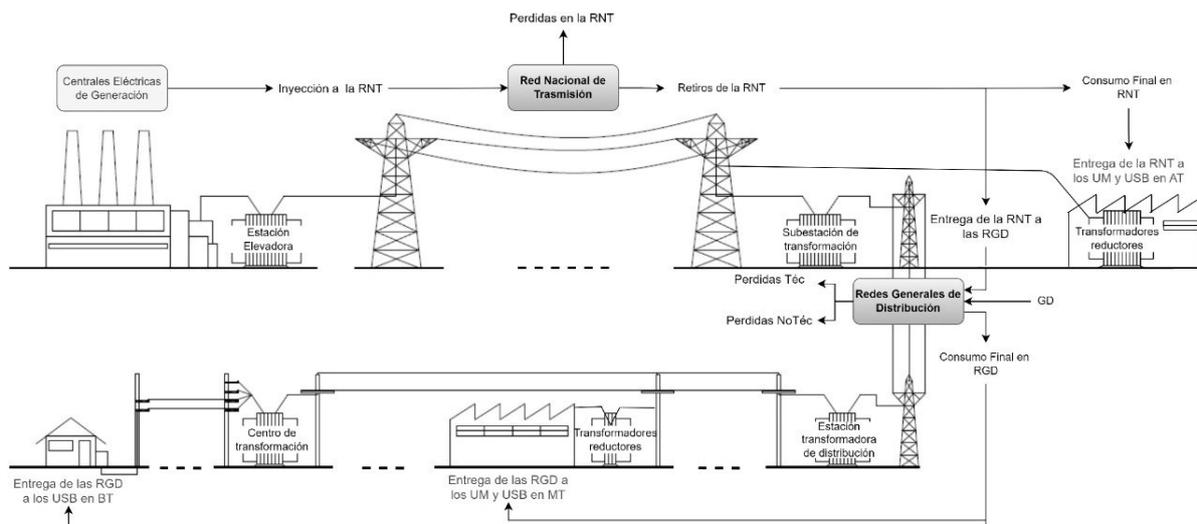


Figura 2.3: Sistema de Distribución [3].

2.1.3.1. Subestación

La subestación eléctrica es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos diseñados para transformar los niveles de tensión en el sistema eléctrico. Entre estos equipos se encuentra a los transformadores de potencia, las líneas de subtransmisión, los alimentadores primarios, así como los elementos de protección tales como interruptores, seccionadores, pararrayos y equipos de medición como transformadores corriente y voltaje. También se incluyen equipos de control de comunicaciones y sistema de puesta a tierra [16].

Las subestaciones deben estar ubicadas en puntos estratégicos de los centros de carga desempeñando un papel fundamental en el sistema eléctrico. Estas se pueden clasificar en:

Subestaciones de elevación: Ubicadas junto a las centrales de generación, su función principal es de transportar la energía elevando su nivel de tensión.

Subestaciones de reducción: Responsable de reducir los niveles de tensión provenientes de las líneas de transmisión a niveles de subtransmisión y distribución.

Subestaciones de interconexión y seccionamiento: Este tipo de subestaciones permiten la interconexión del sistema con otras subestaciones. Por ende, no cuentan con transformadores de potencia ni alimentadores primarios. Como ejemplo se menciona a la subestación 19 Corpanche.

Dentro de las subestaciones se implementa el sistema de automatización de la subestación conocido como SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones), el cual proporciona facilidad de operación y automatización dentro de una subestación [1].

2.1.3.2. Alimentadores

Los alimentadores son el conjunto de elementos encargados del transporte la energía eléctrica desde las subestaciones reductoras hasta los transformadores de distribución. En base al área de servicio y al cliente requerido, los alimentadores presentan múltiples topologías. El tramo con mayor capacidad de distribución de energía en el sistema es denominado alimentador principal o troncal; el mismo que constituye una vía de transporte y por el cual se derivan ramales con el fin de entregar la energía por medio de una red secundaria a los puntos de consumo [11] [1].

2.1.3.3. Dispositivos de corte y maniobra

Los dispositivos de corte y maniobra son equipos empleados para la protección del sistema eléctrico de potencia. Entre ellos se destaca los interruptores de potencia, reconectores, seccionalizadores, seccionadores, fusibles, reguladores y capacitores.

■ Interruptores

Estos dispositivos de seccionamiento son capaces de realizar la apertura y cierre mecánico en el sistema eléctrico. Estos dispositivos están diseñados para transportar corrientes eléctricas en condiciones normales de funcionamiento, a la vez que son capaces de

soportar corriente significativamente elevadas durante períodos de tiempo específicos. Además, tienen la facultad de interrumpir el flujo de corriente eléctrica en situaciones anormales, como aquellas generadas por la presencia de fallos o anomalías en el sistema eléctrico. Para llevar a cabo sus funciones, estos dispositivos operan a través de relés encargados de detectar y monitorear las condiciones de operación presentes en la red [17].

Los interruptores operan dando la apertura del dispositivo en sobrecargas o corrientes de falla. En este proceso, se logra la extinción del arco eléctrico por medio la aplicación de diversos dieléctricos, tales como el aceite, el hexafluoruro de azufre, vacío, soplo de aire y el soplo de aire magnético [5].

Cabe mencionar que un interruptor puede cerrar corrientes de hasta 1.6 veces su capacidad nominal. No obstante, en caso de que las corrientes de falla excedan este valor, es necesario seleccionar un dispositivo con mayor capacidad [18].

■ **Reconectador**

Es un interruptor que se caracteriza por la capacidad de realizar reconexiones automáticas basadas en el monitoreo de las corrientes de falla. Además, el reconectador cuenta con la capacidad de detectar sobre corrientes en fase y tierra, lo que permite interrumpir el flujo eléctrico en el sistema [1].

Una de las funciones de este dispositivo es su habilidad de diferenciar entre las fallas transitorias y permanentes. En caso de una falla transitoria, el reconectador realiza varios ciclos de cierre y apertura, hasta alcanzar un máximo de cuatro intentos. Sin embargo, si la falla es permanente, el dispositivo mantiene el modo de apertura después del último ciclo de recierre [17].

Entre las principales características, se destaca su capacidad de censar las sobrecorrientes, lo que permite detectar con precisión las condiciones anómalas en el flujo eléctrico. Asimismo, el dispositivo permite determinar los tiempos de operación y disparo, así como la función de recierres, lo que garantiza una respuesta adecuada ante diferentes situaciones de falla.

Además de sus capacidades de detección, el reconectador incorpora un control hidráulico integrado, el cual juega un papel fundamental al abrir los contactos en caso de producirse una sobrecorriente. Por otro lado, existen reconectores que cuentan con sofisticados sistemas de control electrónico que permiten ajustar los niveles de corriente de disparo, los tiempos de actuación y las secuencias de operación en base a las curvas características de tiempo -corriente [17].

■ Seccionalizadores

El seccionalizador, también conocido como seccionador automático, es un dispositivo que se caracteriza por su capacidad automática de abrir sus contactos una vez que el circuito eléctrico se encuentra desenergizado. Su funcionamiento radica en garantizar la desconexión segura y eficiente del sistema eléctrico cuando es necesario. Para su correcto funcionamiento, el seccionalizador depende de un dispositivo de interrupción en serie como un reconectador ubicado aguas arriba. El seccionalizador actúa una vez que ha culminado el ciclo de reconexiones del reconectador, asegurando una operación coordinada y confiable entre ambos dispositivos [1] [17].

■ Seccionador

Un seccionador es un dispositivo eléctrico diseñado para llevar a cabo la conexión y desconexión de diferentes tramos o secciones de la red eléctrica. Su denominación se refiere a la capacidad de seccionar o dividir los distintos ramales del alimentador, conectando o aislándolos de los circuitos de alimentación. A diferencia de otros dispositivos, los seccionadores carecen de supresión de arco eléctrico y capacidad de corte, limitando su uso en el aislamiento de tramos que se encuentren desenergizados y sin flujo de corriente [1].

Además de su función de conexión y desconexión, los seccionadores están diseñados para soportar corrientes nominales, así como sobrecorrientes y cortocircuitos. En este sentido, su empleo se enfoca principalmente en operaciones, mantenimiento y maniobras sin la presencia de corriente eléctrica.

■ Fusible

Los fusibles son interruptores cuya función radica en interrumpir el paso de la corriente eléctrica en caso de que se produzca un incremento considerable de carga o cortocircuito. Los fusibles operan como dispositivos de protección que se funden ante una corriente excesiva. Los fusibles presentan algunas desventajas. Una de ellas es la demora en la reconexión del suministro eléctrico, ya que estos dispositivos deben ser reemplazados manualmente después de haberse fundido. Esto puede ocasionar interrupciones en el servicio y generar tiempos de inactividad en la operación [1].

■ Reguladores

Los reguladores de tensión son auto transformadores que cuentan con ajustes automáticos y están equipados con un sistema de cambiadores (taps) que pueden ser ajustados

bajo carga. Generalmente estos reguladores pueden variar en un rango de más o menos 10 %, con 32 taps o posiciones de ajuste. Su función principal consiste en mantener los niveles de tensión dentro de los límites aceptables, compensando las fluctuaciones de tensión y manteniendo constante la tensión en los puntos definidos del sistema eléctrico [19].

Los reguladores pueden operar de forma monofásica, lo que permite regular la tensión en cada fase de las líneas de distribución de manera individual. Además, estos dispositivos tienen la capacidad de ser supervisados y controlados en tiempo real a través de un sistema SCADA, lo que permite realizar ajustes de control y modificaciones de forma remota [5].

■ **Capacitores**

Los bancos de capacitores son dispositivos diseñados con la finalidad de mitigar las pérdidas y las caídas de tensión presentes en los alimentadores de media tensión. Estos equipos inyectan reactivos capacitivos al sistema, compensando la potencia y mejorando el factor de potencia en el sistema eléctrico. De esta manera estos dispositivos son capaces de mejorar el rendimiento de los circuitos de distribución [19].

2.1.4. Configuración de Topologías

Dentro de la planificación de la red de distribución, se deben tomar en cuenta diversos factores cruciales como la densidad y la naturaleza de las cargas involucradas, incluyendo las residenciales, comerciales e industriales, entre otras. Asimismo, la ubicación geográfica y el área de expansión de las cargas desempeñan un papel significativo en la configuración del sistema. Es importante destacar que tanto la continuidad del servicio, así como la estabilización de tensión representan aspectos de gran relevancia que impactan directamente en el funcionamiento eficiente del sistema de distribución. Por ende, la topología del sistema adquiere una posición prominente ya que influye en la continuidad del servicio y en la regulación de la tensión [20].

La topología de la red de distribución eléctrica ejerce una influencia significativa en la configuración del sistema, ya que mediante la adopción de diversos arreglos es posible mitigar las interrupciones en el suministro eléctrico y salvaguardar la integridad de la red ante la presencia de fallas y perturbaciones internas [21]

En el diseño de la red de distribución se consideran tres tipos de topologías: sistema radial, sistema en anillo y sistema en malla.

2.1.4.1. Sistema Radial Simple

En el sistema de distribución de energía eléctrica, el sistema radial es aquel que se caracteriza por contar con un único camino en el flujo de potencia, es decir, la energía proveniente de la fuente se desplaza siguiendo una sola trayectoria. Este tipo de topología es ampliamente difundido en los sistemas de distribución debido a los beneficios que conlleva, tales como su bajo costo, la simplicidad de construcción y operación. Asimismo, esta topología facilita la coordinación de protecciones. No obstante, es importante destacar que el sistema radial exhibe una desventaja significativa, la cual se manifiesta cuando surgen fallas en la red eléctrica. En tales casos, cualquier anomalía o falla que se produzca en el sistema puede dar lugar a la interrupción completa del suministro eléctrico en la zona afectada.[20].



Figura 2.4: Sistema Radial

Es relevante señalar que, en las áreas urbanas, los alimentadores primarios se originan en subestaciones y establecen puntos de interconexión con otros alimentadores cercanos. Estos puntos de interconexión generalmente permanecen abiertos en condiciones normales. Sin embargo, en caso de eventos inesperados o contingencias, dichos puntos son utilizados para transferir la carga parcial o total de un alimentador a otro [22].

2.1.4.2. Sistema en Anillo

El sistema en anillo es una configuración de circuito eléctrico que se caracteriza por tener dos posibles caminos de suministro eléctrico. Este sistema inicia en una fuente de alimentación y atraviesa diversas fuentes y subestaciones antes de continuar su trayectoria en un punto en común. En otras palabras, el sistema en anillo ofrece múltiples trayectorias entre la fuente de

energía y la carga conectada. En caso de que ocurra una falla en uno de los extremos del sistema, la red es capaz de garantizar la continuidad del servicio eléctrico, lo que lo convierte en una opción ampliamente utilizada en sistemas de subtransmisión para abastecer a grandes cargas.

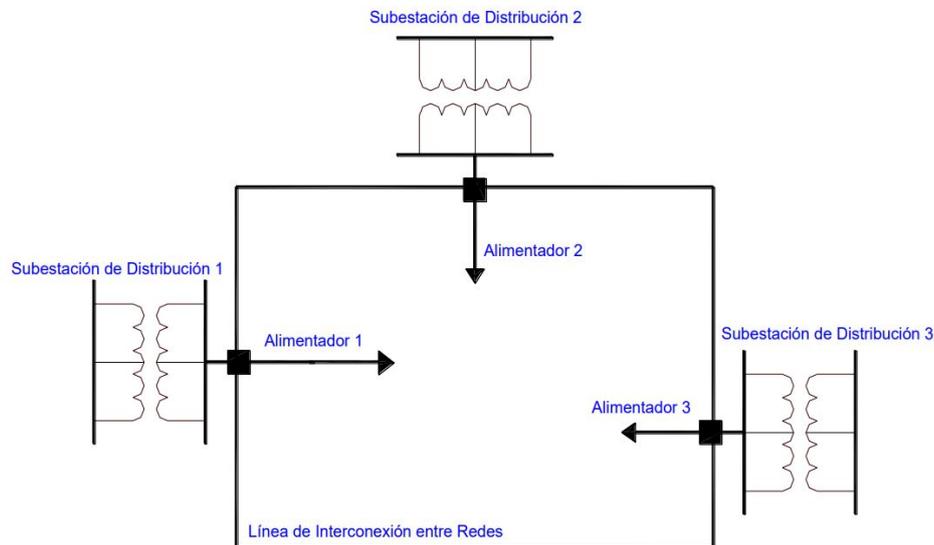


Figura 2.5: Sistema en Anillo [4].

En comparación con el sistema radial, el sistema en anillo se destaca por su mayor confiabilidad y continuidad en el servicio. Sus principales ventajas radican en garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico, así como en la facilidad de mantenimiento cuando sea necesario. No obstante, el sistema en anillo también presenta importantes desventajas, como un mayor costo económico y la dificultad en la coordinación de protecciones, lo que puede representar un reto en su implementación y diseño [21][11].

2.1.4.3. Sistema Mallado

La topología mallada se caracteriza por formar anillos en cada uno de sus nodos, lo que implica que cualquier punto a lo largo de la línea puede recibir servicio eléctrico desde dos direcciones diferentes. Esta configuración presenta varias ventajas destacadas, entre las cuales se encuentra la alta confiabilidad del sistema. La presencia de equipos de corte y conexión en todas las direcciones de la malla permite atender las posibles fallas de manera eficiente, ya que estas pueden ser aisladas y suplidas mediante la reconexión desde otro punto de la malla, asegurando la continuidad del suministro a los usuarios. No obstante, es importante mencionar que la topología mallada también presenta desventajas significativas, siendo la principal de

ellas su elevado costo. La implementación y mantenimiento de equipos y estructuras necesarios para establecer esta configuración redundante pueden representar un desafío económico para los sistemas eléctricos [21].

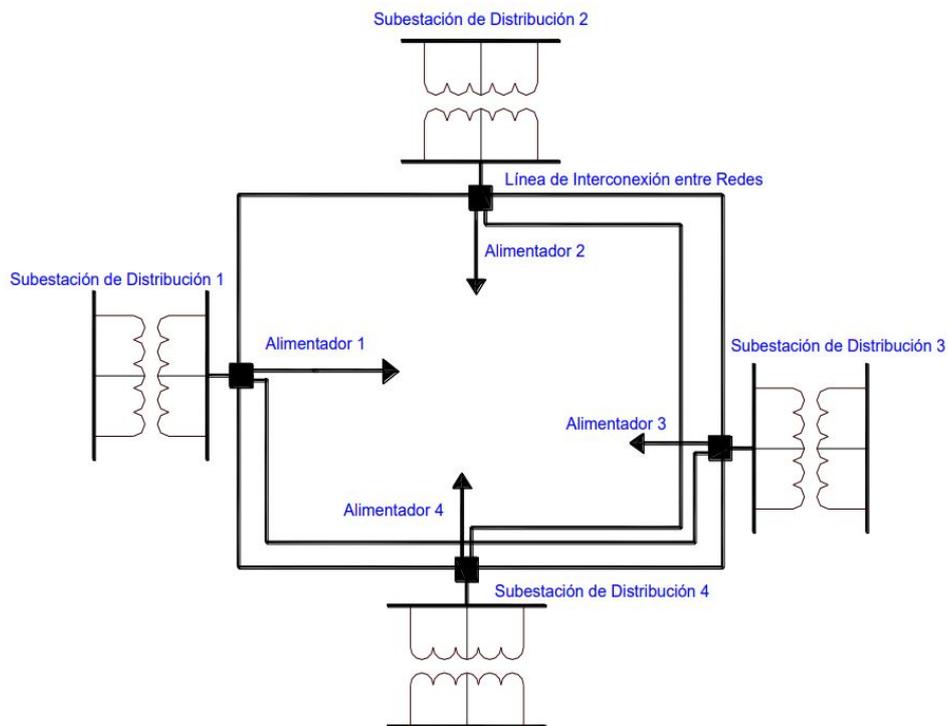


Figura 2.6: Sistema en Malla[4].

2.2. Centro de Control

En los sistemas de distribución se encuentran los centros de control capaces de monitorear las operaciones realizadas en las redes eléctricas. El Centro de Control (CC) está conformado por un conglomerado de instalaciones en las que engloba elementos de infraestructura, equipamiento y personal especializado. Su función principal radica en la centralización de las operaciones y gestión del sistema eléctrico [1] [5]. Como parte del proyecto nacional, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (CENTROSUR) ha llevado a cabo un proceso de transición hacia la plataforma ADMS (Advanced Distribution Management System), provista por la entidad Schneider Electric- Telvent. Esta plataforma está compuesta por:

- SCADA (Supervisión Control y Adquisición de datos): Esta herramienta es la encargada de la supervisión, control y adquisición de datos. Desempeña la función de recolectar la información de campo con el objetivo de presentarla al operador a través de una interfaz

humano-máquina.

- OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones del Servicio): herramienta que permite a los operadores actuar ante las interrupciones detectadas por el SCADA, sensores de falla y reconectores. El OMS posibilita la acción inmediata ante contingencias y fallos en el sistema.
- MWM (Sistema de Gestión de la Fuerza Móvil de Trabajo) herramienta que permite y facilita la coordinación y dirección de los grupos operativos encargados de mitigar y corregir las interrupciones en el suministro eléctrico.
- DMS (Sistema de Gestión Distribuida) herramienta encargada del análisis y operación del sistema eléctrico en tiempo real. Para ello, emplea la información del GIS, y de los datos del sistema SCADA, permitiendo un análisis exhaustivo en la operación de la red eléctrica.

2.3. Marco de regulación ecuatoriana para la distribución eléctrica

En este apartado se analiza los principales indicadores regulados por la resolución Nro. ACERNNR-017/2020 establecida por la Agencia de Regulación y Control De Energía y Recursos Naturales No Renovables, la cual determina la regulación Nro. ARCERNNR – 002/20 denominada “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”. Este documento servirá para determinar los principales indicadores de interrupciones normados por el ARCERNNR a la Empresa Eléctrica Centrosur.

2.3.1. Regulación Nro. ARCERNNR-002/20

La normativa establece los parámetros, índices y límites de calidad del servicio, cuyo cumplimiento es obligatorio para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), así como para las empresas eléctricas de distribución incluyendo a los consumidores regulados y no regulados.

Esta regulación engloba los atributos técnicos y comerciales relacionados y vinculados a la calidad del servicio, los cuales constituyen los requisitos para la prestación del servicio energético. La normativa estructura tres aspectos fundamentales: calidad de producto, calidad del servicio técnico, y calidad del servicio comercial.

2.3.1.1. Calidad de Producto

La calidad del producto está relacionada con la amplitud y forma de la señal de voltaje tal como el nivel, perturbación, distorsión armónica y desequilibrio de la señal de voltaje que entrega la empresa eléctrica de distribución.

Nivel de Voltaje

La calidad del nivel de voltaje se determina de la siguiente forma:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} \quad (2.1)$$

Donde,

- V_k = Voltaje de suministro de en el punto k, promedio de las medidas registradas en un intervalo de 10 minutos.
- V_n = Voltaje nominal en el punto k.
- ΔV_k = Variación de voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k.

Los límites determinados de voltaje admisibles se determinan por la siguiente tabla.

Tabla 2.1: Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de voltaje	Rango Admisible
Alto Voltaje	5 %
Medio Voltaje	6 %
Bajo Voltaje	8 %

Perturbación rápida de voltaje (Flicker)

Se evaluará la severidad del flicker en base a la norma IEC 61000-4-15, la cual determina la severidad de las variaciones de amplitud de voltaje a corto plazo con intervalos de medición cada 10 minutos.

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (2.2)$$

- P_{st} = Índice de severidad de flicker de corta duración

- $P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$ = Niveles de efecto flicker que sobrepasan durante el 0.1 %, 1 %, 3 %, 10 %, 50 % del tiempo tola del intervalo de medición

El valor límite del índice de seguridad no deberá superar la unidad.

Distorsión Armónica de Voltaje

Se determina la distorsión armónica individual y la distorsión armónica total de voltaje.

$$V_{h,k} = \sqrt{\frac{1}{200} \sum_{i=1}^{200} (V_{h,i})^2} \tag{2.3}$$

- $V_{h,k}$ = Armónica de voltaje h en el intervalo k de 10 minutos
- $V_{h,i}$ = Valor eficaz (rms) de la armónica de voltaje h (h=2,3,4...) medido cada tres segundos (i=1,2,3...)

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \tag{2.4}$$

- $DV_{h,k}$ = Factor de Distorsión individual de voltaje de la armónica h en el intervalo k de 10 min
- $V_{h,1}$ = Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de voltaje en el punto de medición

$$THD_k = \frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \times 100 \% \tag{2.5}$$

- THD_k = Factor de distorsión armónica total de voltaje

Los límites para el índice del factor de distorsión armónica total de voltaje, se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Límite máximo de armónicos de voltaje

Nivel de Voltaje	Distorsión Armónica Individual (%)	THD (%)
Bajo Voltaje	5,0	8,0
Medio Voltaje	3,0	5,0

Alto Voltaje (Grupo 1: 40kV-138kV)	1,5	2,5
Alto Voltaje (Grupo 2: mayor a 138kV)	1,0	1,5

Desequilibrio de Voltaje

El desequilibrio de voltaje se determina por la siguiente fórmula:

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 \% \quad (2.6)$$

- V^- = Componente de secuencia negativa de voltaje determinada
- V^+ = Componente de secuencia positiva de voltaje determinada como el promedio de las medidas registradas cada 10 minutos

El límite de desequilibrio de voltaje en un punto de medición es del 2 % para todos los niveles de voltaje.

Periodicidad

La empresa distribuidora podrá utilizar los equipos de medida que registren mediciones en intervalos de 15 minutos, siempre y cuando estos equipos registren todas las variables para determinar los índices de calidad de producto.

2.3.1.2. Calidad de Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico se relaciona con la continuidad en la prestación del servicio energético, además evalúa la continuidad, frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.

Identificación de las interrupciones

La empresa distribuidora deberá disponer de todas las interrupciones con los siguientes aspectos:

- Fecha, hora de inicio, hora de finalización de la interrupción

- Duración, causa y origen de la interrupción
- Potencia nominal (KVA) desconectada por la interrupción
- Número de consumidores afectados
- Equipos operados a consecuencia de la interrupción

Registro y clasificación de las interrupciones

La totalidad de las interrupciones deberán ser registradas en base a la duración , origen y causa.

Por la duración:

- Breves: De duración igual o menor a tres minutos.
- Largas: De Duración mayor a los tres minutos.

Por el origen:

- Internas: Originadas en el sistema de distribución y responsabilidad de la empresa.
- Externas: Originadas por un generador, transmisor, suspensiones generales del servicio o por otra distribuidora o consumidor.

Por la causa:

- Programadas: Mantenimientos, ampliaciones, mejoras, maniobras, entre otras.
- No programada: Suspensión por factores climáticos, ambientales, fallas en la red, entre otras.

Para el cálculo de los índices e indicadores de calidad, se analiza y considera las interrupciones con duración superior a los tres minutos.

Indicadores Globales

Los indicadores se calculan mediante la siguiente formulación:

- **Frecuencia media de interrupción (FMIK):** Es el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufre una interrupción de servicio, durante el periodo de control ya sea mensual o anual.

$$FMIK_i = \frac{kVA_i}{kVA_{Ti}} \quad (2.7)$$

$$FMIK = \sum FMIK_i \quad (2.8)$$

- **Tiempo total de interrupción (TTIK):** Es el tiempo promedio de interrupción, expresado en horas en que cada kVA nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el periodo de control.

$$TTIK_i = \frac{kVA_i \cdot t_i}{kVA_{Ti}} \tag{2.9}$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \tag{2.10}$$

Donde:

$FMIK_i$ = Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción

kVA_i = kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i

kVA_{Ti} = kVA nominales totales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de interrupción i

t_i = Tiempo de duración de la interrupción i, en horas

Estos índices poseen valores máximos admisibles dentro de un periodo de evaluación de doce meses continuos determinados por la siguiente tabla:

Tabla 2.3: Límites para la calidad de servicio técnico – índices globales

Índice	Red	Alimentador	
		Alta Densidad	Baja Densidad
FMIK	6,0	7,0	9,5
TTIK	8,0	10,0	16,0

2.3.1.3. Calidad de Servicio Comercial

La calidad del servicio comercial está relacionada con la atención al consumidor final, tiempos de atención, resolución de reclamos, adecuación de facturación y la satisfacción por el servicio de energía eléctrica.

En la tabla 2.4 se indican los límites estimados por los indicadores referentes al servicio co-

mercial.

Tabla 2.4: Límites indicados en la calidad del servicio comercial

Índice	Valor Límite	
	Mínimo	Máximo
Atención a nuevos suministros	95 %	-
Conexión a nuevos suministros	95 %	-
Errores de facturación		0.4 %
Tiempo promedio de resolución de reclamos		Técnico: 5 días hábiles Daño de equipos: 17 días hábiles
Porcentaje en la resolución de reclamos	98 %	-
Porcentajes en la Reconexión de servicio	95 %	-
Porcentaje en respuestas de consultas	98 %	-
Satisfacción con el servicio	95 %	-

2.4. Aspectos Operativos

Para el análisis de este trabajo de titulación, se considera como aspectos operativos a los criterios de operación, criterios de contingencias en N-1 y N-2, FLISR y transferencias de carga entre alimentadores.

2.4.1. Criterios de Operación

Para la operación, se toma en cuenta las funciones de supervisión, recolección de datos, ejecución de maniobras y procesamiento de la información.

Supervisión La presente acción es llevada a cabo por personal altamente experimentado con conocimientos en relación a los alimentadores primarios de la red eléctrica. Esta labor conlleva

a la identificación y localización precisa de los dispositivos de corte y maniobra que integran el sistema. En el contexto de la supervisión, se emplean herramientas fundamentales como el ADMS en su módulo SCADA, planos eléctricos, el Sistema de Información Geográfica (GIS) como complemento.

Las señales analógicas y digitales proporcionadas tanto por dispositivos telecomandados como por dispositivos de medición, desempeñan un papel esencial en el proceso de supervisión.

Recolección de Datos

La recopilación de datos puede ser obtenida mediante la intervención del personal a través del Software de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA). El empleo de esta herramienta conlleva la adquisición sistemática y en tiempo real de información relevante, permitiendo así el monitoreo, análisis y registro de variables esenciales para el óptimo funcionamiento del sistema. Asimismo, los equipos de medición situados en puntos específicos del alimentador permiten a los grupos de trabajo, recolectar la información precisa y oportuna en cuanto a parámetros eléctricos, consumo y comportamiento del sistema ya sea de forma local o remota.

Ejecución de Maniobras

Esta tarea conlleva una serie de procesos y acciones que involucran tanto a los operadores del sistema como a los equipos especializados. Los operadores tienen la capacidad de realizar estas maniobras de forma remota a través del SCADA, puesto que el equipo de campo está integrado al sistema. De esta forma, los operadores ejercen el control y supervisión sobre los distintos elementos de la red eléctrica.

De igual forma, cabe destacar que la ejecución de dichas maniobras puede ser llevada a cabo por grupos de trabajo especializados, conocidos como electricistas o linieros. Estos profesionales están debidamente adiestrados y capacitados en los procedimientos necesarios para llevar a cabo las maniobras con precisión y seguridad. Su labor abarca desde la manipulación directa de equipos y dispositivos en el sistema eléctrico hasta la implementación de estrategias específicas para garantizar la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico.

Procesamiento de la información

El sistema SCADA registra un conjunto de variables del sistema de distribución que son procesadas por el DSC (Departamento de Supervisión y Control) y puestas a disponibilidad de las diferentes áreas de la empresa como el área de planificación, análisis técnico, comercialización, etc.

El personal asignado al Contact Center y al DSC(Departamento de Supervisión y Control) asumen la responsabilidad de recibir, registrar y analizar la información en el caso de la interrupción del servicio. Este procedimiento conlleva a la movilización de los grupos operativos hacia las áreas afectadas por la suspensión, con el propósito de ejecutar labores de mantenimiento correctivo.

En el contexto de la operación y gestión de sistemas de distribución eléctrica, la capacidad de garantizar el suministro continuo y confiable de energía a los usuarios finales es de suma importancia. Sin embargo, la naturaleza dinámica y diversificada de los sistemas eléctricos conlleva la posibilidad de enfrentar interrupciones inesperadas en la prestación de los servicios. En tales circunstancias, las empresas de distribución deben identificar, analizar y mitigar las contingencias que puedan afectar la integridad del sistema [1].

2.4.1.1. Contingencia

Una contingencia se conoce como una falla inesperada en el componente del sistema, esta puede ser controlada mediante la ejecución de acciones operativas necesarias para restablecer el estado normal operativo.

2.4.1.2. Criterio N-1

La contingencia N-1 ocurre en estado operativo en la cual se registra una desconexión o falla de un componente fundamental del sistema eléctrico de potencia, tal como una línea de transmisión, transformador, generador u otro elemento del sistema. La ocurrencia de una eventualidad conlleva a la instauración en estado operativo de alerta. Este criterio comprende la capacidad de mantener las condiciones operativas en niveles aceptables, para ello se considera que los flujos de potencia y los voltajes se encuentren dentro de los límites de operación salvaguardando la confiabilidad y la continuidad del servicio energético.

Actualmente, la Centrosur tiene abierto el anillo central de 69kV en dos puntos:

- Línea S/E Cuenca -S/E 07 Ricaurte en la Subestacion 07
- Línea S/E 05 EL Arenal -S/E 08 Turi en la Subestación 08

Esta contingencia es una reconfiguración impuesta por el CENACE para optimizar la generación del sur del país, por tanto este escenario es considerado como criterio N-1. Para este

caso, se analiza el comportamiento y la operatividad en máxima demanda de la subestación 08.

2.4.1.3. Criterio N-2

La contingencia N-2 hace referencia a una falla simultánea de dos componentes del sistema eléctrico de potencia. El sistema deberá ser capaz de soportar fallas simultáneas sin que se produzcan problemas en la operación y suministro del sistema eléctrico. Estos componentes pueden incluir generadores, líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de compensación, entre otros. En el contexto de distribución, dicha contingencia debe ser igualmente afrontada.

Para llevar a cabo este criterio, es necesario realizar un análisis del flujo de potencia con el objetivo de discernir y mitigar las eventualidades que signifiquen importantes cambios en el sistema eléctrico de potencia con un enfoque particular en la subestación 08. Este análisis es abordado en el presente estudio, el cual es detallado y desarrollado en el contexto de esta tesis.

En el marco de este análisis, se procede a identificar como estado operativo la desconexión de la línea de subtransmisión que conecta la subestación 08 con la subestación 05 y la subestación Cuenca con la subestación 07 (contingencia N-1). Ante los cambios en la topología, las líneas de subtransmisión que alimentan a la subestación 08 se encuentran en anillo abierto. Ante este contexto, la subestación 08, al contar con un único transformador de potencia, es vulnerable a sufrir fallos en su sistema. En virtud de esta premisa, se considera como un caso de particular importancia a analizar (Contingencia N-2).

2.4.1.4. FLISR

Actualmente se aplica el FLISR de forma manual; pero, a corto plazo es un concepto que se puede automatizar para recuperar el servicio eléctrico mediante equipos de seccionamiento controlados a distancia, al localizar y aislar automáticamente las fallas.

El FLISR detecta, localiza y aísla la falla realizando automáticamente los comandos necesarios para restablecer el servicio eléctrico. El procedimiento es el siguiente:

Detección de la falla

El FLISR, opera únicamente cuando uno o más detectores registran corrientes con niveles de

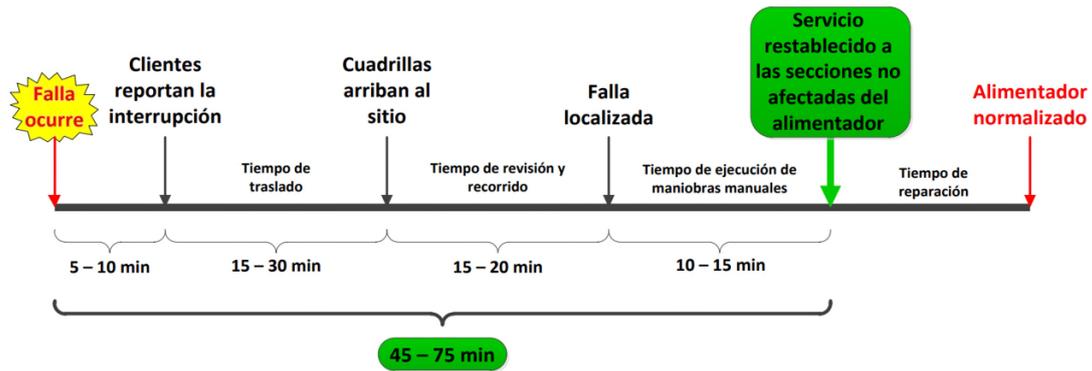


Figura 2.7: Actividades de restauración del FLISR [5].

falla. La detección de falla se realiza a través de los IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) en la subestación o con reconectores que incorporen controladores capaces de detectar las corrientes de falla operando instantáneamente [5].

Localización de la falla

En una determinada sección del alimentador, se instalarán dispositivos de seccionamiento controlados de manera remota, los cuales están equipados con indicadores de falla. Cuando se detecta la presencia de una corriente de falla que circula a través de uno de estos dispositivos de seccionamiento, el Sistema de Restauración Rápida de la Distribución (FLISR, por sus siglas en inglés) es capaz de identificar la sección afectada de manera precisa y oportuna [5].

Aislamiento de la falla

La lógica FLISR emite una orden de apertura a los dispositivos de seccionamiento pertinentes, con el fin de aislar la sección afectada dentro del alimentador. Esta lógica entra en funcionamiento tras la ejecución de los recierres llevados a cabo por los reconectores, quienes identifican las condiciones asociadas a una falla permanente[5].

Restauración del servicio

El FLISR tiene la capacidad de restablecer el suministro eléctrico en áreas que no han sido afectadas por una falla, logrando esto mediante la reenergización de las zonas a partir de una fuente alternativa, al mismo tiempo que se procede a aislar la zona comprometida. En cuanto a las áreas afectadas por la falla, se emprende la búsqueda de un alimentador aledaño que cuente con la capacidad necesaria para efectuar la transferencia de la carga.

El FLISR realiza una comparación entre la carga eléctrica previa a la ocurrencia de una falla y la capacidad de reserva disponible en el sistema. En caso de que exista una reserva de capacidad suficiente, el sistema procede automáticamente a cerrar los interruptores pertinentes. En

situaciones donde la capacidad de reserva resulta insuficiente, la sección afectada permanece sin suministro eléctrico.[5].

2.4.1.5. Transferencias de Carga Entre Alimentadores

La implementación de una transferencia de carga se caracteriza por la capacidad del alimentador para recibir energía proveniente de dos o más fuentes de suministro eléctrico. Este sistema brinda mayor confiabilidad a la red de energía debido a que, al existir una eventual falla en el sistema, la transferencia de carga puede suministrar energía al alimentador de manera parcial o total.

Las maniobras involucradas tienen como objetivo mantener el servicio eléctrico al mayor número de usuarios en caso de una falla. Las fallas pueden ocurrir en cualquier punto del sistema de distribución, líneas de subtransmisión, transformador de potencia[10].

Para establecer una transferencia de carga, se debe considerar ciertas condiciones:

- Los niveles de voltaje entre los alimentadores deben estar entre los límites permitidos.
- Los puntos de interconexión entre alimentadores diferentes deberán presentar una misma secuencia de fases.
deberán presentar una misma secuencia de fases.
- Los alimentadores con interconexión, deberán presentar estructuras de redes trifásica.
- Al tener diferentes subestaciones, los alimentadores deberán asegurar la disponibilidad del servicio.
- Una transferencia de carga no debe exceder los límites de capacidad establecidos para los conductores involucrados, ni de los settings de protecciones.

Para la propuesta de este trabajo de titulación, se desarrollan las transferencias de carga entre alimentadores primarios de diferentes subestaciones con el objetivo de subsanar la ausencia del transformador de potencia en la subestación 08 (Contingencia N-2).

2.4.1.6. What if

En términos de un análisis de contingencias, “¿Qué pasaría sí?” (What if) permite evaluar, simular y priorizar los escenarios que causen un mayor impacto en la red eléctrica. De esta

forma es posible prever posibles fallas y elaborar planes de contingencia con el objetivo de mitigar los riesgos existentes en el sistema eléctrico de potencia.

Para elaborar este análisis, se necesita:

Identificar la Contingencia y recolectar la información: Se debe determinar la causa de la falla en el sistema eléctrico de potencia, así como conocer la topología del alimentador, con el objetivo de determinar los principales componentes, elementos y equipos afectados del sistema.

Modelar el Sistema: Mediante una base de datos determinar un modelo que asemeja al sistema eléctrico de potencia a analizar. Este modelo debe poseer precisión en cuanto a las medidas, flujos y capacidades máximas en los equipos.

Definir Escenarios: Es necesario determinar los diferentes escenarios que pueden ocurrir ante el eventual caso de una contingencia en el sistema, en especial con los de carácter más crítico con el objetivo de mitigar sus efectos.

Simular el Escenario: Mediante una herramienta computacional se simula el modelo del sistema eléctrico de potencia. Durante la simulación se pueden modificar parámetros, realizar maniobras y ejecutar acciones que cambien las condiciones del sistema.

Desarrollar estrategias de mitigación: En base a los resultados presentados en los diferentes escenarios, se deberá analizar las contingencias, establecer estrategias o planes de maniobra con la finalidad de mitigar el efecto ocasionado. En el caso particular de este trabajo de titulación, el análisis evalúa las posibles transferencias existentes en la subestación 08 tras la salida de operación del transformador de potencia. De esta forma, se determina el escenario existente más óptimo y su efecto en los diferentes alimentadores.

2.5. Software empleado en el estudio

En este trabajo de titulación, se utilizan los programas de CYMDIST y ADMS, herramientas empleadas para el análisis de las redes de distribución eléctrica.

2.5.1. CYMDIST

CYMDIST es un programa perteneciente al software CYME que posibilita el análisis, diseño y planificación del sistema de distribución mediante la simulación del comportamiento de las redes eléctricas en diferentes condiciones y escenarios. Su interfaz facilita la ejecución de

cálculos de complejos en la red, lo que a su vez posibilita la realización de estudios predictivos fundamentados en las simulaciones realizadas y la correspondiente evaluación del impacto en el sistema.

En efecto, CYMDIST permite un exhaustivo análisis en redes equilibradas, desequilibradas, redes trifásicas, bifásicas, monofásicas, en configuraciones de distintas topologías, tal como radial anillo e inclusive mallado[23].

El programa CYMDIST cuenta con diferentes módulos de análisis, entre los que se puede mencionar:

- Flujo de Carga
- Cálculo de cortocircuito
- Balance de cargas
- Análisis armónico
- Coordinación de dispositivos
- Análisis dinámico
- Aplicaciones adicionales de planificación y evaluación

El programa permite generar reportes de los análisis empleados en base a las variables seleccionadas. Estos reportes se visualizan en el entorno del programa, no obstante, se puede exportar a Microsoft Excel o visualizarlos en el entorno Web [24].

Para empezar con el estudio, se debe asignar una base de datos correspondiente al sistema de distribución empleado. La base de datos deberá proporcionar la información necesaria tanto de las líneas de distribución como de los elementos que incluyen interruptores, seccionadores, reconectadores, fusibles, cargas eléctricas, así como su ubicación geográfica, capacidades y límites operativos.

CYMDIST permite cinco métodos en la simulación de los flujos de carga en régimen permanente entre los que resalta:

- Redes Equilibradas
 - Caída de Tensión Equilibrada
 - Desacoplado Rápido
 - Newton Raphson

- Gauss-Seidel
- Redes Desequilibradas
- Caída de Tensión Desequilibrada

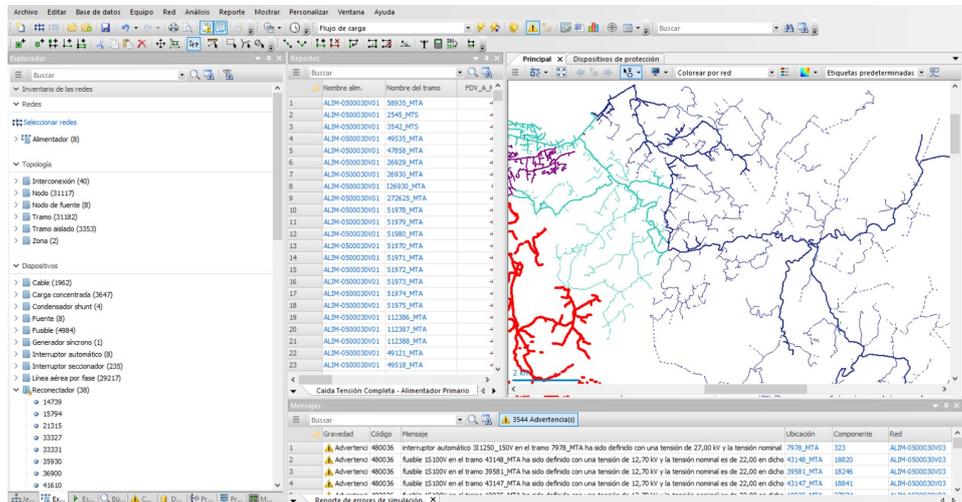


Figura 2.8: . Interfaz de Cymdist

2.5.2. ADMS

El sistema ADMS (Sistema de Gestión Avanzada de Distribución), es una herramienta confiable capaz de brindar soluciones en el control de tiempo real del sistema de distribución eléctrica. Proporciona funciones de supervisión, análisis, optimización, control y planificación a través de múltiples herramientas.

Esta plataforma se distingue por su implementación de un modelo de uso único, lo cual contribuye a simplificar la operación del sistema a los operadores. De hecho, este programa ofrece una funcionalidad que posibilita una gestión eficaz de los niveles de voltaje, la detección y corrección de fallos presentes en el sistema eléctrico, y la realización de análisis instantáneos del estado del sistema[7].

La arquitectura del ADMS está segmentada por subsistemas independientes sincronizados en una misma composición, la cual se deriva en:

- SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
- DMS (Sistema de Manejo de la red de Distribución)
- OMS (Sistema de Gestión de Interrupciones del Servicio)
- MWM (Sistema de Gestión de la Fuerza Móvil de Trabajo)

Para la visualización de las subestaciones de suministro y distribución de la red de media tensión y baja tensión, el ADMS se sirve del DMD.

DMD (Gestión de Demanda): es una herramienta empleada para el análisis, control y operación en tiempo real del sistema de distribución, así como para la ejecución de las aplicaciones analíticas del DMS y en entorno de simulación. El DMD presenta una interfaz interactiva permitiendo a los usuarios visualizar la red con los respectivos valores medidos. Además, permite la manipulación de los equipos de comando empleando la herramienta SCADA. Esta herramienta también permite la planificación y el análisis de la red a largo plazo. Al ser una aplicación de interfaz usuario gráfico, permite dos tipos de visualización, el modo de diagrama esquemático y el modo geográfico.

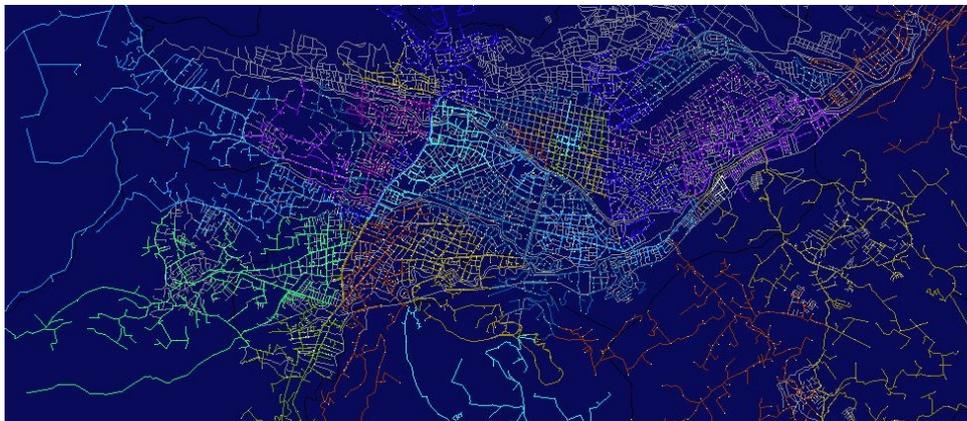


Figura 2.9: Diagrama Geográfico del DMD

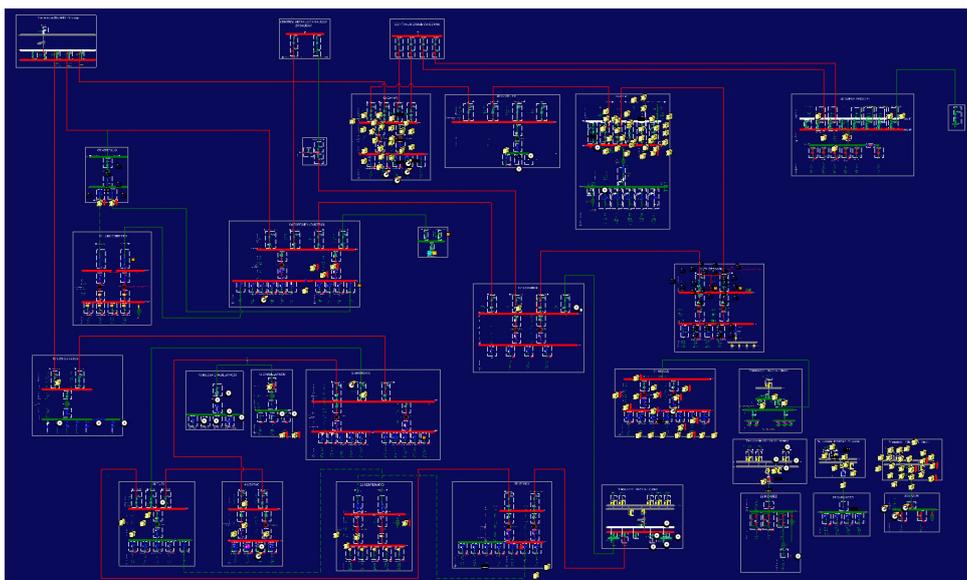


Figura 2.10: Diagrama Esquemático DMD

La aplicación del sistema analítico DMS (Sistema de Manejo de la red de Distribución) es

una parte esencial del sistema. Este subsistema está compuesto de un software sofisticado con algoritmos que permiten la operación eficiente en la toma de decisiones. Esta aplicación permite la realización de las tareas técnicas como las mencionadas a continuación:

Modelo de Red: La aplicación proporciona la información de la topología de red importando los datos desde el GIS (Sistema de Información Geográfica).

Flujo de Carga: Esta aplicación es empleada para determinar, mediante cálculos en estado estacionario, los flujos en la red radial de media tensión. Entre los resultados se indica la corriente eléctrica, potencia activa, potencia reactiva, tensión de línea y el factor de potencia. En los reportes se complementa la información referente al flujo de potencia.

Estimador de Estado: Evalúa las cargas en los nodos del sistema. Para el empleo de los datos, se consideran los dispositivos monitorizados y medidos, así como los perfiles de carga obtenidos de los datos históricos.

Índice de rendimiento: Indica las alarmas y violaciones establecidas por el estado de red.

3. Escenario de Contingencias N-1 y N-2

3.1. Subestación 08 Turi

La Subestación 08 está geográficamente localizada en la provincia de Azuay, concretamente en el cantón Cuenca, dentro de la parroquia Turi. Su ubicación física se sitúa en la dirección de Av. Mirador Turi.

La subestación 08 cuenta con una infraestructura eléctrica que abarca el ingreso de tres líneas de subtransmisión a un voltaje de 69kV. Además, la subestación está equipada con un transformador de potencia de 24/32MVA, diseñado para transformar la tensión de entrada de 69kV a una tensión de salida de 22kV. En el ámbito de la media tensión, la subestación conecta con cuatro alimentadores que permiten una distribución eficiente de la energía eléctrica. Adicionalmente, la subestación 08 dispone de una línea de interconexión destinada a suministrar energía a la subestación 02. Sin embargo, cabe destacar que esta línea se encuentra en estado de apertura.

La fuente de alimentación de la Subestación 08 proviene de tres líneas de subtransmisión, las cuales desempeñan un papel fundamental en el suministro de energía al sistema eléctrico de potencia. Estas líneas son las siguientes:

- Línea que conecta la Subestación 08 con la Subestación 14.
- Línea que conecta la Subestación 08 con la Subestación 05.
- Línea que conecta la Subestación 08 con la Subestación 03.

Estas líneas de subtransmisión tienen la responsabilidad de transportar energía al sistema de subtransmisión y asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a la Subestación 08.

En el período de análisis que abarca el mes de junio, en una jornada típica, la Subestación 08 registra una demanda máxima de carga de 15.3 MVA y una demanda mínima de 7.7 MVA. Es importante destacar que esta subestación presta servicio a una considerable cantidad de usuarios, contando aproximadamente con 26,982 clientes abastecidos y un total de 1,370 transformadores instalados en su área de influencia.

08 TURI

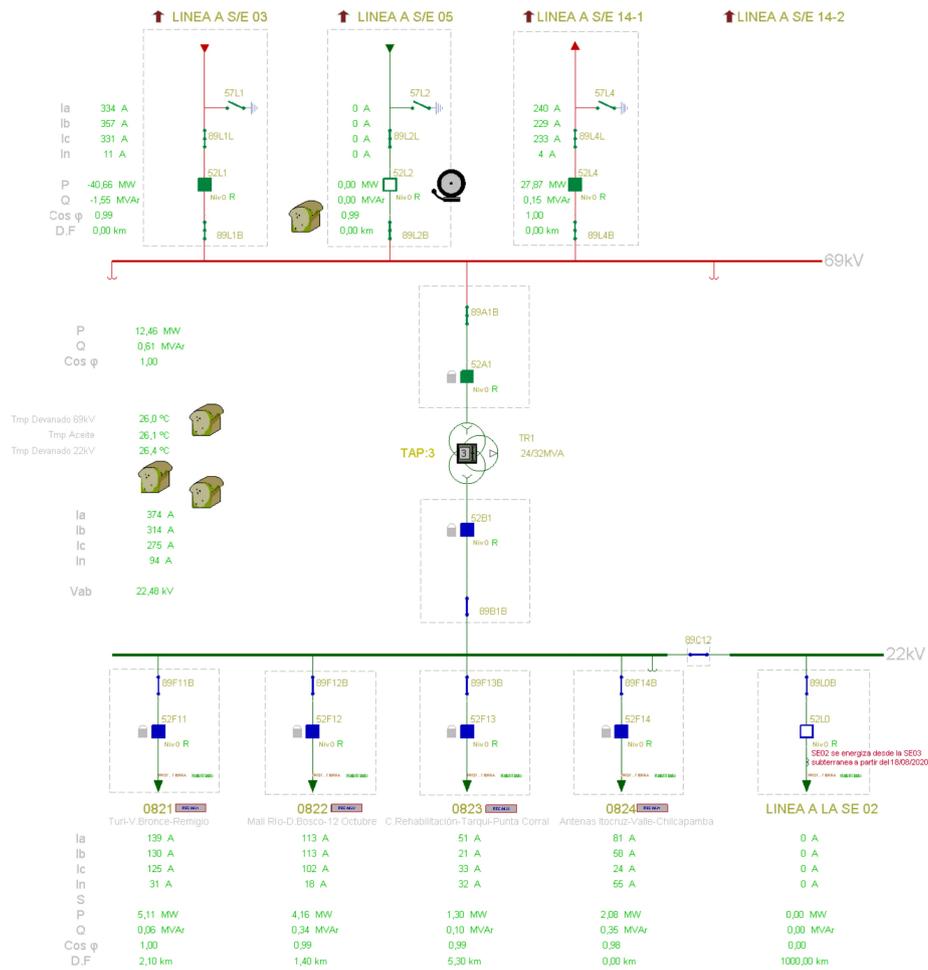


Figura 3.1: Diagrama Unifilar de la Subestación 08

3.1.1. Alimentador 0821

El alimentador 0821, cuya naturaleza es principalmente urbana y cuyas características están definidas por su ubicación geográfica, se distingue primordialmente por presentar cargas residenciales, distribuidas en una configuración de topología tipo radial. Este alimentador se extiende a lo largo de una longitud aproximada de 53 kilómetros.

El punto de inicio del alimentador 0821 se encuentra en la subestación 08 Turi, desde donde satisface las necesidades de suministro eléctrico a una porción significativa de la parroquia Turi, Huayna Capac y Sucre. Empieza su recorrido por diversas áreas urbanas, incluyendo la Avenida Mirador Turi, el camino a Turi, la Avenida 24 de mayo, y la Avenida 10 de agosto, culminando su recorrido en la intersección entre la Avenida Loja y la Avenida Remigio Crespo. Entre las cargas más relevantes que atiende este alimentador, destaca la Universidad del

Azuay y el Jardín Botánico.

Durante el mes de junio, período en el cual se recopilaron los datos objeto de estudio, se registró una demanda máxima en el alimentador 0821 de 5.31 MW, mientras que la demanda mínima alcanzó los 2.56 MW. Es importante mencionar que el alimentador alberga aproximadamente 8,905 abonados.



Figura 3.2: Alimentador 0821

A lo largo del alimentador 0821, se identifican seis posibles transferencias de carga hacia otros alimentadores. Estas transferencias potenciales son objeto de un análisis detallado que comprende un total de seis casos evaluados.

■ Caso 1

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0822. Este proceso se lleva a cabo a través del reconfigurador de transferencia SHERATON, identificado con el código 56691, que se encuentra ubicado en la Avenida de Circunvalación Sur como se indica en la figura 3.3.

Es importante destacar que en el escenario de la contingencia N-2 ante la presencia de una falla en el transformador de potencia de la subestación 08, el alimentador 0822 quedará desenergizado. Por consiguiente, en este caso particular, se descarta la viabilidad de efectuar la transferencia de carga hacia el alimentador 0822.

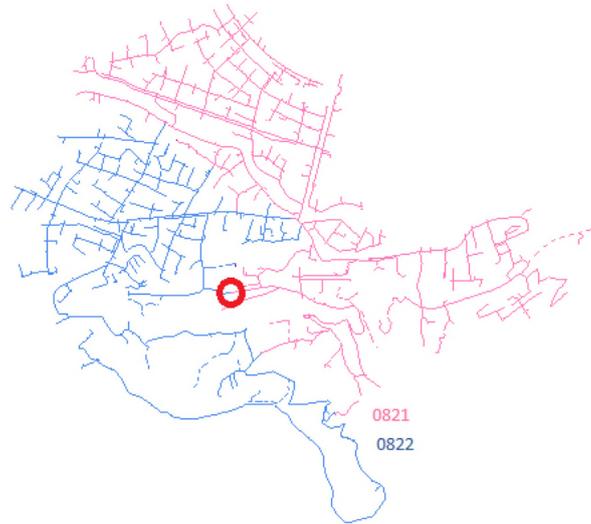


Figura 3.3: Caso 1. Localización del reconector Shetaron en los alimentadores 0821 y 0822

■ Caso 2

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0822. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia DON BOSCO/ SOLANO, identificado con el código 44060, que se encuentra ubicado en la calle Don Bosco como se indica en la figura 3.4.

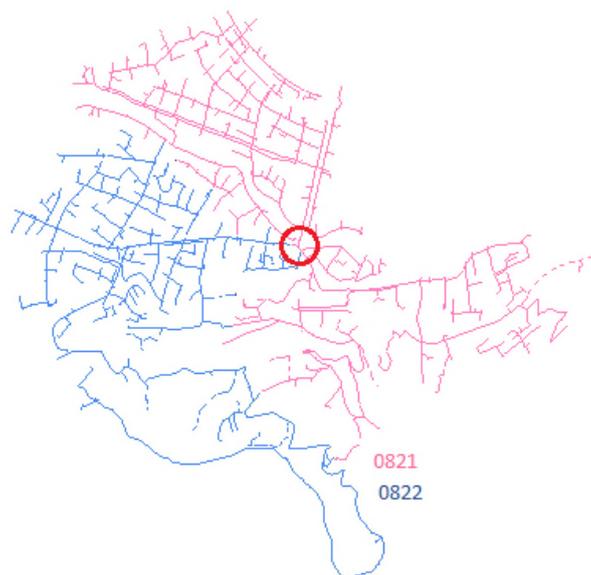


Figura 3.4: Caso 2. Localización del reconector DON BOSCO/ SOLANO en los alimentadores 0821 y 0822

Es importante destacar que en el escenario de la contingencia N-2 ante la presencia de una falla en el transformador de potencia de la subestación 08, el alimentador 0822 que-

dará desenergizado. Por consiguiente, en este caso particular, se descarta la viabilidad de efectuar la transferencia de carga hacia el alimentador 0822.

■ Caso 3

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0323. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia LA SALLE, identificado con el código 43846, que se encuentra ubicado en la avenida 10 de Agosto calle como se indica en la figura 3.5.

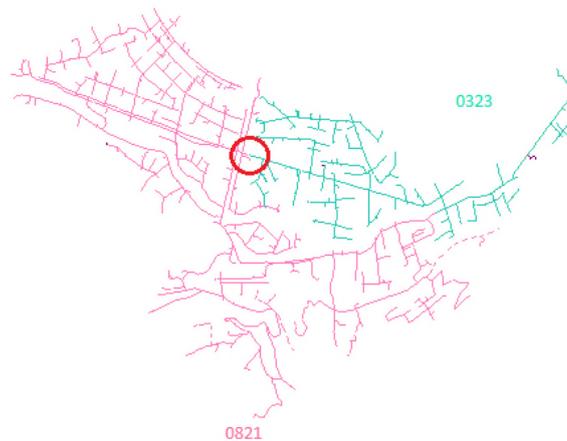


Figura 3.5: Caso 3:Localización del reconector La Salle en los alimentadores 0821 y 0323

La presente transferencia es factible y conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede con los valores nominales de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los reconectores. Adicionalmente, no se evidencian incidencias de disminución de la tensión en condiciones de máxima demanda. Sin embargo, este caso es descartado debido a que resulta menos eficiente en términos de pérdidas de energía en comparación con el escenario simulado en el caso 4.

■ Caso 4

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0323. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia GAPAL, identificado con el código 56689, que se encuentra ubicado en la avenida 24 de mayo como se indica en la figura 3.6. La presente transferencia es factible y conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede los valores nominales de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los reconectores. Adicionalmente, no se presentan caídas de

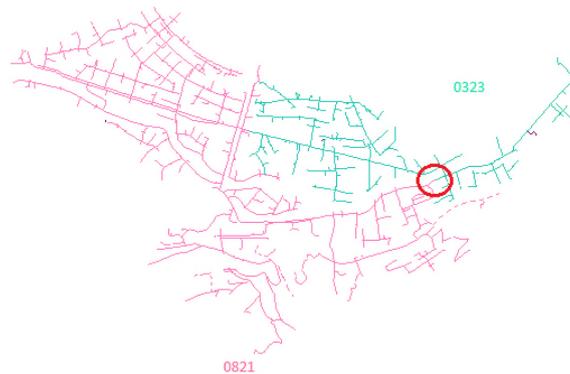


Figura 3.6: Caso 4: Transferencia 0821

tensión en condiciones de máxima demanda. Por último, es importante destacar que este escenario se caracteriza por exhibir las menores pérdidas de energía en comparación con las alternativas analizadas, lo que lo posiciona como la elección más óptima y viable.

■ Caso 5

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0522. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia FERR CONTINENTAL, identificado con el código 44301, que se encuentra ubicado en la intersección de la avenida Remigio Crespo Toral y avenida Loja como se indica en la figura 3.7.



Figura 3.7: Caso 5: Transferencia 0821

La presente transferencia es considerada como inviable. A pesar de que cumple con las restricciones preestablecidas en las protecciones de sobrecorriente de fase y neutro en interruptores y reconector, presenta significativas caídas de tensión en gran parte del alimentador 0522 en máxima demanda. Debido a este motivo, este escenario es descartado.

■ Caso 6

En el alimentador 0821, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0524. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia CIEZA DE LEON, identificado con el código 56727, que se encuentra ubicado en la avenida Loja y Cieza de León como se indica en la figura 3.8. La presente transferen-

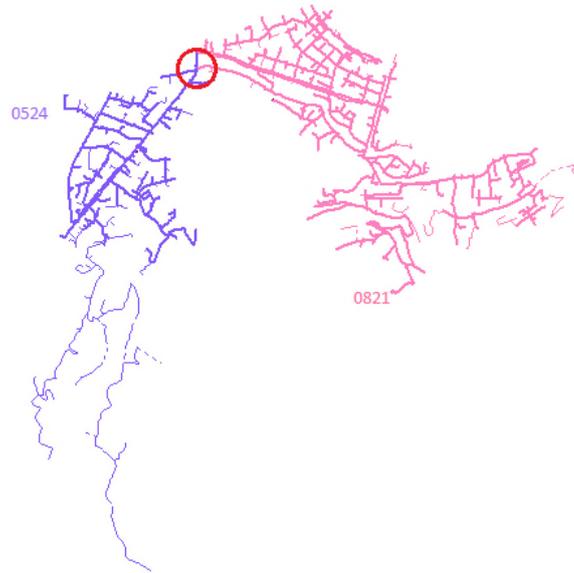


Figura 3.8: Caso 6: Transferencia 0821

cia es considerada como factible dado que se ajusta a las directrices establecidas por las protecciones eléctricas en términos de sobrecorriente, tanto en fase como en neutro, en relación a los interruptores y reconectores pertinentes. Es importante destacar que, adicionalmente, no se detectan caídas de tensión en el alimentador 0524 al cual se transfiere la carga. No obstante, a pesar de su viabilidad técnica, se ha decidido descartar esta acción de transferencia en favor de llevar a cabo la transferencia desde el alimentador 0822 al alimentador 0524, como parte de la estrategia operativa considerada.

3.1.2. Alimentador 0822

El alimentador 0822, cuya naturaleza se distingue primordialmente por presentar cargas residenciales, distribuidas en una configuración de topología tipo radial. Este alimentador se extiende a lo largo de una longitud aproximada de 38.81 kilómetros. El punto de inicio del alimentador 0822 se encuentra en la subestación 08 Turi, desde donde satisface las necesidades de suministro eléctrico de una porción de la parroquia Turi y la parroquia Yanuncay. Empieza su recorrido por diversas áreas urbanas, incluyendo la Avenida 12 de octubre, Avenida Isabel

Católica, Avenida Don Bosco. Entre las cargas más relevantes que satisface este alimentador, destacan la Universidad de Cuenca Campus Yanuncay, Mall del Río, Unidad Educativa Técnico Salesiano, Parque Tarqui-Guzho, entre otras. Durante el mes de junio, período en el cual se recopilaban los datos objeto de estudio, se registró una demanda máxima en el alimentador 0822 de 4.17 MW, mientras que la demanda mínima alcanzó 1.98 MW. Es importante mencionar que el alimentador alberga aproximadamente 6,939 abonados.



Figura 3.9: Alimentador 0822

A lo largo del alimentador 0822, se identifican tres posibles transferencias de carga hacia otros alimentadores. Estas transferencias potenciales son objeto de un análisis detallado que comprende un total de tres casos evaluados.

- **Caso 1**

En el alimentador 0822, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0821. Sin embargo, es importante destacar que este escenario específico no es objeto de un análisis detallado en esta instancia, dado que se corresponde con el denominado caso 1 del alimentador 0821.

- **Caso 2**

En el alimentador 0822, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia

el alimentador 0821. Sin embargo, es importante destacar que este escenario específico no es objeto de un análisis detallado en esta instancia, dado que se corresponde con el denominado caso 2 del alimentador 0822.

■ Caso 3

En el alimentador 0822, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0524. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia DON BOSCO/LOJA, identificado con el código 56689, que se encuentra ubicado en la intersección de las calles Avenida Don Bosco y Avenida Loja como se muestra en la figura 3.10.

La presente transferencia es factible conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede con los valores nominales de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los reconectores. Como consideración, se presentan caídas de tensión fuera de los límites permitidos.

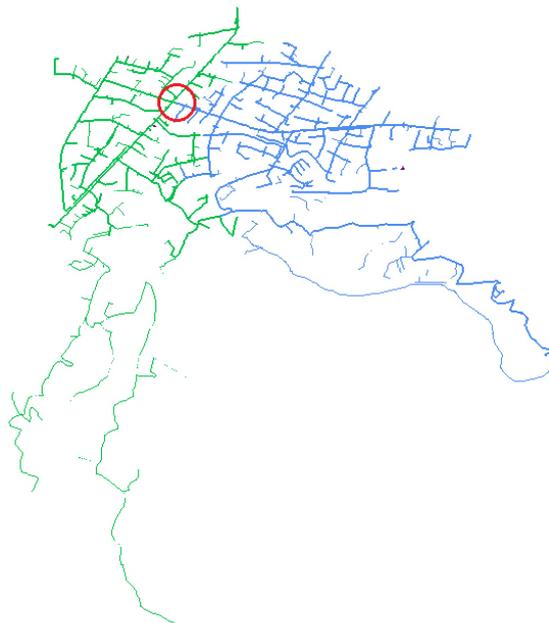


Figura 3.10: Caso 3: Transferencia 0822

3.1.3. Alimentador 0823

El alimentador 0823 es de carácter urbano rural, cuya naturaleza se distingue primordialmente por presentar cargas residenciales, distribuidas en una configuración de topología tipo radial. Este alimentador se extiende a lo largo de una longitud aproximada de 130.29 kilómetros. El

punto de inicio del alimentador 0823 se encuentra en la subestación 08 Turi, desde donde satisface las necesidades de suministro eléctrico de una porción significativa de Bella Vista. Empieza su recorrido por diversas áreas urbanas, incluyendo sectores de Bellavista, y se extiende por Trinidad, Ascensión, Punta Corral, El Verde, Totorillas hasta llegar a la parroquia de Tarqui. Durante el mes de junio, período en el cual se recopilaban los datos objeto de estudio, se registró una demanda máxima en el alimentador 0823 de 3.56 MW, mientras que la demanda mínima alcanzó 1.71 MW. Es importante mencionar que el alimentador alberga aproximadamente 4,049 abonados.

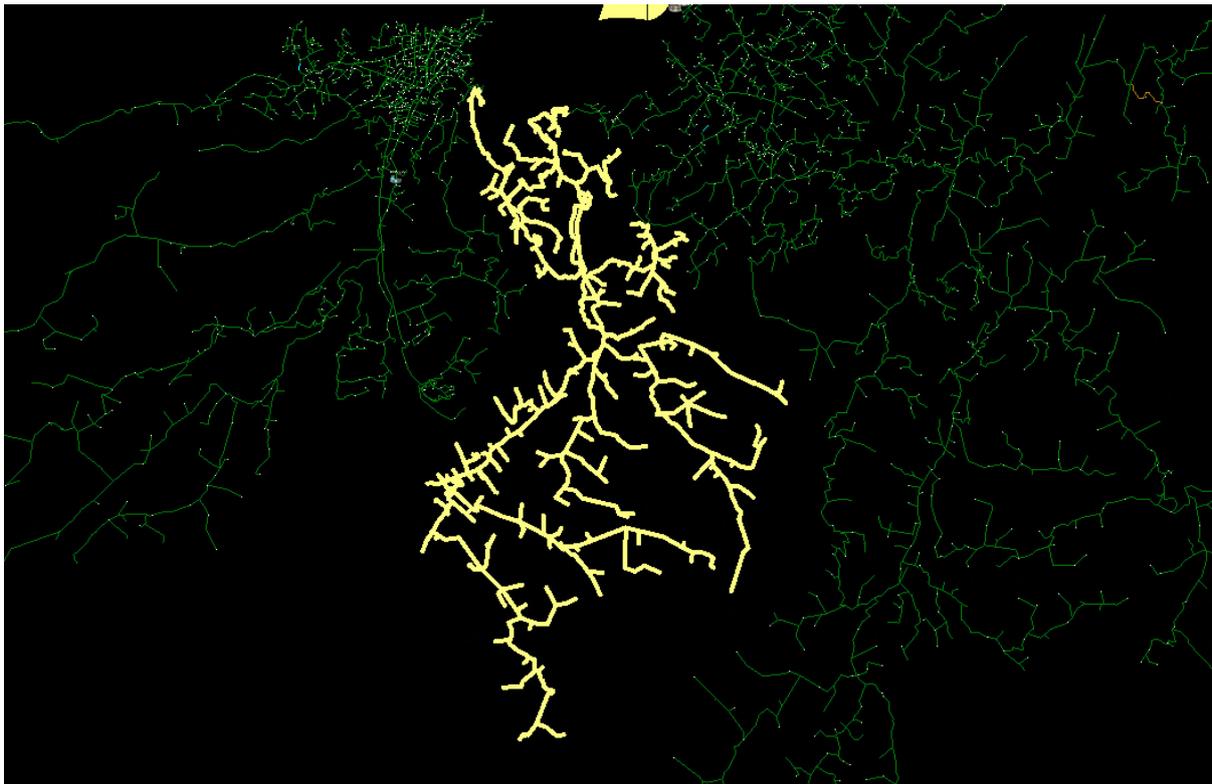


Figura 3.11: Alimentador 0823

■ Caso 1

En el alimentador 0823, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 1323. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia TARQUI 2, identificado con el código 56724, que se encuentra ubicado en la vía a Tarqui-Gullanzhapa- Turi como se muestra en la figura 3.12.

La presente transferencia es factible y conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede con los valores nominales de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los re conectadores. Como consideración, se presentan caídas de tensión en diferentes puntos del alimenta-

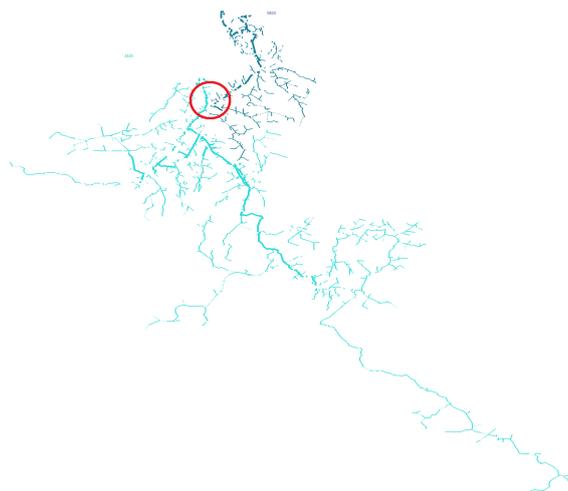


Figura 3.12: Caso 1: Transferencia 0823

dor transferido en máxima demanda.

3.1.4. Alimentador 0824

El alimentador 0824, cuya naturaleza se distingue primordialmente por presentar cargas residenciales, distribuidas en una configuración de topología radial. Este alimentador se extiende a través de una longitud aproximada de 67.54 kilómetros. El punto de inicio del alimentador 0824 se encuentra en la subestación 08 Turi, desde donde satisface las necesidades de suministro eléctrico de una porción significativa de la parroquia Turi y Valle. Empieza su recorrido por diversas áreas urbanas y rurales, incluyendo San Antonio de Gapal, el Valle, San Miguel, San José y Chilcapamba. Durante el mes de junio, período en el cual se recopilaban los datos objeto de estudio, se registró una demanda máxima en el alimentador 0824 de 2.086 MW, mientras que la demanda mínima alcanzó 0.966 MW.

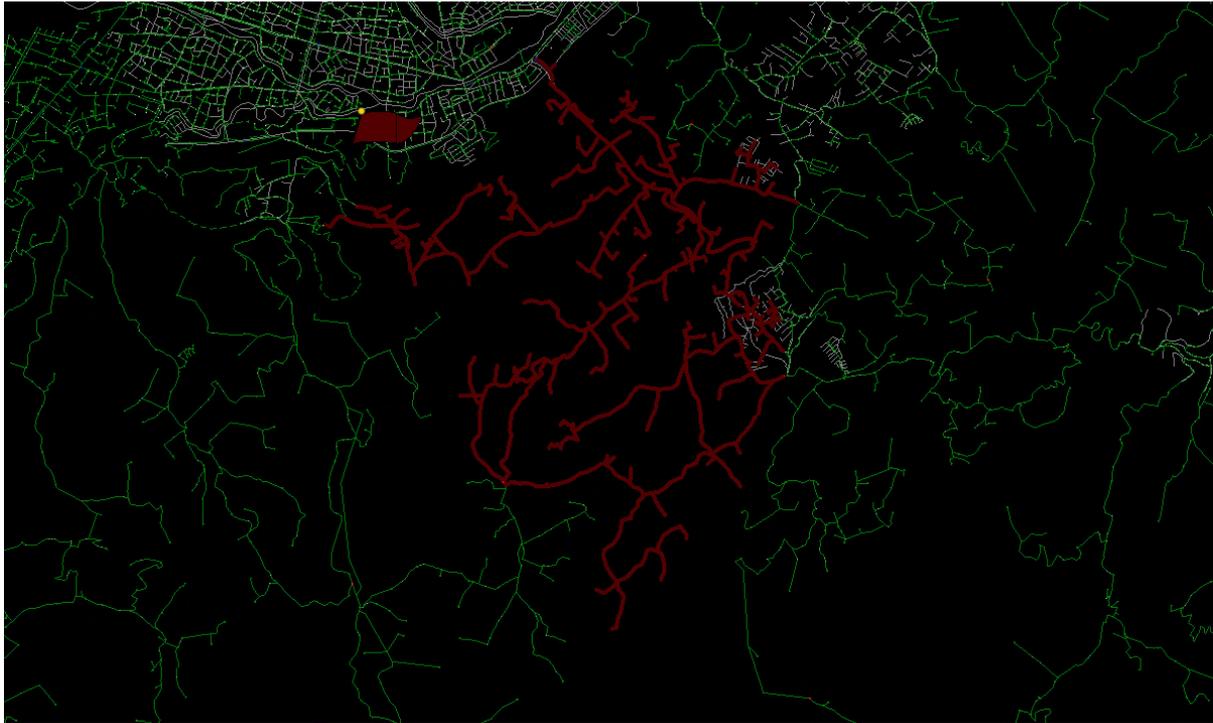


Figura 3.13: Alimentador 0824

■ Caso 1

En el alimentador 0824, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0323. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia GARAICOA, identificado con el código 15794, que se encuentra ubicado en la vía el Valle como se muestra en la figura 3.14. La presente transferencia es factible y

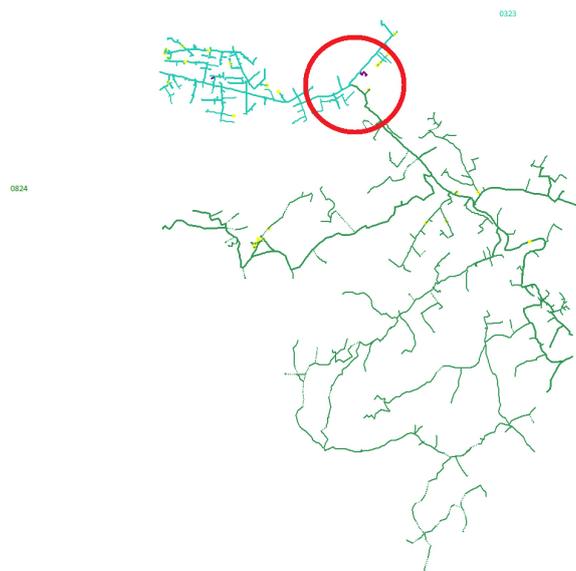


Figura 3.14: Caso 1: Transferencia 0824

conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede con los valores nominales

de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los reconectores. Además, no presenta caídas de tensión en el alimentador transferido, no obstante, este caso es destacado debido a que el alimentador 0323 ya es considerada para transferir al alimentador 0821.

■ Caso 2

En el alimentador 0824, existe la posibilidad de ejecutar una transferencia de carga hacia el alimentador 0321. Este proceso se lleva a cabo a través del reconector de transferencia CENSO 2, identificado con el código 43843, que se encuentra ubicado en la calle aledaña vía el Valle como se muestra en la figura 3.15.

La presente transferencia es factible y conforme a los parámetros establecidos, dado que no excede con los valores nominales de sobrecorriente en fase y neutro en los dispositivos de protección eléctrica, tanto en los interruptores como en los reconectores. Como consideración, se presentan caídas de tensión en diferentes puntos del alimentador transferido.

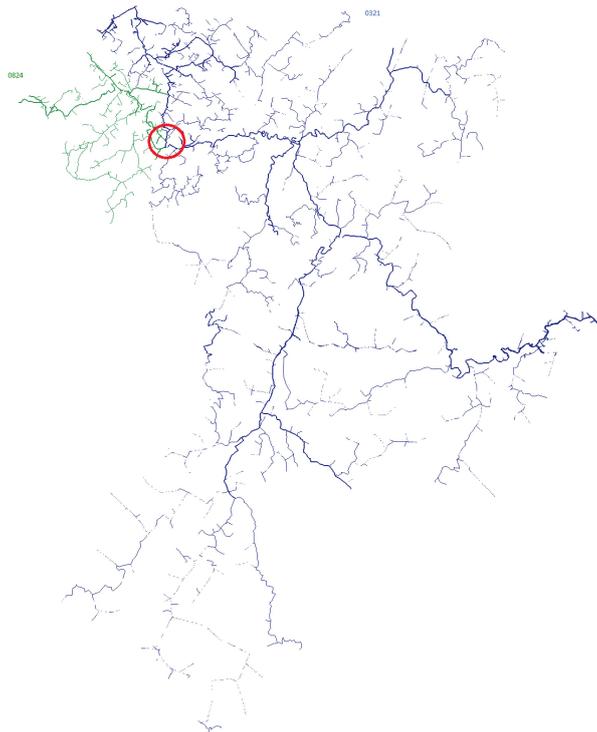


Figura 3.15: Caso 2: Transferencia 0824

3.2. Alimentadores Transferidos en el Área de Estudio

Dentro del análisis de contingencias en sistemas eléctricos, es imperativo llevar a cabo la transferencia de la carga desde un alimentador hacia otro que se encuentre en proximidad. La finalidad de esta acción radica en asegurar la continuidad del servicio eléctrico hacia diversos usuarios conectados a la subestación de interés para el análisis (subestación 08). Con miras a mantener la continuidad de servicio en el suministro eléctrico en la mencionada subestación, se ha procedido a seleccionar un conjunto de cuatro alimentadores con conexión a los alimentadores 0821, 0822, 0823 y 0824; los cuales asumirán la responsabilidad de recibir la carga previamente suministrada por estos. Las maniobras y estrategias detalladas para llevar a cabo esta transferencia de carga se describirán en las secciones subsiguientes.

3.2.1. Alimentador 0321

El Alimentador 0321 forma parte de la subestación 03 Monay, con una trayectoria que empieza hacia la Av. 24 de Mayo y continua por la Vía Monay-Baguanchi-Paccha. Este alimentador cubre la demanda de las parroquias Paccha, El Valle, Zhimad, Santa Ana, Quingeo y San Bartolomé. Algunas de las cargas más relevantes a lo largo del tramo son: Hospital del IESS, Cerámica Andina, Hospital del Río, Fábrica ARELDI Cuenca, y Planta de Biogás en Pichacay. Su demanda máxima en un día típico llega a 4,01 MW, mientras que su demanda mínima es de 0,99 MW. Cuenta con interconexión con los alimentadores 0323, 0322, 0722, 0824, 1521. La topología del alimentador 0321 se extiende una longitud de 414 km como se muestra en la figura 3.16 y abarca alrededor de 17.210 abonados.

3.2.2. Alimentador 0323

El alimentador 0323 también empieza en la subestación 03 Monay, cubre la demanda de una parte de la parroquia Huayna Capac. Empieza su recorrido por la Av. Max Uhle, Av 24 de Mayo continuando en la AV. Fray Vicente Solano. Algunas de las cargas mas importantes son: el Sistema Integrado de Seguridad ECU 911, Parque El Paraíso, Etapa Gapal. Su demanda máxima en un día típico alcanza los 2,47 MW y su demanda mínima es de 1,19 MW. Tiene la posibilidad de interconexión con los alimentadores 0325, 0824 y 0821. La topología del alimentador 0323 tiene una longitud de 18 km como se muestra en la figura 3.17 y abarca un total de 5,513 abonados.

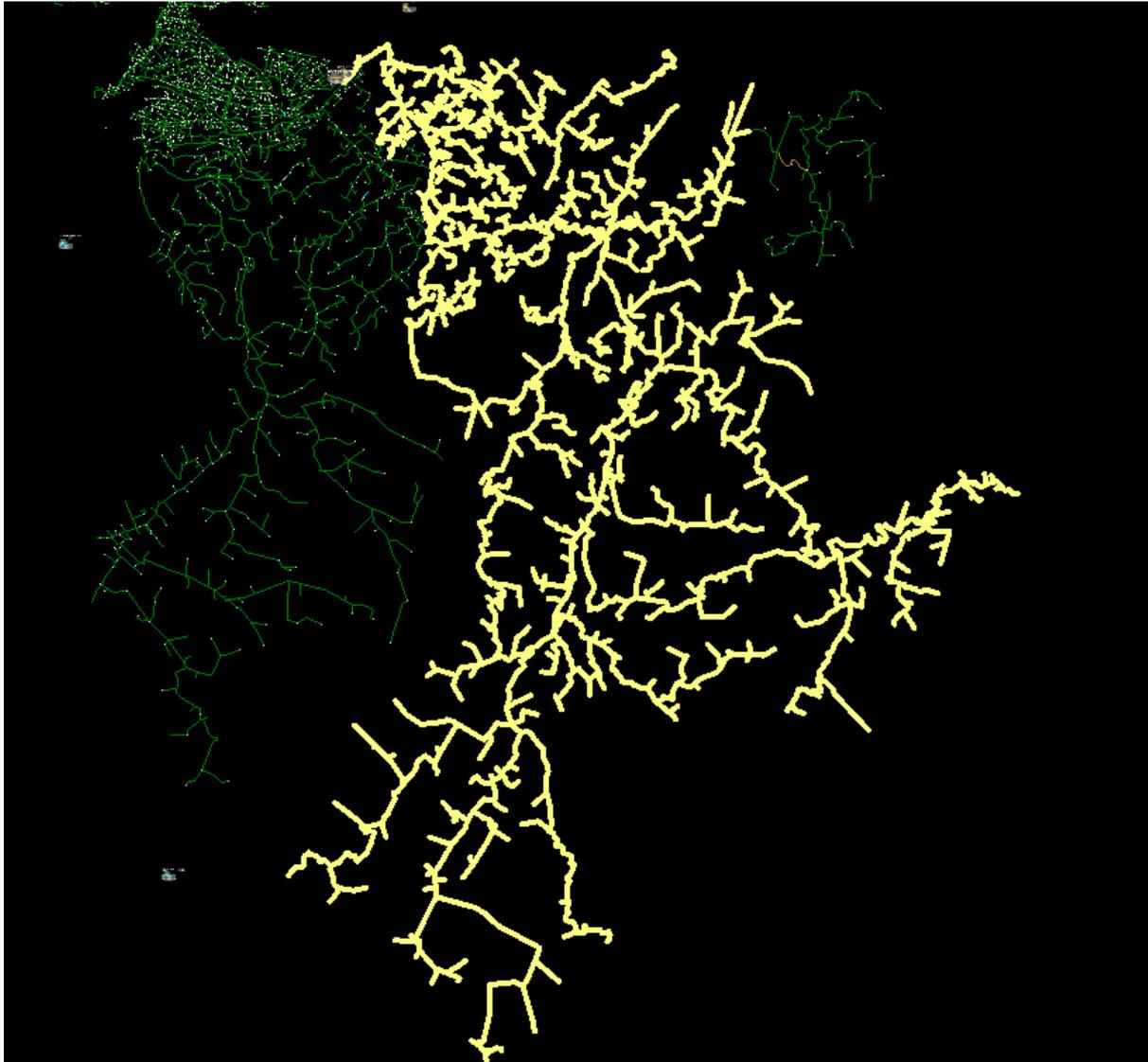


Figura 3.16: Alimentador 0321

3.2.3. Alimentador 0524

El alimentador 0524 empieza en la subestación 05 El Arenal, el alimentador comienza el recorrido por la calle Manuel Arturo Cisneros para interceptar en la Av. de las Américas y continuar por la Av. Don Bosco hasta la Av. Remigio Crespo. Algunas de las cargas más importantes son: Coral Centro, El Tiempo, Colegio La Salle, Colegio Miguel Merchán. Este alimentador tiene una configuración radial con una longitud de 35 km. Su demanda máxima en un día típico alcanza los 7,17 MW y su demanda mínima es de 3,34 MW. Tiene capacidad de interconexión con el alimentadores 0824. El recorrido del alimentador se indica en la figura 3.18. Tiene cerca de 7,000 abonados.

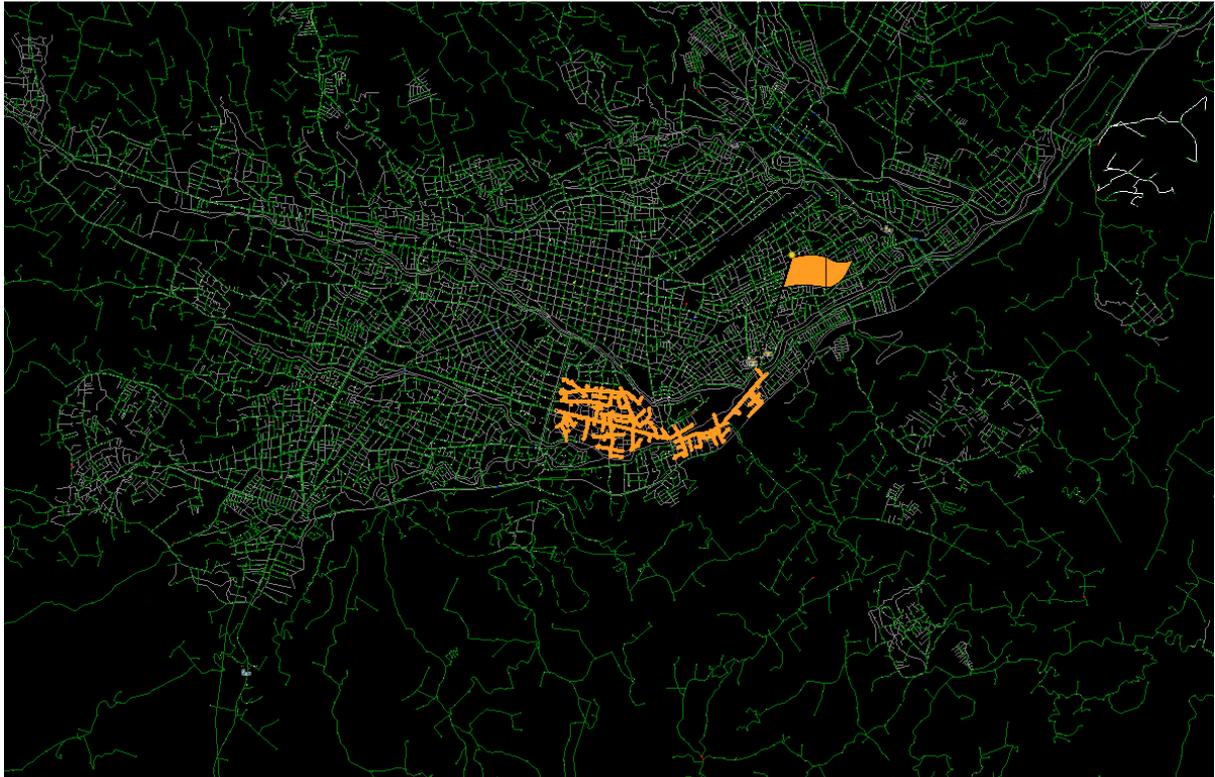


Figura 3.17: Alimentador 0323



Figura 3.18: Alimentador 0524

3.2.4. Alimentador 1323

El alimentador 1323 pertenece a la subestación 13 Chaullayacu ubicado en la parroquia Zhucay. Este alimentador cubre zonas rurales como Victoria del Portete, Cumbe, Zhucay, Descanso de Sucre, San Pedro de Arrayan, Perroloma, entre otras. Tiene una longitud de 436 km en configuración radial. Su demanda máxima un día típico alcanza un valor de 2,23 MW, mientras que su demanda mínima alcanza un 0,539 MW. Tiene posibilidad de interconexión con el alimentador 0823. El recorrido del alimentador se indica en la figura 3.19 se muestra la topología del alimentador y abarca un total de 8,994 abonados.

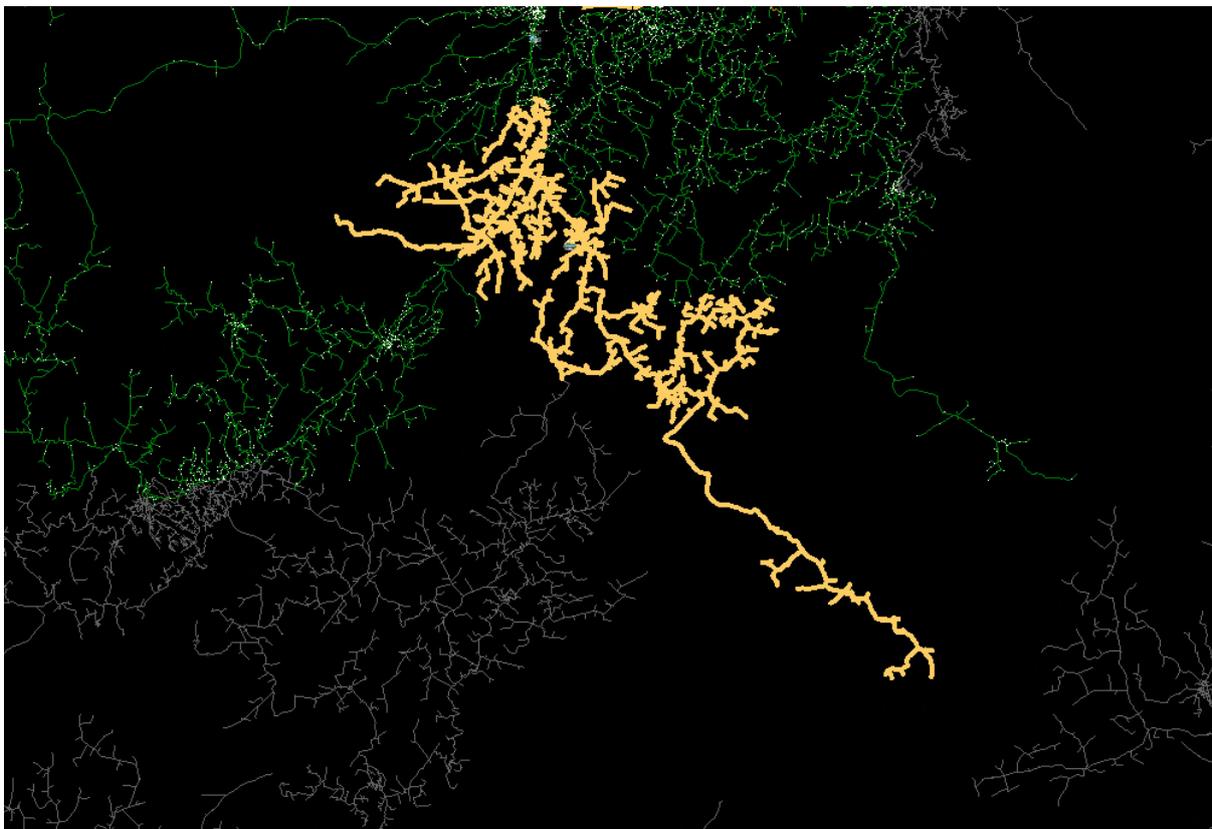


Figura 3.19: Alimentador 1323

3.3. Escenario Propuesto

El área de concesión del sistema eléctrico de potencia de la empresa Eléctrica Regional Centro-Sur abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. En este contexto, resulta pertinente resaltar la existencia de líneas de transmisión bajo la jurisdicción de CELEC-EP, específicamente dentro de su unidad de negocio TRANSELECTRIC, las cuales convergen en la subestación Cuenca y operan a un nivel de voltaje de 138 kV. Estas líneas de transmisión

tienen su origen en la central hidroeléctrica Paute y tienen como finalidad suministrar energía eléctrica a la subestación Cuenca, entre otras.

En el marco de la provisión de suministro eléctrico a la ciudad de Cuenca, se dispone de un transformador de potencia ubicado dentro de la subestación Cuenca, encargado de reducir el nivel de tensión de 138 kV a 69 kV, para su posterior distribución hacia la ciudad mediante un sistema de subtransmisión.

Adicionalmente, cabe destacar que la ciudad de Cuenca también recibe su abastecimiento eléctrico a partir de una fuente adicional proveniente de la subestación Sinicay. Esta fuente de energía eléctrica es alimentada mediante una línea de transmisión que opera a un voltaje de 230 kV y se origina en la subestación Zhoray. Posteriormente, con el propósito de adecuarla para su distribución en la ciudad, se procede a reducir su nivel de tensión eléctrica a 69 kV en el ámbito de la subtransmisión.

Dentro del sistema de subtransmisión que provee de energía a la ciudad de Cuenca, se encuentran ubicadas diversas centrales de generación, entre las que destacan las centrales de Coazucar, Ocaña, Alazán, Saucay y Saymirin. Estas centrales contribuyen al aporte de energía al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). Sin embargo, es importante tener en cuenta que, debido al crecimiento de la demanda eléctrica y la puesta en operación de nuevas centrales generadoras, existe la posibilidad de que algunas de las líneas de subtransmisión alcancen sus límites de capacidad, lo que podría ocasionar problemas de confiabilidad en el suministro eléctrico.

La topología de la red eléctrica mencionada se encuentra representada de manera gráfica en la figura 3.20.

En el oficio Nro. CELEC-EP-2021-0038-OFI del 8 de enero del 2021, Transelectric informa a Centrosur que: debido a las limitaciones en la capacidad de los equipos de patio en el nuevo transformador de la S/E Cuenca de 150 MVA, no se puede operar a una potencia mayor superior a 100 MVA. Por este motivo, en el oficio Nro. CENACE-CENACE-2022-0858-O se indica que la operación en anillo de CENTROSUR limita la capacidad de generación de la Central Delsitanisagua, y la posterior generación que tendrán las nuevas centrales de generación de Minas de Huascachaca y Sabanilla, por lo que es necesario analizar el sistema de subtransmisión tras el impacto de la apertura del anillo para evacuar la generación de las tres centrales anteriormente mencionadas.

De acuerdo al análisis realizado por la Centrosur mediante el software PowerFactory, se de-

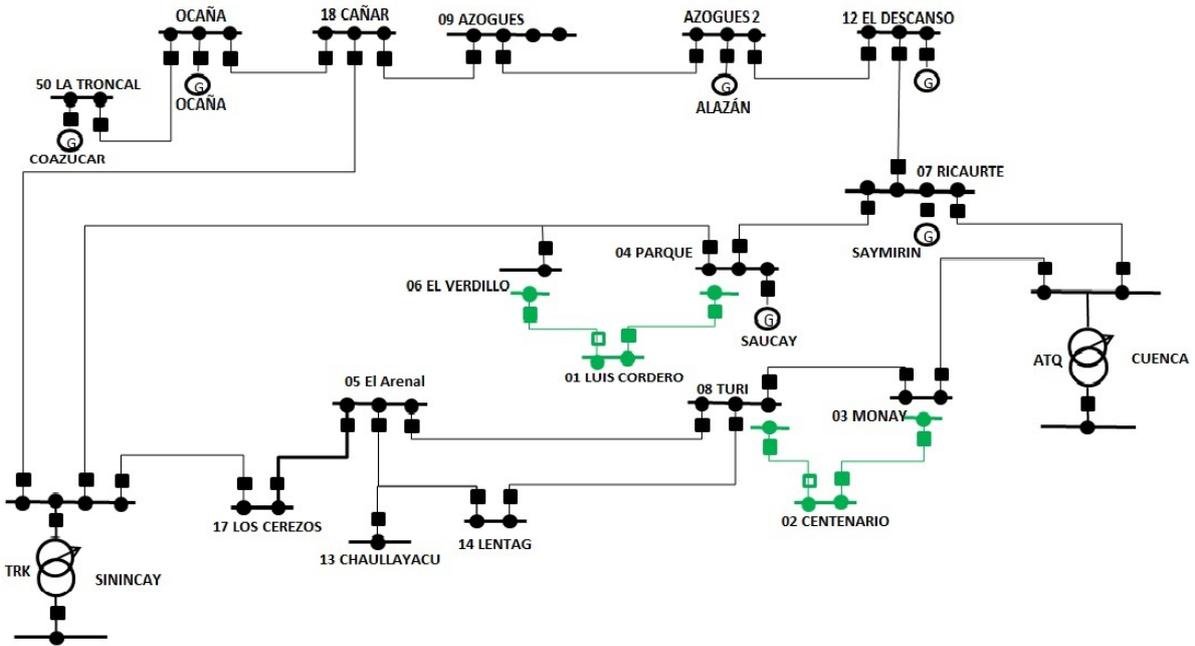


Figura 3.20: Sistema de subtransmisión Centrosur

terminó que la mejor alternativa para abrir el anillo es a partir de siguiente configuración:

- Línea S/E Cuenca -S/E 07 Ricaurte abierta en la S/E 07.
- Línea S/E 05 El Arenal – S/E 08 Turi abierta en la S/E 08.

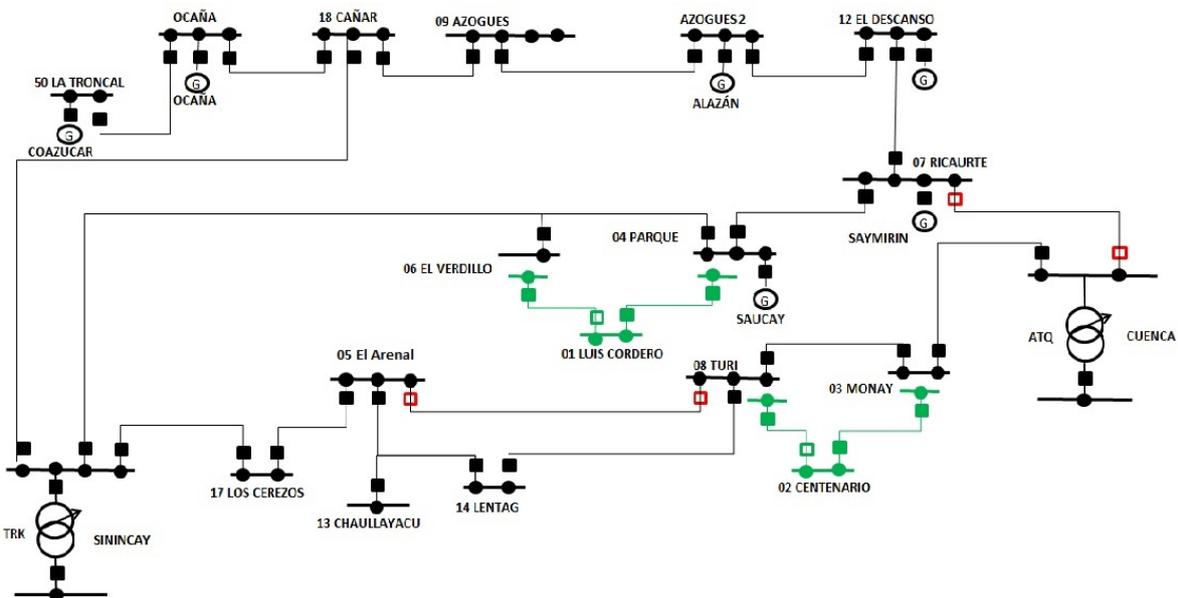


Figura 3.21: Configuración del sistema a partir de la apertura del anillo en el sistema de sub-transmisión Centrosur

3.3.1. Periodo de Análisis

Con el propósito de llevar a cabo un análisis riguroso de las contingencias en el sistema eléctrico de la subestación 08, tanto en la contingencia N-1 como en la contingencia N-2, se opta por la selección del período más crítico, el cual se caracteriza por presentar la máxima demanda de carga. En consecuencia, se ha establecido que la hora de análisis, tal y como se ilustra en la figura 3.22 de un día típico, corresponde a las 19:30 horas. Esta elección se fundamenta en la necesidad de evaluar el sistema en su estado más crítico y representativo, donde la carga es máxima y las condiciones operativas son más rigurosas.

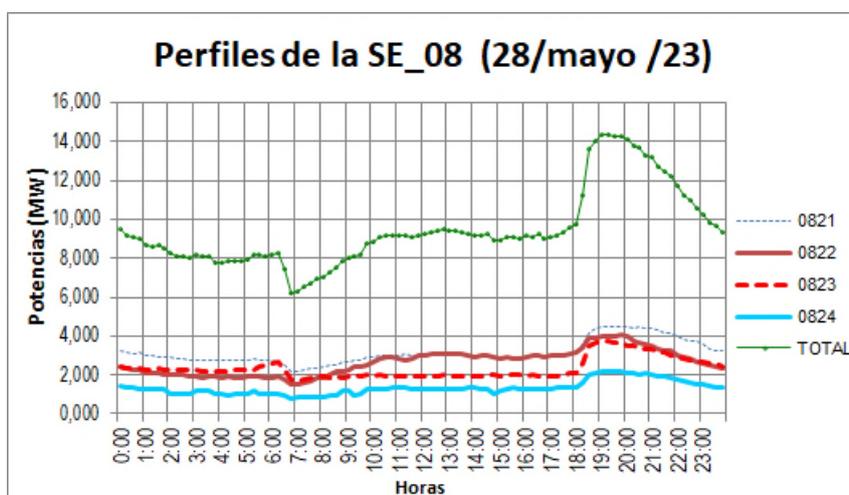


Figura 3.22: Perfil de Carga de la Subestación 08 en un día típico

3.4. Contingencias N-1: Salida de la líneas de Subtransmisión S/E 05 El Arenal - S/E 08 Turi y S/E Cuenca - S/E 07 Ricaurte

El análisis de la contingencia N-1 implica la evaluación de la operación del sistema eléctrico en una situación en la que una falla o contingencia específica ha ocurrido, en este caso, la contingencia N-1 hace referencia a la salida de las líneas de subtransmisión que conectan la subestación eléctrica 05 El Arenal con la subestación 08 Turi y la línea que conecta la subestación Cuenca con la subestación 07. Esta evaluación se lleva a cabo para determinar cómo el sistema eléctrico responde a esta contingencia.

Como parte de este análisis, se establece como caso de estudio las potencias de generación establecidas por las centrales de generación Huaschachaca, Delsintanisagua y Sabanilla. Estos datos específicos se detallan en las tablas de referencia 3.2 y 3.3. En estas mismas tablas, también se realiza una comparación de la cargabilidad del transformador y las líneas de sub-

transmisión que conectan a la subestación Cuenca y subestación Sinincay después de que se ha producido la apertura del anillo en el sistema eléctrico. Esta comparación es esencial para evaluar la capacidad de transferencia de energía de la subestación 08.

En la tabla 3.1, se presentan los valores nominales de las centrales de generación. Sin embargo, es importante señalar que en este estudio se considera la potencia de generación promedio simulada.

Tabla 3.1: Valores Nominales De Las Centrales de Generación

Central	P nominal(MW)	P Simulada(MW)	%De Generación
C.Huascachaca	50	30	60
C.Delsitanisagua	181	96	53
C.Sabanilla	30	30	100

Adicionalmente, en el anexo A.1, se presenta una simulación realizada en PowerFactory que representa el estado del sistema en condiciones normales, es decir, el caso base. Por otro lado, en el anexo A.2, se muestra una simulación que representa el sistema eléctrico bajo la contingencia N-1, proporcionando una visión más clara de cómo se comporta el sistema en esta situación.

Tabla 3.2: Cargabilidad de líneas de subtransmisión y transformadores, Caso base

Generación centrales [MW]			
Huascachaca		30	
Delsitanisagua		96	
Sabanilla		30	
Cargabilidad S/E Cuenca – S/E 03		Cargabilidad S/E Cuenca – S/E 07	
[MW]	[%]	[MW]	[%]
67,48	83,79	43,95	54,54
Cargabilidad S/E Cuenca		Cargabilidad S/E Sinincay	

[MW]	[%]	[MW]	[%]
111,94	112,12	28,66	21,45

Tabla 3.3: Cargabilidad de líneas de subtransmisión y transformadores, Caso contingencia N-1

Generación centrales [MW]			
Huascachaca		30	
Delsitanisagua		96	
Sabanilla		30	
Cargabilidad S/E Cuenca – S/E 03		Cargabilidad S/E Cuenca – S/E 07	
[MW]	[%]	[MW]	[%]
59,04	73,00	-	-
Cargabilidad S/E Cuenca		Cargabilidad S/E Sinincay	
[MW]	[%]	[MW]	[%]
59,19	58,41	82,53	53,70

Como se puede ver en la tabla 3.3, la salida de las líneas de subtransmisión disminuye la cargabilidad de las líneas de transmisión y los transformadores, lo cual cumple el objetivo del análisis realizado por Centrosur.

En la tabla 3.4, se presentan los valores nominales de las líneas de subtransmisión que abastecen a la subestación 08.

Tabla 3.4: Valores nominales de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi

Línea de ST	Capacidad Transporte(MVA)	Longitud(km)	Calibre
S/E 08-S/E 03	96	4,512	750 MCM
S/E 08-S/E 05	77	5,134	477MCM

S/E 08-S/E 14	96	45,67	750 MCM
---------------	----	-------	---------

En el caso de la S/E 08, los datos para el caso base y el caso de contingencia N-1 se muestran en las tablas 3.5, 3.6, 3.7 y 3.8.

Tabla 3.5: Estado de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi, caso base

Línea de ST	P [MW]	Q [MVAR]	Cargabilidad [%]
S/E 08 - S/E 03	-43,88	-5,44	55,37
S/E 08 - S/E 05	23,22	1,79	29,16
S/E 08 - S/E 14	8,32	1,95	10,23

Tabla 3.6: Transformador de la S/E 08 Turi, caso base

Transformador S/E 08 Turi	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	Cargabilidad [%]
Primario (69 kV)	12,35	1,70	12,46	52,06
Secundario (22 kV)	-12,32	-1,00	12,36	52,06

Tabla 3.7: Estado de las líneas de subtransmisión de la S/E 08 Turi, caso contingencia N-1

Línea de ST	P [MW]	Q [MVAR]	Cargabilidad [%]
S/E 08 - S/E 03	-37,14	-2,16	46,15
S/E 08 - S/E 05	-	-	-
S/E 08 - S/E 14	24,79	0,47	28,70

Tabla 3.8: Transformador de la S/E 08 Turi, caso contingencia N-1

Transformador S/E 08 Turi	P [MW]	Q [MVAR]	S [MVA]	Cargabilidad [%]
Primario (69 kV)	12,35	1,69	12,46	51,57
Secundario (22 kV)	-12,32	-1,00	12,36	51,57

3.5. Simulación en Contingencias N-2

Considerando la salida de la línea de subtransmisión S/E 05 El Arenal - S/E 08 Turi y la salida de la línea S/E Cuenca - S/E 07 Ricaurte, el análisis de la contingencias N-2 agrega la posibilidad de la desconexión del transformador de la S/E 08 Turi. Como resultado de esta consideración, se plantea la necesidad imperativa de llevar a cabo transferencias de carga de los alimentadores de la subestación 08 con el fin de garantizar la continuidad y estabilidad del suministro eléctrico.

La selección óptima del alimentador transferido se basa en los criterios:

- El proceso de transferencia de carga, se impone como requisito primordial que no se exceda la capacidad de sobrecorriente establecida para los dispositivos de protección eléctrica tanto en interruptores como reconectores. Este requerimiento aplica tanto a la corriente en fase como en neutro.
- Las caídas de tensión del alimentador transferido no deben superar el 6 %.

A continuación, se analiza las posibles transferencias que se pueden dar en cada uno de los alimentadores de la S/E 08.

3.5.1. Escenario 1: Transferencia de carga de alimentador 0821-0323

Con el análisis de los casos de transferencia planteados para el alimentador 0821, se determina que el caso más óptimo es la transferencia 0821-0323 (Caso 4). Para lo cual, en la tabla 3.9 se indican los equipos, tanto interruptores como reconectores, que intervienen en la transferencia. De forma complementaria en la figura 3.23 se observa el diagrama unifilar de las protección involucradas en la transferencia.

Tabla 3.9: Equipos involucrados en la transferencia 0821- 0323

ALIM	NOMBRE	Código Pues- to	Código Scada	Tipo	PickUp(A) Sobre- corriente Fase/Tie- rra	Potencia Pro- tecc(KW)
0821	-	32906	52F11	Interruptor	300/90	11203

0821	24 DE MA-YO	56690	R3I016	Rec. Protección	300/ 90	11203
0823	GAPAL	56689	R3T034	Rec. Maniobra	300/90	11203
0323	-	323	52F13	Interruptor	300/90	11203

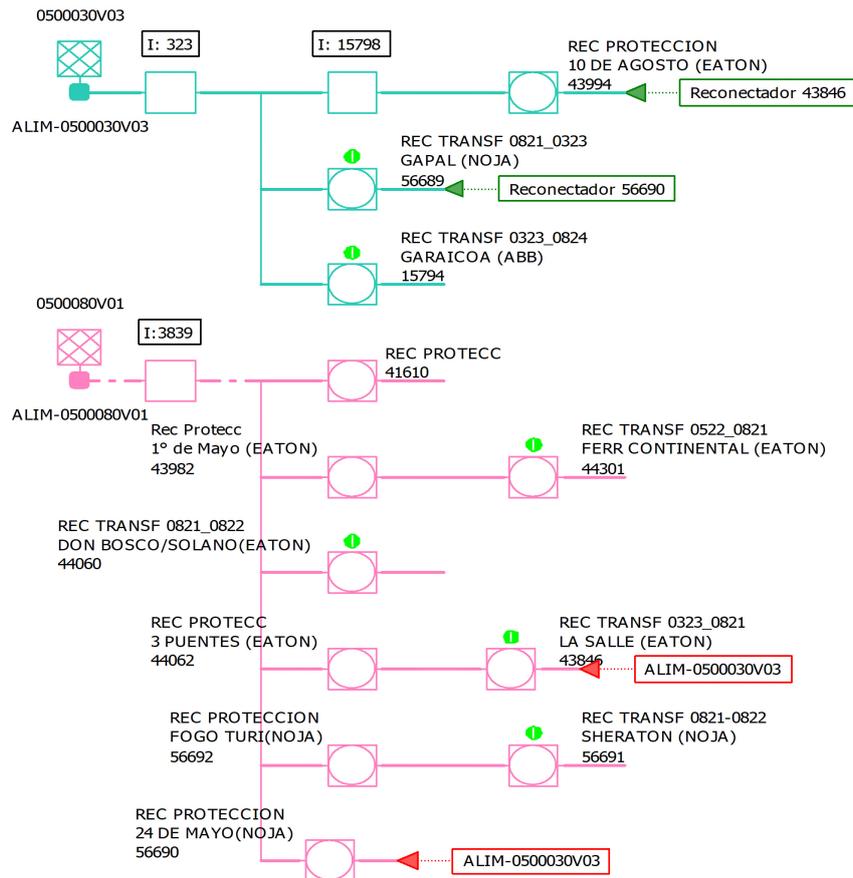


Figura 3.23: Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0821-0323

Adicionalmente, en la tabla 3.10 se observa el análisis de los alimentadores pre-transferencia y post-transferencia. Cabe mencionar que los resultados de la tabla 3.10 son obtenidos en base a las simulaciones de Cymdist para su análisis.

Tabla 3.10: Análisis de transferencia 0821-0323

Variable	0821	0323	0323:Transferencia del 0821 al 0323	%Con respecto a la protección
VLL (kVLL)	22,03	22,09	22,09	-
S Aparente(kVA)	5206,79	2868,79	8086,85	71
P Activa(kW)	5205,67	2864,6	8080,11	72
Pérdidas (kW)	159,33	78,33	285,32	-
Corriente Fase (A)	137,67	80,91	218,47	73
Corriente neutro(A)	2,52	9,6	11,62	13

Es importante destacar que en situaciones de demanda máxima, la subestación 03, en conjunto con el alimentador 0821 transferido al alimentador 0323 , exhibe una potencia aproximada de 22,4 MVA. Esto implica que no se presentan complicaciones relacionadas con la sobrecarga de los transformadores de potencia, dado que los dos transformadores de la subestación 03 poseen una capacidad nominal de 24/32 MVA cada uno. La evaluación de la caída de tensión durante la transferencia de energía se presenta en la figura 3.24, en la cual no se observan áreas con una caída de tensión que supera el umbral del 6 %.

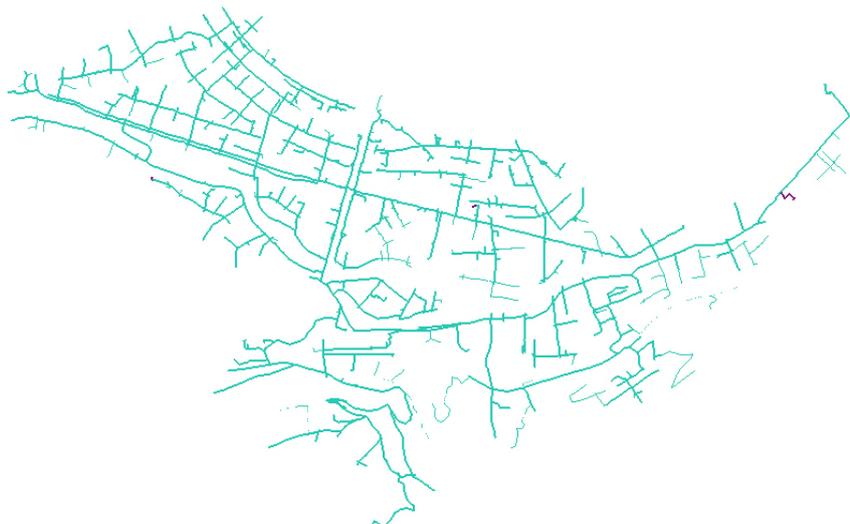


Figura 3.24: Caída de tensión transferencia 0821-0323

3.5.2. Escenario 2: Transferencia de carga de alimentador 0822-0524

Con el análisis de los casos de transferencia planteados para el alimentador 0822, se determina que el caso más óptimo es la transferencia 0822-0524 (Caso 3). Para lo cual, en la tabla 3.11 se muestran los equipos tanto interruptores como reconectores que intervienen en la transferencia. De forma complementaria en la figura 3.25 se observa el diagrama unifilar de las protecciones involucradas en la transferencia.

Tabla 3.11: Equipos involucrados en la transferencia 0822- 0524

ALIM	NOMBRE	Código Puesto	Código Scada	Tipo	PickUp(A) Sobre-corriente Fase/Tierra	Potencia Protec(KW)
0822	-	32907	52F12	Interruptor	300/90	11203
0822	DOCE DE OCTUBRE (1)	44017	R3I021	Rec. Protección	300/90	11203
0524	Av. LOJA	44086	R3T042	Rec. Maniobra	320/Deshabl.	11950

0524	SUPER STOCK	43979	R3I041	Rec. Protección	300/90	1120
0524	-	15679	52F24	Interruptor	300/90	11203

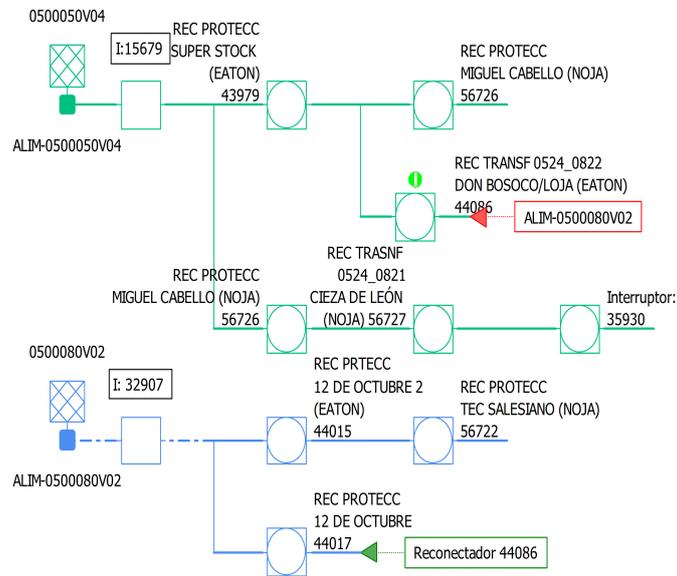


Figura 3.25: Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0822-0524

Adicionalmente, en la tabla 3.12 se observa el análisis de los alimentadores pre-transferencia y post-transferencia. Cabe mencionar que los resultados de la tabla 3.12 son obtenidos en base a las simulaciones de Cymdist para su análisis.

Tabla 3.12: Análisis de Transferencia 0822-0524

Variable	0822	0524	0524:Transferencia del 0822 al 0524	%Con respecto a la protección
VLL (kVLL)	22,03	21,14	21,14	-
S Aparente(kVA)	4420,23	3935,38	8174,72	72
P Activa(kW)	4388,56	3866,55	8065,08	72
Pérdidas (kW)	127,12	79,48	241,52	-
Corriente Fase (A)	117,28	120,34	237,49	79
Corriente neutro(A)	7,04	19,79	25,19	28

En relación con lo presentado es importante destacar que en demanda máxima, la subestación 05, en conjunto con el alimentador 0822 transferido al alimentador 0524, exhibe una potencia aproximada de 30,4 MVA. Esto implica que no se presentan complicaciones relacionadas con la sobrecarga de los transformadores de potencia dado que los dos transformadores de la subestación 05 poseen una capacidad nominal de 24/32 MVA cada uno. Finalmente, se determina que en máxima demanda existen segmentos de la red eléctrica con caídas de tensión representativas como se evidencia en la figura 3.26. Es importante destacar que el tramo que exhibe la caída de tensión más significativa corresponde al segmento de 2713 MTA. Este segmento presenta una caída de tensión del 6,142 % ubicando a una distancia de 5,4 kilómetros desde el punto de origen del alimentador.

Con el objetivo de subsanar las caídas de tensión, se opta por realizar transferencias parciales de carga hacia el alimentador transferido 0821-0323, entre los reconectores 12 DE OCTUBRE (2) y el reconector DON BOSCO SOLANO, para el cual se realiza la transferencia parcial de carga abriendo el reconector 12 DE OCTUBRE y cerrando el reconector DON BOSCO SOLANO.



Figura 3.26: Caída de tensión transferencia 0822-0524



Figura 3.27: Transferencia parcial para subsanar las caídas de tensión en la transferencia 0822-0524

3.5.3. Escenario 3: Transferencia de carga de alimentador 0823-1323

Con la misma metodología, se determinó el caso más óptimo para el alimentador 0823 considerando la contingencia N-2. En este caso se consideró como único caso posible de transferencia al alimentador 1323 (Caso1). En la tabla 3.13 se indican los equipos tanto interruptores como

reconectores que intervienen en la transferencia. De forma complementaria, en la figura 3.28 se observa el diagrama unifilar de las protección involucradas en la transferencia.

Tabla 3.13: Equipos involucrados en la transferencia 0823-1323

ALIM	NOMBRE	Código Pues- to	Código Scada	Tipo	PickUp(A) Sobre- corriente Fase/Tie- rra	Potencia Pro- tecc(KW)
0823	-	56087	52F13	Interruptor	300/90	11203
0823	GULLAN- ZHAPA	56693	R3I032	Rec Protección	290/80	10829
0823	TARQUI 2	56724	R3T033	Rec. Maniobra	300/90	11203
1323	TARQUI	33327	R3I011	Rec. Protección	234/66	8738
1323	-	32908	52F13	Interruptor	300/90	11203

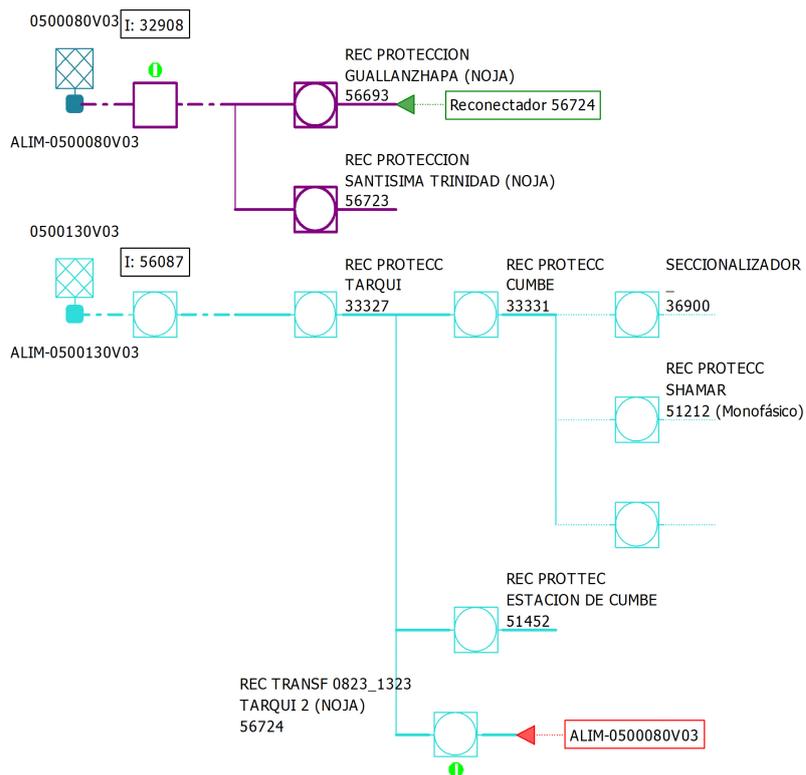


Figura 3.28: Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0823-1323

Adicionalmente, en la tabla 3.14 se observa el análisis de los alimentadores pre-transferencia y post-transferencia. Cabe mencionar que los resultados de la tabla 3.14 son obtenidos en base a las simulaciones de Cymdist para su análisis.

Tabla 3.14: Análisis de Transferencia 0823-1323

Variable	0823	1323	1323:Transferencia del 0823 al 1323	%Con respecto a la protección
VLL (kVLL)	22,03	21,47	21,47	-
S Aparente(kVA)	1360,75	2372,63	3674	32
P Activa(kW)	1353,48	2337,89	3629,18	32
Pérdidas (kW)	49,65	123,32	197	-
Corriente FaseA (A)	37,81	63,74	100,81	34
Corriente neutro(A)	6,3	2,4	5,3	6

En relación con lo presentado es importante destacar que, en demanda máxima, la subestación 13, en conjunto con el alimentador 0823 transferido al alimentador 1323, exhibe una potencia aproximada de 4.3 MVA. Esto implica que no se presentan complicaciones relacionadas con la sobrecarga del transformador de potencia, dado que el transformador de la subestación 13 está diseñado para soportar una capacidad nominal de 24/32MVA.

Finalmente, se determina que en máxima demanda existen segmentos de la red eléctrica con caídas de tensión representativas como se evidencia en la figura 3.29. Es importante destacar que el tramo que exhibe la caída de tensión más significativa corresponde al segmento 16694 MTA. Este segmento presenta una caída de tensión del 7.321 % ubicando a una distancia de 45.8 kilómetros desde el punto de origen del alimentador.

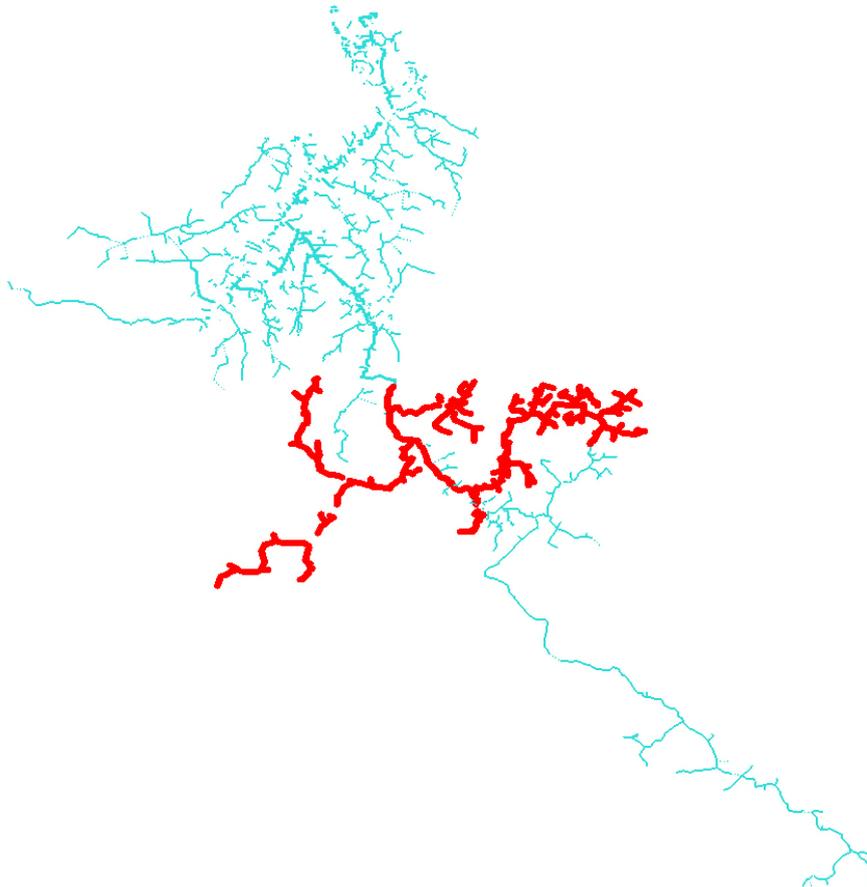


Figura 3.29: Caída de tensión transferencia 0823-1323

3.5.4. Escenario 4: Transferencia de carga de alimentador 0824-0321

Con el análisis de los casos de transferencia planteados para el alimentador 0824, se determina que el caso más óptimo es la transferencia 0824-0321 (Caso 2). En este caso en la tabla 3.15 se muestran los equipos tanto interruptores como reconectores que intervienen en la transferencia. De forma complementaria en la figura 3.30 se observa el diagrama unifilar de las protecciones involucradas en la transferencia.

Tabla 3.15: Equipos involucrados en la transferencia 0824- 0321

ALIM	NOMBRE	Código Pues- to	Código Scada	Tipo	PickUp(A) Sobre- corriente Fase/Tie- rra	Potencia Pro- tecc(KW)
0824	-	32909	52F14	Interruptor	300/90	11257
0824	SAN AN- TONIO DE GAPAL	43980	R3I041	Rec. Protección	300/90	11257
0824	CENSO 2	43843	R3T014	Rec. Maniobra	320/Deshabl.	12007
0321	CENSO 1	44730	R3I012	Rec. Protección	296/80	11107
0321	IESS	21315	R3I011	Rec. Protección	300/90	11257
0321	-	840	52F11	Interruptor	300/90	11257

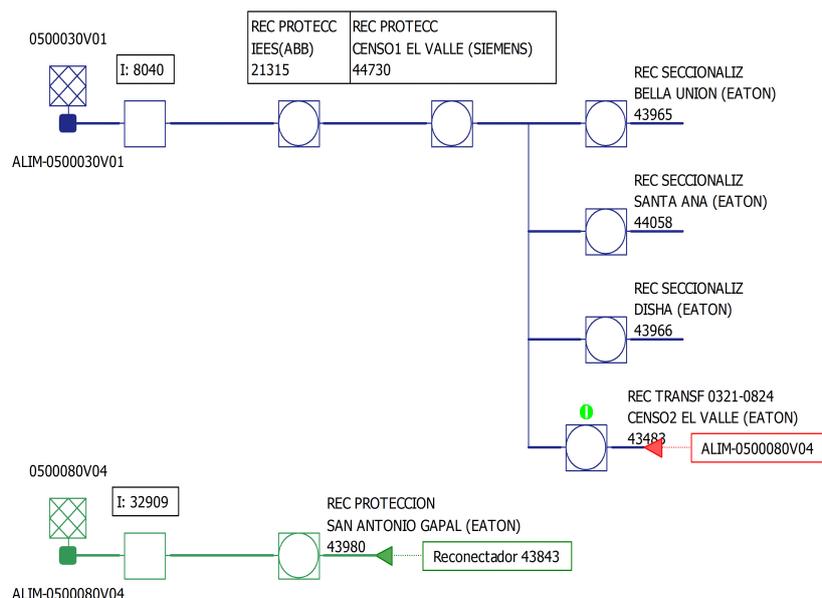


Figura 3.30: Diagrama Unifilar de Protección para la transferencia 0824-0321

Adicionalmente, en la tabla 3.16 se observa el análisis de los alimentadores pre-transferencia y post-transferencia. Cabe mencionar que los resultados de la tabla 3.16 son obtenidos en base a las simulaciones de Cymdist para su análisis.

Tabla 3.16: Análisis Transferencias 0824-0321

Variable	0824	0321	0321:Transferencia del 0824 al 0321	%Con respecto a la protección
VLL (kVLL)	22,03	22,09	22,09	-
S Aparente(kVA)	2153,65	3997,73	6118,81	54
P Activa(kW)	2126,54	3946,83	6022,69	54
Pérdidas (kW)	73,8	211,13	368,44	-
Corriente Fase (A)	65,88	128,38	192,78	64
Corriente neutro (A)	24,65	37,46	57,59	64

En relación con lo presentado es importante destacar que, en demanda máxima, la subestación 03, en conjunto con el alimentador 0824 transferido al alimentador 0321, exhibe una potencia aproximada de 19.3 MVA. Esto implica que no se presentan complicaciones relacionadas con la sobrecarga de los transformadores de potencia, dado que los dos transformadores de la

subestación 03 están diseñados a una capacidad nominal de 24/32MVA cada uno.

Si se toma en consideración la transferencia del alimentador 0821-0323, así como la transferencia 0824-0321, se constata que la carga en la subestación 03 alcanza los 24.5 MVA. Esta capacidad de potencia asegura que la subestación 03 sea capaz de admitir ambas transferencias de manera simultánea y sin que se sobrepasen los límites de su capacidad nominal.

Finalmente, se determina que en máxima demanda existen segmentos de la red eléctrica con caídas de tensión representativas como se evidencia en la figura 3.31. Es importante destacar que el tramo que exhibe la caída de tensión más significativa corresponde al segmento 103778 MTA. Este segmento presenta una caída de tensión del 6.364 % ubicando a una distancia de 35.2 kilómetros desde el punto de origen del alimentador.

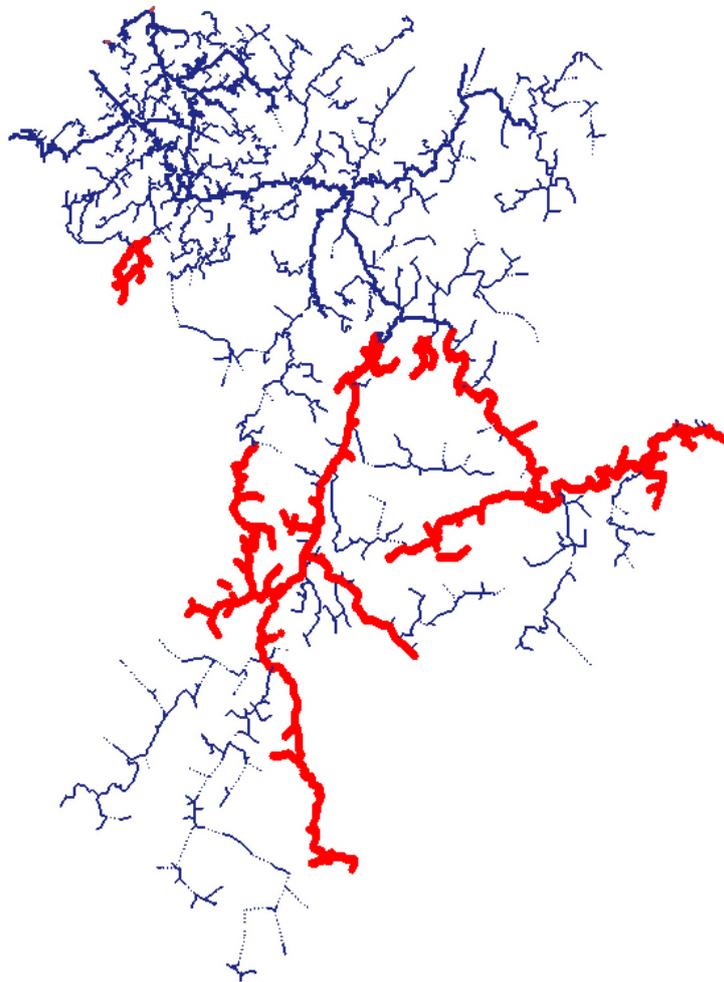


Figura 3.31: Caída de tensión transferencia 0824-0321

Con el objetivo de subsanar las caídas de tensión, se opta por realizar transferencias parciales de carga hacia el alimentador 1521, entre los reconectores BELLA UNIÓN y el reconector SAN BARTOLO, para el cual se realiza la transferencia parcial de carga abriendo el reconector BELLA UNIÓN y cerrando el reconector SAN BARTOLO.

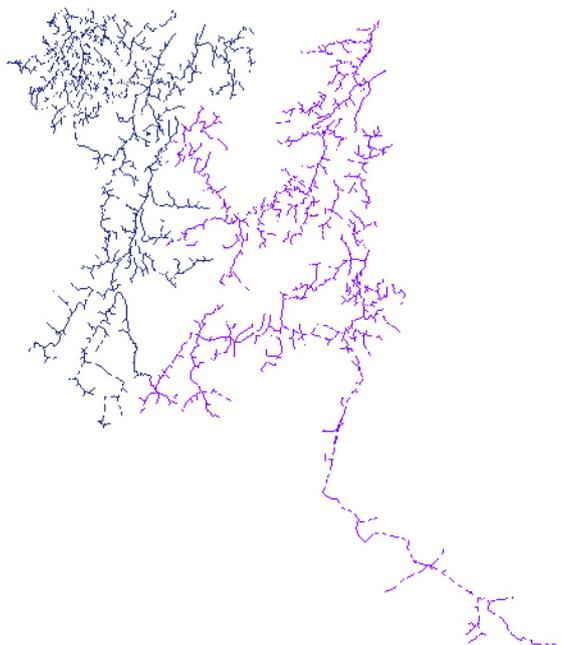


Figura 3.32: Transferencia Parcial para subsanar las caídas de tensión en la transferencia 0824-0321

3.6. Simulación en Cymdist

La evaluación del flujo de carga en el programa Cymdist se lleva a cabo mediante la aplicación del método de caída de tensión desequilibrada, el cual constituye un enfoque fundamental en la evaluación de flujos de potencia de los sistemas eléctricos.

El método de caída de tensión desequilibrada es una técnica iterativa diseñada para redes radiales. Este método de análisis incluye un algoritmo equilibrado trifásico que calcula las tensiones de fase, flujos de potencia y corrientes. De tal forma, devuelve los resultados cuando ninguna tensión calculada de cualquier tramo de la red seleccionada cambia de iteración.

Para determinar la demanda máxima en el programa de Cymdist, entran en juego los denominados factores de escala, herramientas que permiten ajustar y ponderar la demanda eléctrica en función de diversos parámetros como se evidencia en la figura 3.33. Estos factores de escala proporcionan un medio para calcular un porcentaje representativo de la demanda.

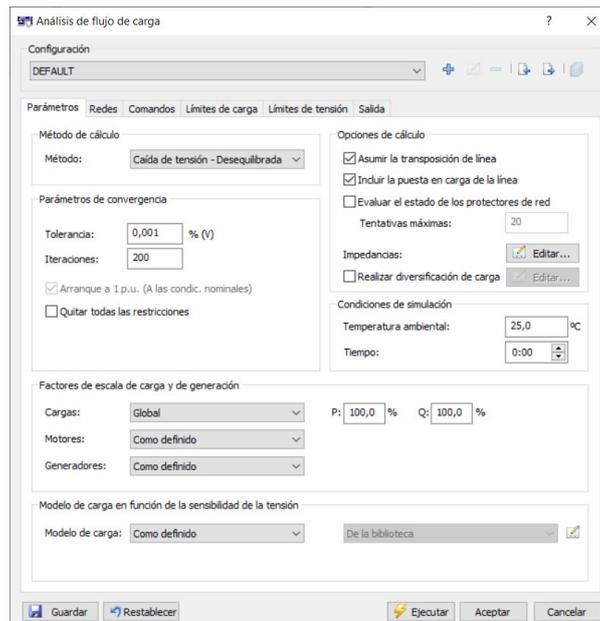


Figura 3.33: Análisis de Flujo de Carga Cymdist

3.7. Simulación en ADMS

Para llevar a cabo la evaluación del flujo en el ADMS, se procedió inicialmente con la captura del estado del sistema eléctrico. Esta captura se efectuó con el apoyo del Centro de Control, donde se registró la configuración del sistema en una fecha específica, concretamente el 10 de julio de 2021. Se eligió este día debido a que las condiciones operativas del sistema en esa fecha se asemejaban a la contingencia N-1, sin la presencia de transferencias en los alimentadores que fueron objeto de análisis.

Una vez efectuada la captura del sistema en las condiciones operativas adecuadas, se procede a la elaboración de un plan de maniobras según se detalla en la figura 3.34. Una vez concebido dicho plan de maniobras, la opción de “Cálculo de flujo de carga a petición del usuario” presente en el DMD permite el cálculo de flujo en los alimentadores a simular.

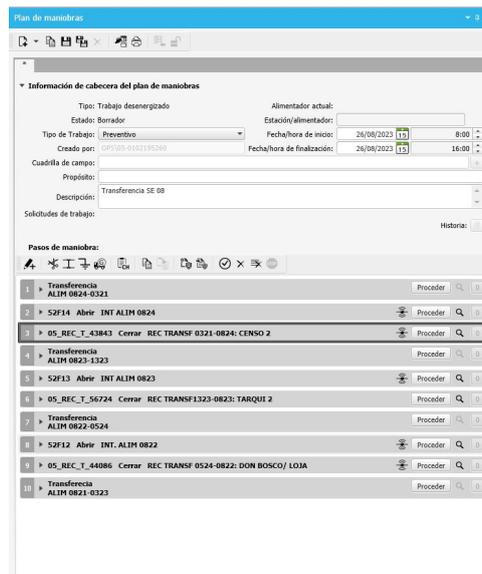


Figura 3.34: Plan de Maniobras

Dentro de las funciones inherentes el “gestor de ejecución de funciones” permite simular los alimentadores seleccionados con sus respectivas cargas y reproducir las maniobras establecidas en el plan de maniobras, como se ilustra en la figura 3.35.



Figura 3.35: Gestor de Ejecución de Funciones

3.8. Valores Reales

Para determinar los valores reales, se llevó a cabo un análisis basado en las estimaciones obtenidas a partir de las mediciones realizadas por los equipos instalados a lo largo de los alimentadores. Estas mediciones se registran con una frecuencia de 15 minutos y se enfocaron en el periodo de demanda máxima, que se identificó a las 19:30 horas. Se extrajeron datos en intervalos de tiempo previamente definidos, durante los cuales se procuró que las condiciones operativas coincidieran con aquellas contempladas en los casos simulados.

Para los alimentadores 0821, 0822, 0823, 0824, 0321 y 1323, se seleccionó el periodo comprendido entre el 1 de mayo de 2023 y el 24 de mayo de 2023 como el intervalo para la toma de datos. Por otro lado, para el alimentador 0524, se procedió a registrar mediciones en el periodo comprendido entre el 15 de junio de 2023 y el 30 de junio de 2023. Este enfoque permitió obtener valores reales que reflejan con precisión las condiciones operativas y las demandas eléctricas en los alimentadores mencionados durante los periodos de interés especificados.

3.9. Plan de Maniobras de transferencia de la Subestación 08

A continuación en la tabla 3.17 y 3.18 se indica la ficha de maniobras y normalización del sistema a realizar para determinar las transferencias existentes en la subestación 08.

En el apéndice A.3 se presenta en detalle el documento operativo correspondiente al plan de maniobras elaborado con el propósito de evaluar y establecer las transferencias de carga asociadas a la subestación 08. Además, en dicho apéndice se incluyen maniobras adicionales destinadas a mitigar las caídas de tensión que se registran durante la máxima demanda eléctrica.

Tabla 3.17: Ficha de Maniobras Transferencia de la Subestación 08

N°	S/E	Cod Sca-da	Cod Gis	Equipo	Acción	Ejecutor	Obser.
Transferencia de Carga 0821-0323							
1	SE 08	52F11	32906	INT. ALIM. 0821	Abrir	Operador del SEP	

2	SE 08	R3T034	56689	REC TRANSF.0821- 0323 GAPAL	Cerrar	Operador del SEP	
Transferencia de Carga 0822-0524							
3	SE 08	89F12B	32907	INT. ALIM. 0822	Abrir	Operador del SEP	
4	SE 05	R3T042	44086	REC TRANSF 0524-0822 DON BOSCO / LOJA	Cerrar	Operador del SEP	
Transferencia de Carga 0823-1323							
5	SE 08	82F13	32908	INT. ALIM. 0823	Abrir	Operador del SEP	
6	SE 13	R3T033	56724	REC TRANSF 1323-0823 TAR- QUI 2	Cerrar	Operador del SEP	
Transferencia de Carga 0824-0321							
7	SE 08	52F14	32909	INT. ALIM. 0824	Abrir	Operador del SEP	
8	SE 03	R3T014	43843	REC TRANSF 0321-0824 CEN- SO2 EL VALLE	Cerrar	Operador del SEP	
Apertura del Transformador							
9	SE 08			INT 22kV	Abrir	Operador del SEP	
10	SE 08			INT 69kV	Abrir	Operador del SEP	
11	SE 08			SECC. 22kV	Abrir	Personal SUBSE	

12	SE 08			SECC. 69kV	Abrir	Personal SUBSE	
Observaciones							
13	SE 08	R3I016	56690	REC PROTECC 24 DE MAYO	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0821
14	SE 08	R3I021	44017	REC PROTECC. 12 DE OCTUBRE 1	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0822 Veri- ficar ajuste de fase y tierra
15	SE 08	R3I032	56693	REC PROTECC GUALLANZHA- PA	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0823
16	SE 13	R3I032	33327	REC INF FALLA TARQUI	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0823
17	SE 08	R3I041	43980	REC PROTECC SAN ANTONIO GAPAL	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0824 Veri- ficar ajuste de fase y tierra "

Tabla 3.18: Ficha de Maniobras: Normalización de Transferencia de la Subestación 08

N°	S/E	Cod Sca- da	Cod Gis	Equipo	Acción	Ejecutor	Obser
Normalización Cierre del Transformador							
18	SE 08			SECC. 69kV	Cerrar	Personal SUBSE	

19	SE 08			SECC. 22kV	Cerrar	Personal SUBSE	
20	SE 08			INT 69kV	Cerrar	Operador del SEP	
21	SE 08			INT 22kV	Cerrar	Operador del SEP	
Normalización Transferencia 0821-0323							
22	SE 08	52F11	32906	INT. ALIM. 0821	Cerrar	Operador del SEP	Se pone en paralelo el alimenta- dor 0821 y 0323
23	SE 08	R3T034	56689	REC TRANSF.0821- 0323 GAPAL	Abir	Operador del SEP	
14	SE 08	R3I016	56690	REC PROTEC- CION 24 DE MAYO	Habilitar Recierre	Operador del SEP	
Normalización Transferencia 0824-0321							
25	SE 08	52F14	32909	INT. ALIM. 0824	Cerrar	Operador del SEP	
26	SE 03	R3T014	43843	REC TRANSF 0321-0824 CEN- SO2 EL VALLE	Abrir	Operador del SEP	Se pone en paralelo el alimenta- dor 0824 y 0321
27	SE 08	R3I041	43980	REC PRO- TECCION SAN ANTONIO GA- PAL	Habilitar Recierre	Operador del SEP	Verificar ajuste de fase y tierra

Normalización Transferencia 0822-0524							
28	SE 05	R3T042	44086	REC TRANSF 0524-0822 DON BOSCO / LOJA	Abrir	Operador del SEP	
29	SE 08	89F12B	32907	INT. ALIM. 0822	Cerrar	Operador del SEP	
30	SE 08	R3I021	44017	REC PROTECC. 12 DE OCTUBRE 1	Habilitar Recierre	Operador del SEP	Verificar ajuste de fase y tierra
Normalización Transferencia 0823-1323							
31	SE 13	R3T033	56724	REC TRANSF 1323-0823 TAR- QUI 2	Abrir	Operador del SEP	
32	SE 08	82F13	32908	INT. ALIM. 0823	Cerrar	Operador del SEP	
33	SE 13	R3I032	33327	REC INF FALLA TARQUI	Habilitar Recierre	Operador del SEP	
34	SE 08	R3I032	56693	REC PROTEC- CION GUA- LLANZHAPA	Habilitar Recierre	Operador del SEP	

4. Resultados

4.1. Resultados de Simulación Caso Base

Dentro del análisis, en el programa de Cymdist se lleva a cabo una evaluación comparativa en lo que respecta al voltaje y la potencia activa en tres situaciones distintas: el escenario de referencia o caso base, la contingencia N-1 y la contingencia N-2 en alimentadores que se encuentran dentro del área de estudio definida como se evidencia la figura 4.1 y 4.2.

- La operación óptima de la subestación 03 exhibe un nivel de voltaje de 21.93 kV. No obstante, al proceder con la apertura de las líneas de subtransmisión que conectan la subestación 05-08 y la línea que conecta la subestación Cuenca-07, se evidencia un incremento en la tensión, que alcanza un valor de 22.09 kV.
- Se observa que, al determinar la apertura de las líneas de subtransmisión que conecta la subestación 05-08 y la línea que conecta la subestación Cuenca-07, se produce un incremento en la tensión en la subestación 08, el cual se manifiesta como un aumento de 21,82 kV a 22,03 kV.
- En lo que respecta a la subestación 13, bajo condiciones operativas normales, se registra un voltaje de 21.78 kV. Sin embargo, tras la apertura de la línea de subtransmisión correspondiente, se observa una disminución en la magnitud del voltaje, que se reduce a 21.47 kV.
- Por último, en lo que respecta a la subestación 05, se verifica un nivel de voltaje de 21.56 kV en condiciones operativas estándar. No obstante, al proceder con la apertura de las líneas de subtransmisión asociadas, se constata una reducción en la tensión que alcanza un valor de 21.14 kV.

Además, se lleva a cabo una evaluación comparativa de la potencia en los tres escenarios de relevancia. Estos escenarios comprenden el caso de referencia, denominado "caso base", la contingencia N-1, que implica la desconexión de las líneas de subtransmisión de la subestación 05-08 y subestación Cuenca-07, y la contingencia N-2, en la cual hace necesario transferir carga desde la subestación 08 con el propósito de asegurar la continuidad en el suministro eléctrico. En la figura 4.2, se visualizan ligeros cambios en la potencia con respecto a la contingencia N-1, resultado directo de las variaciones de voltaje inducidas por la desconexión de las líneas de subtransmisión vinculada a la subestación 05-08 y subestación Cuenca-07. Al analizar la contingencia N-2, se identifican incrementos en la carga eléctrica, los cuales están

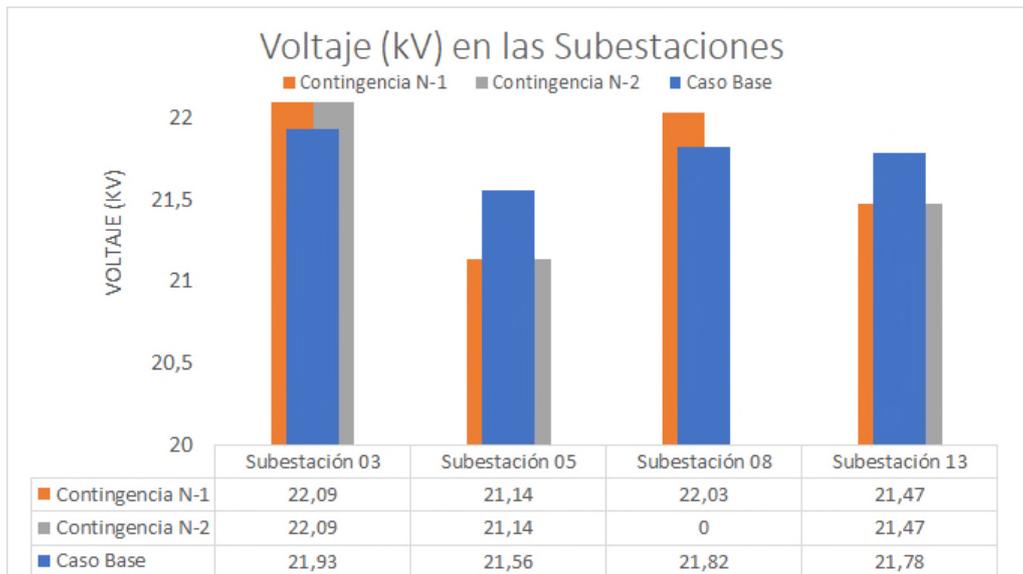


Figura 4.1: Comparación de Voltaje en las subestaciones en el área de estudio

directamente relacionados con los alimentadores que se ven comprendidos en la transferencia de carga debido a la necesidad de mantener el flujo de energía eléctrica.

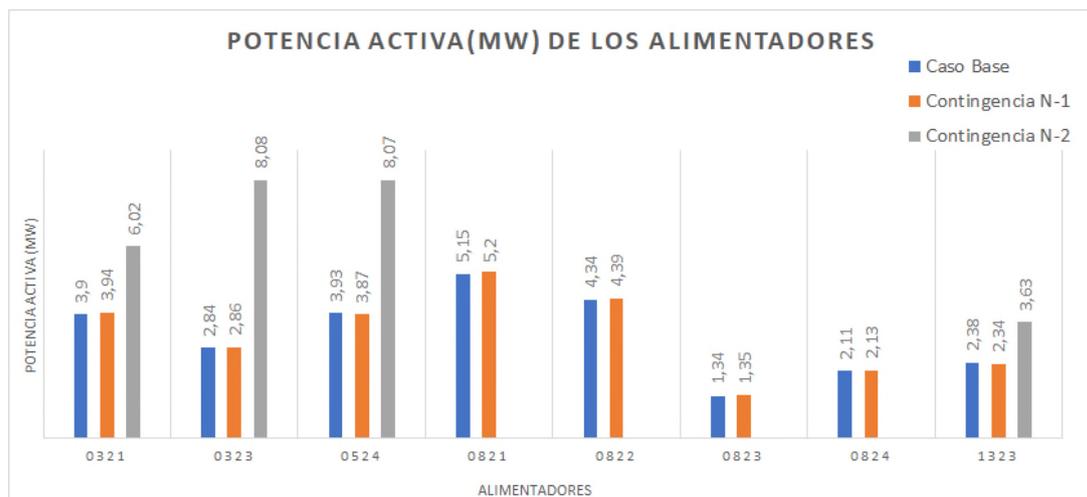


Figura 4.2: Comparación de Potencia Activa en el área de estudio

4.2. Comparación de nivel de tensión

En esta sección, se procede a llevar a cabo el análisis de los niveles de tensión correspondientes a las subestaciones de interés, en el contexto de las situaciones de contingencia N-1 y N-2.

4.2.1. Resultados de Simulación en Contingencia N-1

La figura 4.3, se observan los niveles de tensión de las subestaciones para el caso de la contingencia N-1 empleando las herramientas de simulación, Cymdist y ADMS.

En la Subestación 08, los resultados entregados por Cymdist indican un valor de 22,03 kV, mientras que ADMS registra un valor de 21,38 kV. Por otro lado, se ha verificado que el valor real de la tensión eléctrica en dicha subestación es de 22,46 kV en base a un promedio realizado durante el mes de junio, fecha en la cual el sistema se encontraba en las condiciones operativas. Al realizar una comparativa con los programas utilizados en simulación con respecto a los valores reales se indica un 4.81 % de error el ADMS y un 1.91 % en el programa de Cymdist.

Análogamente, en el caso de la Subestación 03, los resultados obtenidos mediante Cymdist y ADMS indican valores de 22,09 kV y 22,04 kV, respectivamente, en comparación con el valor real de 22,51 kV. Al realizar la comparativa del programa de Cymdist y ADMS con respecto al valor real, se determina que existe el 2.08 % y el 1.86 % de error respectivamente en los programas. Al realizar una comparativa con los programas utilizados en simulación con respecto al valor real determinado, se ha encontrado que Cymdist tiene un error del 2.08 %, mientras que ADMS tiene un error del 1.86 % en la subestación 03.

Para la Subestación 13, las mediciones realizadas con Cymdist y ADMS indican valores de tensión de 21,47 kV y 21,43 kV, respectivamente, en contraste con el valor real de 21,85 kV. En comparativa Cymdist tiene un error del 1.93 % con respecto al valor real, mientras que ADMS tiene un error del 1.86 % en la subestación 13.

Por último, en relación con la Subestación 05, los valores obtenidos mediante Cymdist y ADMS son de 21,14 kV y 21,94 kV, respectivamente, mientras que el valor real se estipula en 22,31 kV. En comparativa Cymdist tiene un error del 1.66 % con respecto al valor real, mientras que ADMS tiene un error del 5.24 % en la subestación 05.

En el análisis de los datos referentes al voltaje en contingencias N-1, se constata que el programa Cymdist exhibe un error promedio del 2.69 %, mientras que el programa ADMS presenta un error promedio del 2.62 %. Estos resultados indican que ambos programas tienen niveles de error similares en la estimación del voltaje que no superan el 3 % de error promedio.

Tabla 4.1: Valores de Voltaje (kV) obtenidos durante contingencia N-1

SE	Cymdist	ADMS	Valores Reales	Error Cymdist	Error ADMS
SE 08	22,03	21,38	22,46	1,91 %	4,81 %
SE 03	22,09	22,04	22,51	1,86 %	2,08 %
SE 05	21,14	21,94	22,31	5,24 %	1,66 %
SE 13	21,47	21,43	21,85	1,75 %	1,93 %
Promedio				2,69 %	2,62 %

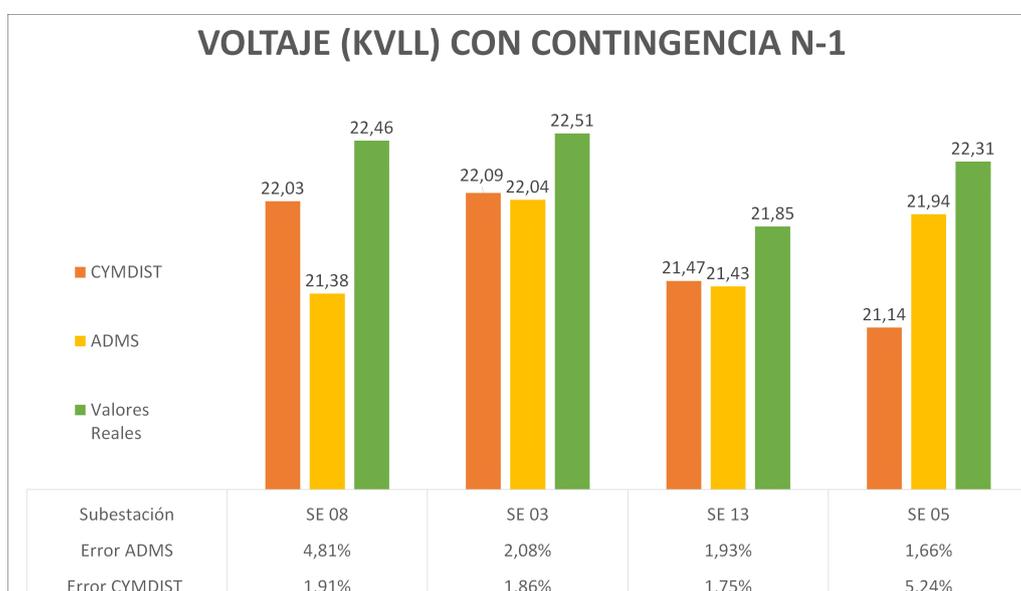


Figura 4.3: Niveles de tensión en contingencia N-1

4.2.2. Resultados de Simulación en Contingencia N-2

Para el caso de contingencia N-2, la figura 4.4 muestra los resultados de las simulaciones.

En el caso de la subestación 03, se registra un valor de 22,10 kV utilizando la herramienta Cymdist, mientras que ADMS indica un valor ligeramente inferior, situado en 21,96 kV. En contraste, el valor real de tensión en la subestación 03 se establece en 22,51 kV. Al realizar una comparativa con los programas utilizados en simulación con respecto a los valores reales se determina un 2.44 % de error el ADMS y un 1.81 % en el programa de Cymdist.

Respecto a la subestación 13, las mediciones efectuadas con Cymdist y ADMS han generado

valores de tensión de 21,47 kV y 21,30 kV, respectivamente. En contrastante, el valor real de la tensión eléctrica en la subestación 13 se fija en 21,85 kV. De tal forma que al realizar una comparación de los programas con respecto al valor real, se determina que existe 2.54 % de error en el ADMS, mientras el 1.75 % de error en el Cymdist.

En el contexto de la subestación 05, las mediciones obtenidas mediante Cymdist y ADMS han producido valores de tensión de 21,14 kV y 21,92 kV, respectivamente. Estos valores divergen significativamente del valor real de 22,31 kV, representando un error del 5.24 % en el programa Cymdist y 1.75 % en el ADMS.

En el análisis de los datos referentes al voltaje en contingencia N-2, se constata que el programa Cymdist exhibe un error promedio del 2.94 %, mientras que el programa ADMS presenta un error promedio del 2.24 %. Estos resultados indican que ambos programas tienen niveles de error similares en la estimación del voltaje que no superan el 3 % de error promedio.

Tabla 4.2: Valores de Voltaje (kV) obtenidos durante contingencia N-2

SE	Cymdist	ADMS	Valores Reales	Error Cymdist	Error ADMS
SE 03	22,10	21,96	22,51	1,81 %	2,44 %
SE 13	21,47	21,30	21,85	1,75 %	2,54 %
SE 05	21,14	21,92	22,31	5,24 %	1,75 %
Promedio				2,94 %	2,24 %

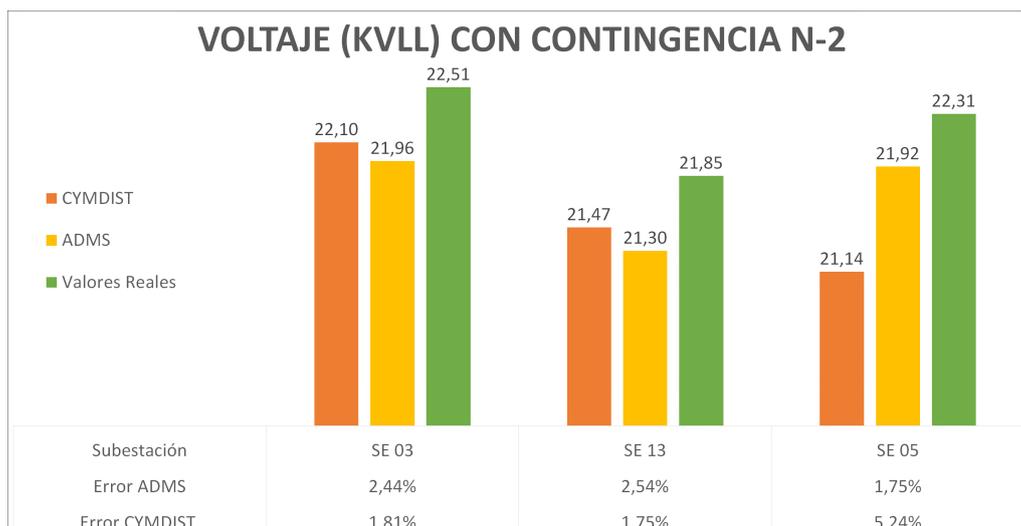


Figura 4.4: Niveles de tensión en contingencia N-2

4.3. Comparación de la Potencia Activa

Con el propósito de llevar a cabo la comparación de la potencia activa en el entorno de estudio, se procederá a un análisis minucioso de cada alimentador asociado a la subestación 08 en dos contextos específicos de contingencia: el escenario de contingencia N-1 y el escenario de contingencia en N-2. Adicionalmente, se contemplará la evaluación de los alimentadores transferidos en el caso de contingencia N-2.

4.3.1. Potencia Activa del Alimentador 0821

En la figura 4.5 se visualizan las barras que representan la potencia activa en un esquema de anillo abierto en los alimentadores 0821 y 0323. Además, se incluye una representación de la potencia activa del alimentador 0323 cuando se produce una transferencia de carga desde el alimentador 0821.

Para el alimentador 0821, se registra una potencia de 5,2 MW utilizando la herramienta Cymdist, mientras que ADMS indica un valor de 4,5 MW. En contraste, el valor real de potencia activa en este alimentador se sitúa en 5,37 MW. Al efectuar una comparación con los valores reales, se determina que ADMS presenta un error sustancial del 16.13 %, mientras que Cymdist exhibe un error de magnitud considerablemente menor, equivalente al 3.15 %. Este fenómeno sugiere una disparidad significativa en la capacidad de estimación entre ambas herramientas de simulación.

En el caso del alimentador 0323, las mediciones de potencia activa obtenidas a través de Cym-dist y ADMS son de 2,86 MW y 2,31 MW respectivamente, en comparación con el valor real de 2,6MW. De tal forma que se registra un error en la estimación de la potencia activa del 11.3 % en el ADMS y el 9.8 % en el Cymdist.

En el escenario de transferencia (contingencia N-2), la potencia final del alimentador 0323 se estima en 8,080,MW mediante Cymdist, mientras que ADMS registra un valor de 6,96 MW. El valor real de potencia activa en esta situación de transferencia se estima en 7,98MW.De tal forma que el ADMS registra un 12.81 % de error a comparación del Cymdist , cuyo error es del 1.21 % en la estimación de potencia activa.

Tabla 4.3: Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0821-0323

Alim	Contingencia	CYMDIST	ADMS	Valores Reales	Error Cym-dist	Error ADMS
0821	N-1	5205,7	4508,1	5375,1	3,15 %	16,13 %
0323	N-1	2864,6	2314,0	2608,8	9,80 %	11,30 %
0323	N-2	8080,1	6961,5	7983,9	1,21 %	12,81 %
Promedio					4,72 %	13,41 %

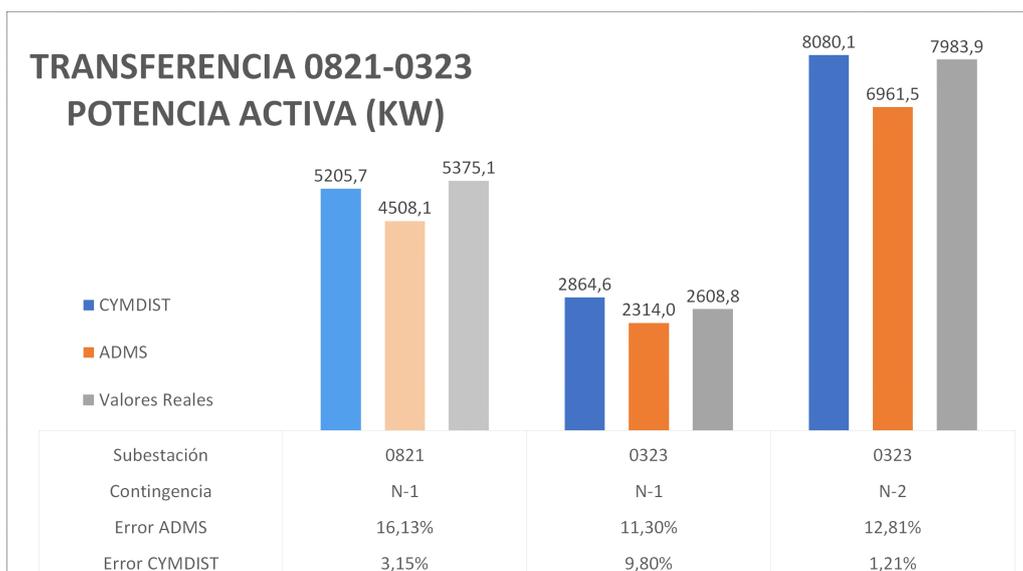


Figura 4.5: Potencia Activa de los Alimentadores 0821 y 0332

4.3.2. Potencia Activa del Alimentador 0822

En la Figura 4.6 se aprecian los registros de potencia activa correspondientes al alimentador 0822 y al alimentador 0524.

Para el alimentador 0822 en la contingencia N-1, se ha obtenido una potencia activa de 4,38 MW mediante Cymdist y 4,22 MW en ADMS, mientras que el valor real se sitúa en 4,37 MW. En relación con el alimentador 0524 en la misma contingencia N-1, las mediciones de potencia activa son de 3,86 MW en Cymdist y 4,10 MW en ADMS, con respecto al valor real que corresponde a 3,66 MW. De esta forma se determina un error del 12.15 % en el ADMS y del 5.52 % en el Cymdist

En el caso de contingencia N-2, la potencia activa registrada para el alimentador 0524 se determina en 8,06 MW utilizando la herramienta Cymdist, 8,44 MW en ADMS, mientras que el valor real se estima en 8,04 MW. De esta forma existe un error del 4.99 % en el ADMS y 0.31 % en el Cymdist.

Tabla 4.4: Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0822-0524

Alim	Contingencia	CYMDIST	ADMS	Valores Reales	Error Cym-dist	Error ADMS
0822	N-1	4388,56	4220,33	4376,29	0,28 %	3,56 %
0524	N-1	3866,55	4109,22	3664,17	5,52 %	12,15 %
0524	N-2	8065,08	8441,35	8040,46	0,31 %	4,99 %
Promedio					2,04 %	6,90 %

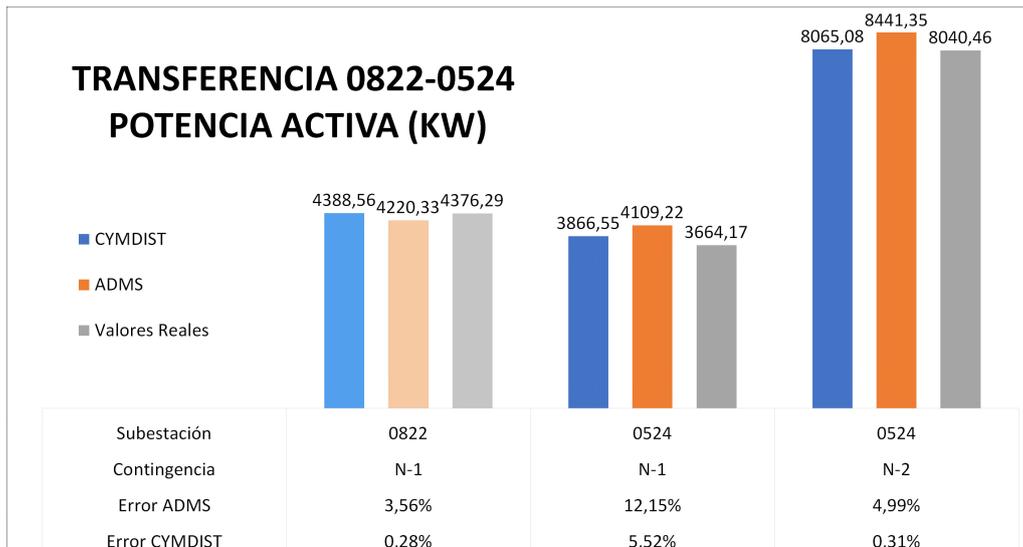


Figura 4.6: Potencia Activa de los Alimentadores 0822 y 0524

4.3.3. Potencia Activa del Alimentador 0823

En la Figura 4.7 se presentan los datos correspondientes a la potencia activa registrada para dos alimentadores específicos, identificados como el alimentador 0823 y el alimentador 1323. Para el alimentador 0823 en la contingencia N-1, se ha obtenido una potencia activa de 1,35 MW mediante Cymdist y 1,96 MW en ADMS, mientras que el valor real se sitúa en 1,33 MW. De tal forma que el ADMS registra un 47.22 % de error a comparación del Cymdist , cuyo error es del 1.37 % en la estimación de potencia activa.

En relación con el alimentador 1323 en la misma contingencia N-1, las mediciones de potencia activa dan valores de 2,33 MW en Cymdist, 1,66 MW en ADMS, y el valor real corresponde a 2,22 MW. De tal forma que el ADMS registra un 25.02 % de error a comparación del Cymdist , cuyo error es del 5.01 % en la estimación de potencia activa.

En el escenario de contingencia N-2, la potencia activa registrada para el alimentador 1323 se ha obtenido un valor de 3,62 MW utilizando Cymdist, 3,60 MW en ADMS, mientras que el valor real se establece en 3,56 MW. De tal forma que el ADMS registra un 1.08 % de error a comparación del Cymdist , cuyo error es del 1.9 % en la estimación de potencia activa.

Tabla 4.5: Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0823-1323

Alim	Contingencia	CYMDIST	ADMS	Valores Reales	Error Cym-dist	Error ADMS

0823	N-1	1353,43	1965,56	1335,12	1,37 %	47,22 %
1323	N-1	2337,89	1669,27	2226,39	5,01 %	25,02 %
1323	N-2	3629,18	3600,07	3561,51	1,90 %	1,08 %
Promedio					2,76 %	24,44 %

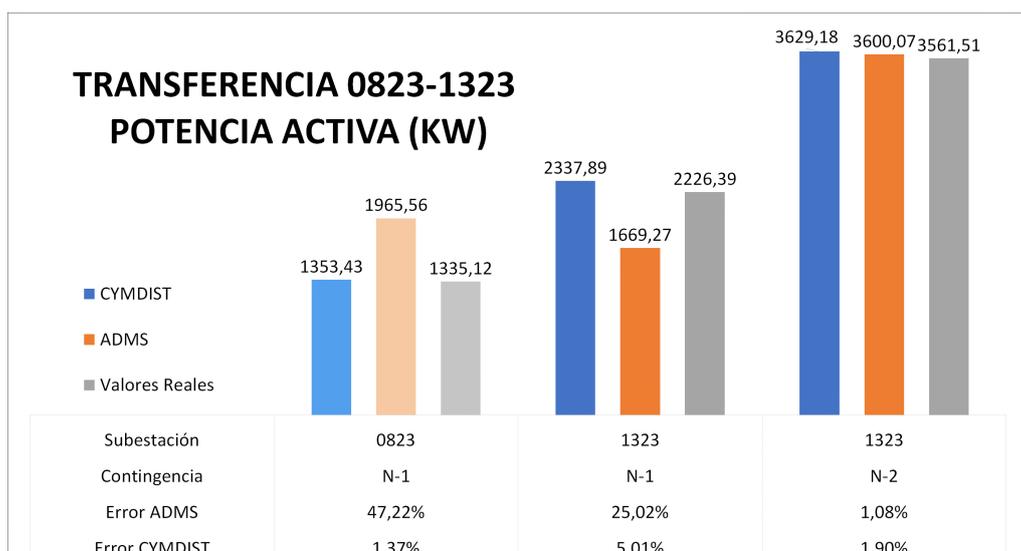


Figura 4.7: Potencia Activa de los Alimentadores 0823 y 1323

4.3.4. Potencia Activa del Alimentador 0824

En la Figura 4.8, se presentan los registros correspondientes a la potencia activa de dos alimentadores específicos, identificados como el alimentador 0824 y el alimentador 0321.

En el contexto de la contingencia N-1, se han registrado mediciones de potencia activa para dos alimentadores específicos, a saber, el alimentador 0824 y el alimentador 0321, utilizando las herramientas de simulación Cymdist y ADMS. Estos valores simulados se han comparado con los valores reales de potencia activa correspondientes a cada alimentador.

Para el alimentador 0824 en la contingencia N-1, se ha obtenido una potencia activa de 2,12 MW mediante Cymdist, 1,44 MW en ADMS, mientras que el valor real se sitúa en 2,29 MW. De esta forma el ADMS registra un 36.97 % de error en comparación del Cymdist, cuyo error es del 7.48 % en la estimación de potencia activa.

En relación con el alimentador 0321 en la misma contingencia N-1, las mediciones de potencia activa dan valores de 3,94 MW en Cymdist, 4,68 MW en ADMS, y el valor real corresponde a 4,15 MW. De esta forma, el ADMS registra un 12.77 % de error en comparación del Cymdist,

cuyo error es del 4.95 % en la estimación de potencia activa.

En el escenario de contingencia N-2, la potencia activa registrada para el alimentador 0321 se ha obtenido un valor de 6,02 MW utilizando Cymdist, 6,14 MW en ADMS, mientras que el valor real se establece en 6,45 MW. De esta forma, el ADMS registra un 4.68 % de error en comparación del Cymdist , cuyo error es del 6.64 % en la estimación de potencia activa.

Tabla 4.6: Valores de Potencia Activa KW en la transferencia 0824-0321

Alim	Contingencia	CYMDIST	ADMS	Valores Reales	Error Cym-dist	Error ADMS
0824	N-1	2126,54	1448,86	2298,59	7,48 %	36,97 %
0321	N-1	3946,83	4682,68	4152,35	4,95 %	12,77 %
0321	N-2	6022,69	6149,14	6450,94	6,64 %	4,68 %
Promedio					6,36 %	18,14 %

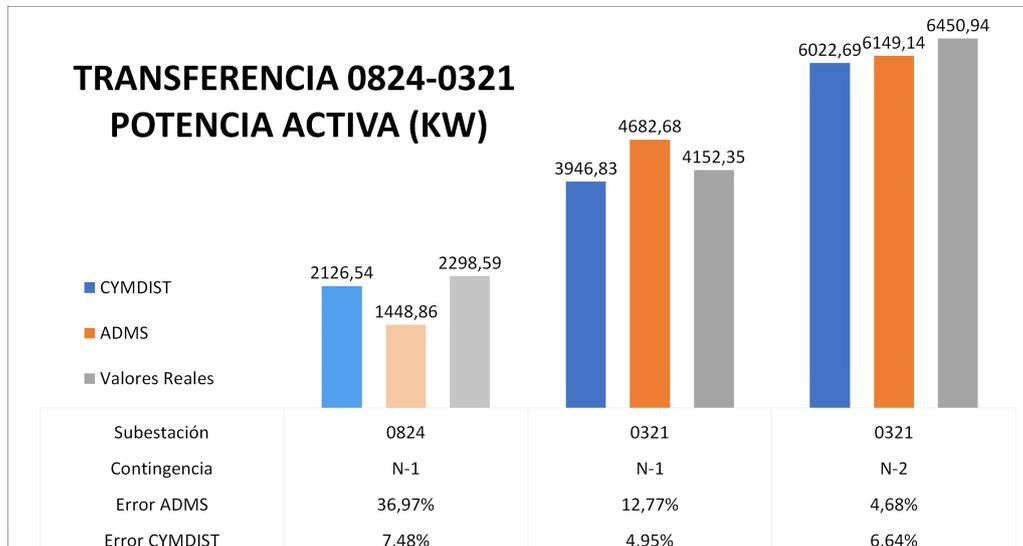


Figura 4.8: Potencia Activa de los Alimentadores 0824 y 0321

4.4. Comparación del Factor de Potencia

En esta sección, se exponen los resultados referentes al factor de potencia correspondiente a la Subestación 08 Turi y a los alimentadores transferidos.

4.4.1. Resultados de Simulación en Contingencia N-1

En la Figura 4.9, se detallan los valores específicos del factor de potencia para cada alimentador:

- Alimentador 0821: Factor de potencia de 99,98 % en Cymdist, 99,93 % en ADMS y 99,99 % en el valor real.
- Alimentador 0323: Factor de potencia de 99,84 % en Cymdist, 97,19 % en ADMS y 99,96 % en el valor real.
- Alimentador 0822: Factor de potencia de 99,28 % en Cymdist, 99,48 % en ADMS y 99,63 % en el valor real.
- Alimentador 0524: Factor de potencia de 98,23 % en Cymdist, 99,99 % en ADMS y 98,75 % en el valor real.
- Alimentador 0823: Factor de potencia de 99,45 % en Cymdist, 98,49 % en ADMS y 99,44 % en el valor real.
- Alimentador 1323: Factor de potencia de 98,5 % en Cymdist, 99,74 % en ADMS y 99,92 % en el valor real.
- Alimentador 0824: Factor de potencia de 98,74 % en Cymdist, 95,91 % en ADMS y 98,56 % en el valor real.
- Alimentador 0321: Factor de potencia de 98,71 % en Cymdist, 99,20 % en ADMS y 98,59 % en el valor real.

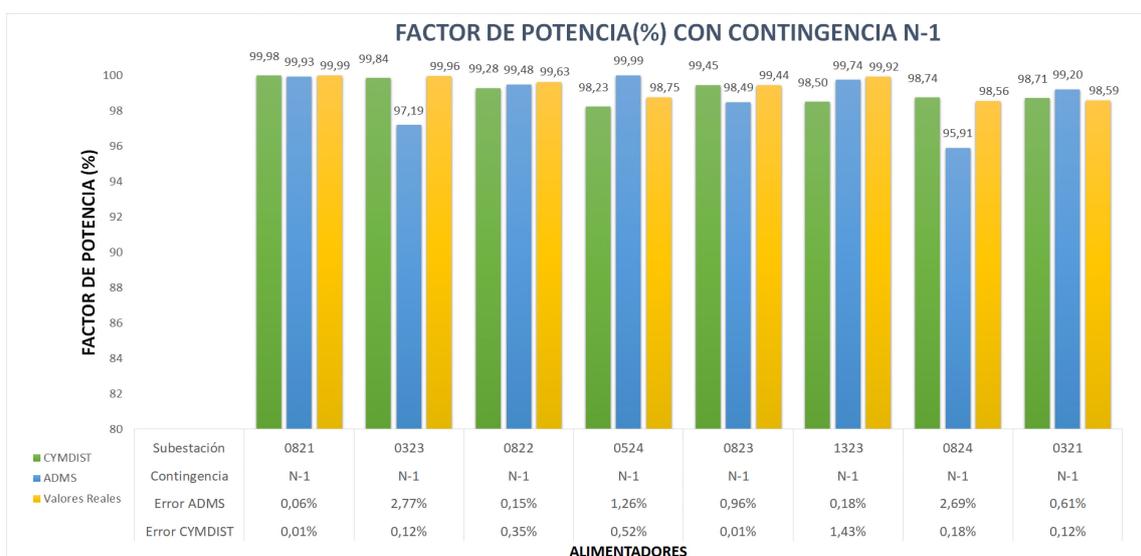


Figura 4.9: Factor de Potencia de los Alimentadores en Contingencia N-1

4.4.2. Resultados de Simulación en Contingencia N-2

Los valores presentados en la figura 4.10 hacen referencia al factor de potencia en los alimentadores asociados a la contingencia N-2, específicamente provenientes de la salida de servicio de la subestación 08 Turi. Los valores de factor de potencia reportados para distintos alimentadores se comparan con valores teóricos y reales para evaluar la precisión de los modelos de simulación utilizados, con un enfoque en las herramientas Cymdist y ADMS.

Para el alimentador 0323, se observa un valor de factor de potencia de 99.91 % en Cymdist, 99.52 % en ADMS, mientras que el valor real es de 99.98 %.

En el caso del alimentador 0524, se registran valores de factor de potencia de 98.65 % en Cymdist, 99.85 % en ADMS y 99.29 % como valor real.

El alimentador 1323 exhibe valores de factor de potencia de 98.76 % en Cymdist, 98.92 % en ADMS y 99.80 % en el valor real.

Finalmente, para el alimentador 0321, se presentan valores de factor de potencia de 98.41 % en Cymdist, 98.39 % en ADMS y 98.58 % en el valor real.

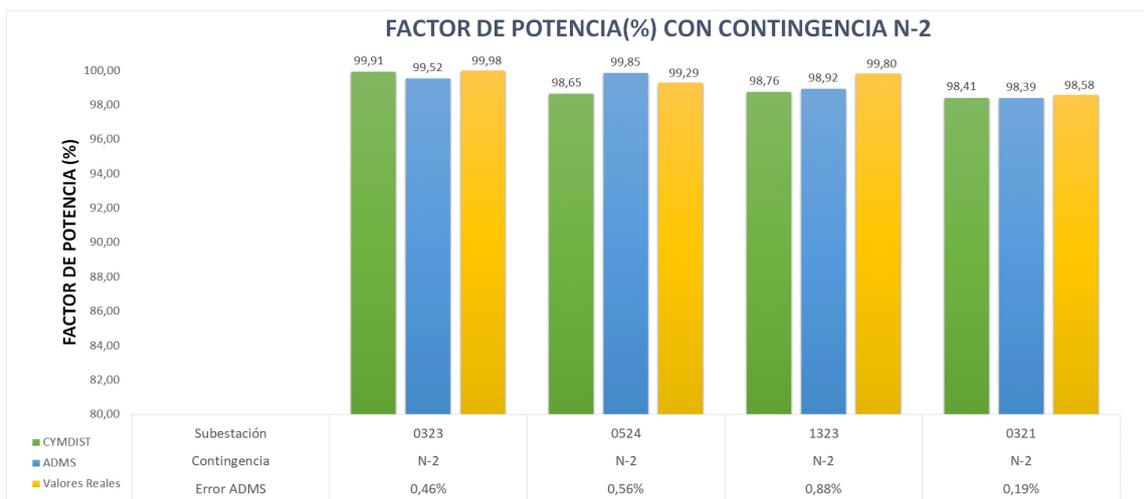


Figura 4.10: Factor de Potencia de los Alimentadores en Contingencia N-2

5. Conclusiones

5.1. Conclusiones

- Se identifica a la contingencia N-1 como la desconexión de las líneas que conectan la subestación 05 con la subestación 08 y la subestación Cuenca con la subestación 07, lo que resulta en una configuración de operación en anillo abierto. Esta configuración se basa en las directrices establecidas por el Operador Nacional De Electricidad (CENACE), el cual establece que debido a condiciones operativas y limitaciones en la capacidad de los equipos de potencia adyacentes al transformador ATR en la subestación Cuenca, no es factible sobrepasar un flujo de 100 MVA cuando se incorpora la generación proveniente de las centrales de generación Huascachaca, Delsintanisagua y Sabanillas.

En el contexto actual, con una capacidad de generación de 30 MW en Huascacha, 96 MW en Delsintanisagua y 30 MW en Sabanilla, lo que constituye el 60 % de la capacidad nominal de generación, se ha optado por la implementación de la operación en anillo abierto. Esta maniobra operativa resulta en una reducción significativa en la cargabilidad de la línea que conecta la Subestación Cuenca con la Subestación 03, disminuyendo del 84 % hasta el 73 %. De igual forma, la operación en anillo abierto conlleva una disminución notable en la cargabilidad del transformador de potencia ubicado en la Subestación Cuenca. Esta disminución se traduce en una drástica reducción de su capacidad de carga, la cual pasa del 112 % al 58 %. De manera simultánea, se observa un incremento en la cargabilidad del transformador de potencia localizado en la Subestación Sinicay, la cual experimenta un aumento del 21 % al 53 %. En virtud de estos resultados, la elección de operar en modalidad de anillo abierto emerge como una opción operativa preferente. Esta preferencia se fundamenta en su menor impacto sobre el sistema eléctrico en su conjunto.

- La contingencia N-2, caracterizada por la apertura del transformador de potencia en la Subestación 08, emerge como un escenario que demanda la ejecución de transferencias de carga para asegurar la continuidad del suministro eléctrico. En este contexto, se ha llevado a cabo un análisis que considera factores como las protecciones diseñadas para evitar sobrecorrientes tanto en fase como en neutro, la minimización de caídas de tensión y las pérdidas en el sistema. Como resultado de este análisis, se han identificado los alimentadores más apropiados para llevar a cabo las transferencias necesarias en el sistema. Estos alimentadores corresponden al 0821-0323, el 0822-0524, el 0823-1323 y el

0824-0321. Para llevar a cabo estas transferencias de manera eficaz y segura, se ha elaborado un plan de maniobras meticulosamente diseñado. En consecuencia, estos casos específicos se han establecido como parte integral de las operaciones de transferencia de carga de la Subestación 08 en respuesta a la contingencia N-2.

- Los resultados de las contingencias N-1 y N-2 muestran que ambos programas, Cymdist y ADMS, tienen un nivel de precisión similar en la estimación del voltaje en la mayoría de las subestaciones. En las subestaciones colindantes con la fuente de la subestación Cuenca, específicamente en las subestaciones 03 y 08, se constata que el programa de simulación Cymdist determina menor error en sus estimaciones con respecto a los valores reales de tensión eléctrica en comparación con el software ADMS. Contrariamente, al analizar las subestaciones 05 y 13, esta última caracterizada como una subestación frontera dentro del sistema de distribución, el programa ADMS exhibe un margen de error menor en la estimación del voltaje, mientras que Cymdist manifiesta un mayor grado de error. Ambos programas muestran un nivel de precisión aceptable en la estimación de los niveles de tensión en comparación con los valores reales, ya que los errores promedio en ambos casos no superan el 3 %.

Tabla 5.1: Resumen: % de Error de Voltaje (kV) contingencia N-1

N-1	Error Cymdist	Error ADMS
SE 08	1,91 %	4,81 %
SE 03	1,86 %	2,08 %
SE 05	5,24 %	1,66 %
SE 13	1,75 %	1,93 %
Promedio	2,69 %	2,62 %

Tabla 5.2: Resumen: % de Error de Voltaje (kV) contingencia N-2

N-2	Error Cymdist	Error ADMS
SE 03	1,81 %	2,44 %
SE 13	1,75 %	2,54 %
SE 05	5,24 %	1,75 %
Promedio	2,94 %	2,24 %

- Al evaluar las estimaciones de potencia activa a través de las herramientas Cymdist y ADMS en diversas situaciones de contingencia (N-1 y N-2), se observa una diferencia significativa en la precisión de ambos programas. En promedio, Cymdist muestra un error del 4.7 % en contingencia N-1 y del 2.51 % en contingencia N-2, lo que sugiere una mayor cercanía a los valores reales. Por otro lado, ADMS presenta un error promedio sustancialmente mayor, aproximadamente del 20.64 % en contingencia N-1 y 5.89 % en contingencia N-2. De esta forma Cymdist tiende a proporcionar estimaciones más precisas de la potencia activa en comparación con ADMS en la mayoría de los casos analizados. La discrepancia observada entre los resultados se atribuye a las diferencias fundamentales en la naturaleza de los programas utilizados. Por una parte, Cymdist es un programa que opera en un entorno estático, lo que significa que, el empleo de esta herramienta se basa en una representación fija de la red eléctrica. Es relevante destacar que Cymdist dispone de diversas metodologías para calcular los flujos de potencia, como los métodos de caída de tensión desequilibrada, equilibrada, Gauss-Seidel y Newton-Raphson. En contraste, ADMS se caracteriza por ser un sistema dinámico. De esta forma utiliza información proporcionada por el modelamiento del sistema de información geográfica (GIS), que se basa en una base de datos, para determinar los flujos de potencia. Esto se logra mediante la comparación entre los valores reales obtenidos en tiempo real a través de equipos de medición y los valores calculados por el estimador de estados. En este último proceso, pueden surgir señales de calidad desconocida que potencialmente afectan a los valores en el flujo de potencia, lo que añade una capa adicional de incertidumbre en los resultados.

Tabla 5.3: Resumen: % de Error de Potencia Activa KW contingencia N-1

N-1	Error Cymdist	Error ADMS
Alim 0821	3,15 %	16,13 %
Alim 0323	9,80 %	11,30 %
Alim 0822	0,28 %	3,56 %
Alim 0524	5,52 %	12,15 %
Alim 0823	1,37 %	47,22 %
Alim 1323	5,01 %	25,02 %
Alim 824	7,48 %	36,97 %
Alim 0321	4,95 %	12,77 %
Promedio	4,70 %	20,64 %

Tabla 5.4: Resumen: % de Error de Potencia Activa KW contingencia N-2

N-2	Error Cymdist	Error ADMS
Alim 0323	1,21 %	12,81 %
Alim 0524	0,31 %	4,99 %
Alim 1323	1,90 %	1,08 %
Alim 0321	6,64 %	4,68 %
Promedio	2,51 %	5,89 %

- En relación al factor de potencia, los resultados obtenidos revelan similitudes notables. Concretamente, en la estimación del factor de potencia el programa Cymdist se registra un error promedio del 0.32 % en la contingencia N-1 y 0.48 % en la contingencia N-2, mientras que en ADMS se constata un error promedio del 1.09 % en la contingencia N-1 y 2.09 % en la contingencia N-2. Estos hallazgos indican una consistencia destacada en la precisión de ambas herramientas en lo que respecta a la determinación del factor de

potencia siendo más precisa la herramienta del Cymdist.

Tabla 5.5: Resumen: % de Error de Factor de Potencia en contingencia N-1

N-1	Error Cymdist	Error ADMS
Alim 0821	0,01 %	0,06 %
Alim 0323	0,12 %	2,77 %
Alim 0822	0,35 %	0,15 %
Alim 0524	0,52 %	1,26 %
Alim 0823	0,01 %	0,96 %
Alim 1323	1,43 %	0,18 %
Alim 824	0,18 %	2,69 %
Alim 0321	0,12 %	0,61 %
Promedio	0,34 %	1,09 %

Tabla 5.6: Resumen: % de Error de Factor de Potencia en contingencia N-2

N-2	Error Cymdist	Error ADMS
Alim 0323	0,07 %	0,46 %
Alim 0524	0,65 %	0,56 %
Alim 1323	1,04 %	0,88 %
Alim 0321	0,17 %	0,19 %
Promedio	0,48 %	2,09 %

- Cymdist fundamenta su enfoque en la estimación de la distribución de carga a partir de la potencia de los alimentadores como variable principal. Por el contrario, ADMS se fundamenta en la potencia media activa, la potencia media reactiva y el tipo de curva de carga, ya sea residencial, comercial o industrial en los consumidores, para establecer el modelamiento de carga desde el consumidor hasta la cabecera del alimentador. De

esta manera, existen diferencias en los resultados obtenidos en la simulación en la transferencia de carga del sistema ADMS y Cymdist, generando una marcada discrepancia entre los resultados obtenidos en ambos entornos.

Ambos programas pueden desempeñar roles complementarios en el ámbito de la gestión de redes eléctricas. Cymdist, al exhibir una naturaleza estática, se presta para ser empleado en el proceso de planificación y diseño de redes eléctricas. Por otro lado, el ADMS se encuentra particularmente indicado para su aplicación en la gestión en tiempo real y la operación cotidiana del sistema eléctrico. Este último desempeña un papel fundamental en la supervisión, el control y la optimización de la operación del sistema de distribución eléctrica, permitiendo una respuesta dinámica a las demandas cambiantes y a las contingencias que puedan surgir en la red. De este modo, la integración de ambos programas puede potenciar significativamente la eficiencia y la confiabilidad de la gestión de sistemas eléctricos en su totalidad, abarcando tanto las fases de planificación como de operación.

Referencias

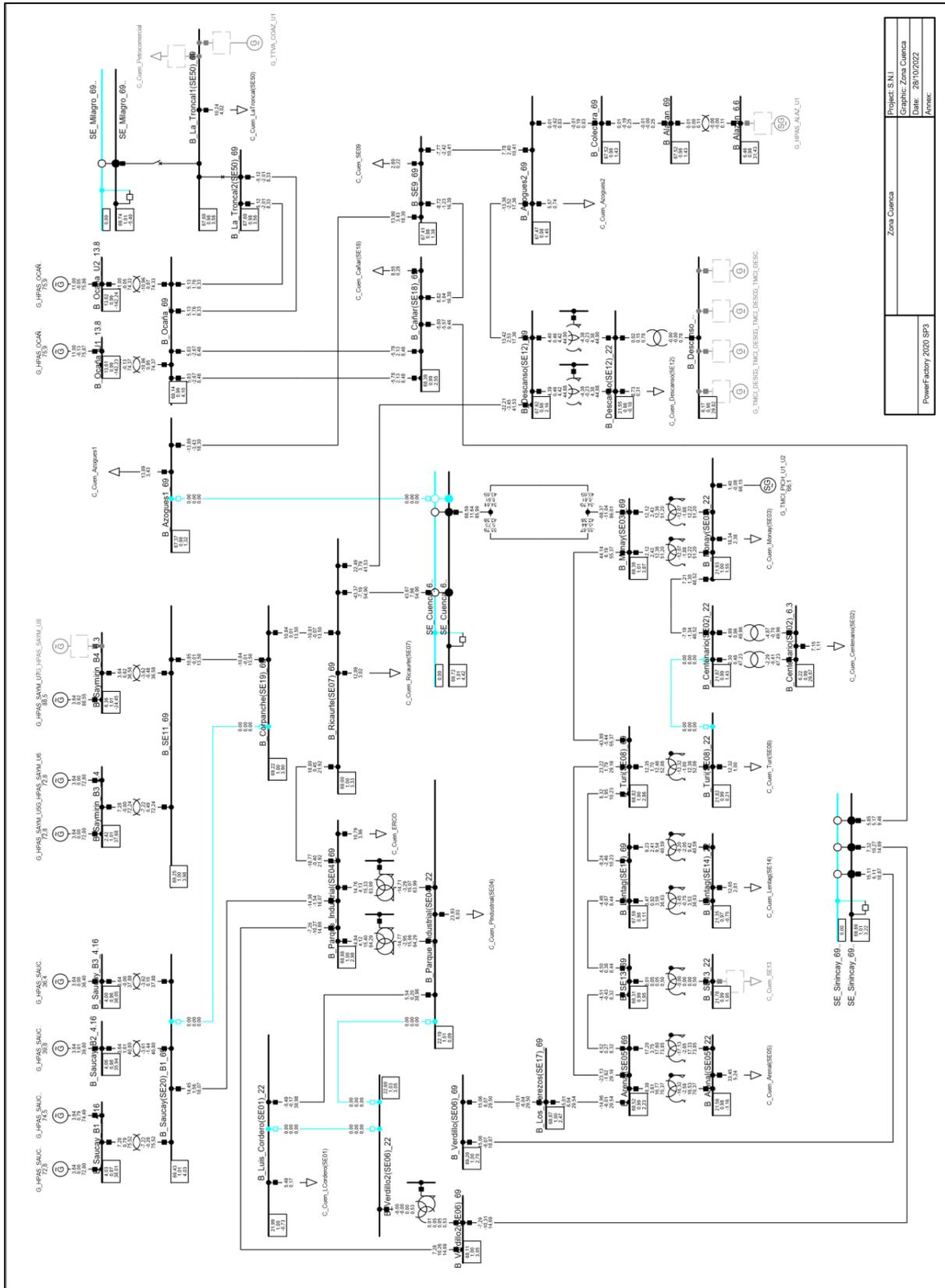
- [1] M. E. León Tenesaca, “Escenarios de contingencias para la automatización de la operación del sistema de distribución para los alimentadores primarios 0321, 0322 y 0722 de la empresa eléctrica regional centro sur c.a.”
- [2] » sistema de transmisión a 500 kV. [En línea]. Disponible: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/sistema-de-transmision-a-500-kv/>
- [3] Plataforma nacional de energía, ambiente y sociedad. [En línea]. Disponible: <https://energia.conacyt.mx/planeas>
- [4] C. F. Rojas, “A n e x o a n e x o a SELECCIÓN DE FUSIBLES.” [En línea]. Disponible: https://www.academia.edu/10769775/A_N_E_X_O_A_N_E_X_O_A_SELECCI%C3%93N_DE_FUSIBLES
- [5] C. E. Landázuri Paredes, “Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la empresa eléctrica regional centro sur c.a.”
- [6] E. Velasco-Ramírez, C. Ángeles Camacho, y M. García-Martínez, “Redes de transmisión inteligente. beneficios y riesgos,” vol. 14, num. 1, pp. 81–88. [En línea]. Disponible: <http://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/v14n1-08.php>
- [7] A. N. Bermeo Ochoa, “Sistemas de simulación para la operación de redes eléctricas de distribución en tiempo real.”
- [8] ARCERNNR, “REGULACIÓN no. ARCERNNR - 002/20.” [En línea]. Disponible: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- [9] S. Electric, “Advanced distribution management system (ADMS).”
- [10] C. X. Pulla y H. A. Quiñonez, “Estudio eléctrico para transferencias automáticas en alimentadores primarios de medio voltaje de CNEL EP unidad de negocio el oro, estudio de caso al alimentador más crítico ante falla.”
- [11] J. M. Ruiz Proaño, “ESTUDIO DE UN SISTEMA DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA DE CARGA a TRAVÉS DE RECONECTADORES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE”.

- [12] P. M. Vázquez Granda, "Parametrización, control, determinación, y reducción de pérdidas de energía en base a la optimización en el montaje de estaciones de transformación en la provincia de morona santiago."
- [13] M. D. E. y Recursos Naturales No Renovables., "Plan maestro de electricidad."
- [14] C. a. Cuenca Alulima y C. A. Yaguache Ordóñez, "Análisis de factibilidad para transferencia de carga desde subestación lago agrio a subestaciones adyacentes pertenecientes a CNEL EP unidad de negocio sucumbíos."
- [15] I. Matulic, "Introducción a los sistemas eléctricos de potencia," vol. 2, pp. 208 – 215, publisher: scielobo. [En línea]. Disponible: http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892003000100005&nrm=iso
- [16] C. F. García Suárez y K. F. García Carchi, "Análisis y diseño en digisilent de la transferencia de carga entre alimentadores de la subestación daule sur y daule norte -CNEL EP unidad de negocio guayas- los ríos."
- [17] J. Reinoso Quinteros y W. Castro Morales, "Análisis y diseño para la reconfiguración de los alimentadores 221 y 223 de la empresa eléctrica azogues c. a."
- [18] J. D. Juárez Cervantes, "Sistemas de distribución de energía eléctrica."
- [19] A. O. Zhungur Procel y E. R. Calva Riofrio, "Diseño de esquemas de control integrado de tensión y potencia reactiva del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centro sur c.a."
- [20] R. Espinosa y Lara, *Sistemas de Distribución*, primera ed. SISTEMAS EDITORIALES TÉCNICOS S.A. DE C.V.
- [21] E. F. Morocho Sinchiguano, "Diseño de una red de distribución en media y baja tensión, para las comunidades: Rumipamba, atacapi, lumucha, canoa yacu y 10 de agosto en la provincia de orellana."
- [22] J. Viqueira Landa, *Redes Eléctricas I*, segunda ed. Universidad Nacional Autónoma de México.
- [23] M. P. Pérez y B. F. Faican, "Determinación de los escenarios para reconfiguración de los alimentadores posterior de una falla eléctrica mediante el uso de software de la empresa eléctrica de azogues c.a."

- [24] C. Quito y T. I. Verdugo, "Integración con CYMDIST de las redes de media tensión y subtransmisión del sistema de la centrosur."

A. Anexo

A.1. Anexo A: Sistema de Subtransmisión de la ciudad de Cuenca, Caso base



Project: S.N.I	Zone: Cuencia
Graphic: Zona Cuencia	
Date: 26/10/2022	
Author:	
Power Factory 2020 SP3	

A.2. Anexo B: Sistema de Subtransmisión de la ciudad de Cuenca, Caso contingencia N-1

A.3. Anexo C: Documento operativo para la transferencia total de carga de la SE 08 para mantenimiento predictivo y correctivo

DOCUMENTO OPERATIVO PARA LA TRANSFERENCIA DE CARGA DE LA SUBESTACIÓN 08	
DIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN. Departamento de Supervisión y Control	Consignación:
Realizado: Pedro Pesántez	Revisado:
Fecha de ejecución:	Hoja ½

1.- SECCIÓN PERSONAL

CENTROSUR:

- Centro de Control
 - Operador del SEP
- Personal de Subestaciones

CENACE

- Operación

2.- DESCRIPCIÓN DE LAS MANIOBRAS EMPLEADAS y CRONOGRAMA

Ante la eventual salida del transformador de potencia de la subestación 08, se realizarán las siguientes maniobras de transferencia de carga con el objetivo de restablecer el servicio eléctrico a los consumidores afectados.

El alimentador 0821 se transferirá al alimentador 0323 por medio del reconectador GAPAL, y se ejecutará en dos fases correspondientes a las secuencias 1 y 2. De esta forma, se abrirá el interruptor del alimentador 0821 con código 032906 y se cerrará el reconectador 56689 "Gapal" logrando así una transferencia de carga total.

El alimentador 0822 se transferirá al alimentador 0524 por medio del reconectador DON BOSCO LOJA y se ejecutará en dos fases correspondientes a las secuencias 3 y 4. De esta forma, se abrirá el interruptor del alimentador 0822 con código 032907 y se cerrará el reconectador 44086 "Don Bosco/Loja" logrando así una transferencia de carga total.

El alimentador 0823 se transferirá al alimentador 1323 por medio del reconectador TARQUI2 y se ejecutará en dos fases correspondientes a las

secuencias 5 y 6. De esta forma, se abrirá el interruptor del alimentador 0823 con código 32908 y se cerrará el reconectador 56724 "TAQUI2" logrando así una transferencia de carga total.

El alimentador 0824 se transferirá al alimentador 0321 por medio del reconectador CENSO2 y se ejecutará en dos fases correspondientes a las secuencias 7 Y 8. De esta forma, se abrirá el interruptor del alimentador 0824 con código 32909 y se cerrará el reconectador 43843 "CENSO2 EL VALLE" logrando así una transferencia de carga total.

Se lleva a cabo la verificación de la des energización del transformador de potencia de la subestación 08, maniobras comprendidas en la secuencia 9,10 11 y 12.

En el caso de que la transferencia de carga sea de naturaleza permanente o prolongada en el tiempo, se procede a llevar a cabo las observaciones previamente establecidas en el plan de maniobras. Estas acciones se encuentran incluidas en las secuencias numeradas como 13, 14, 15, 16 y 17. Dichas secuencias implican la deshabilitación de los recierres en los reconectores de los alimentadores correspondientes.

Normalización Del Sistema

Para la normalización del sistema, se procede en primera instancia a energizar el transformador de la subestación 08, tanto a nivel de subtransmisión 69kV como a nivel de media tensión 22kV, maniobras comprendidas en la secuencia 1,2,3 y 4 de normalización.

Para la normalización del alimentador 0821, se pondrá en paralelo con el alimentador 0323 a partir del cierre del interruptor con código 32906. Luego, se llevará a cabo la apertura del reconectador de transferencia GAPAL con código 56689, seguido de la verificación de la habilitación del recierre del reconectador 24 DE MAYO con código 56690. Estas maniobras están comprendidas en las secuencias 5, 6 y 7 respectivamente.

Para la normalización del alimentador 0824, se pondrá en paralelo con el alimentador 0321 a partir del cierre del interruptor con código 32909. Luego, se llevará a cabo la apertura del reconectador de transferencia CENSO2 EL VALLE con código 43843, seguido de la verificación de la habilitación del recierre del reconectador SAN ANTONIO GAPAL con código 43980. Estas maniobras están comprendidas en las secuencias 8,9 Y 10 respectivamente.

Para la normalización del alimentador 0822, no se podrá poner en paralelo con el alimentador 0524 debido a las restricciones operativas de anillo abierto de Centrosur. Motivo por el cual se realiza la apertura del reconectador de transferencia DON BOSCO/LOJA con código 44086. Posterior, se realiza el

cierre del interruptor del alimentador 0822 energizando el alimentador. Finalmente se verifica la habilitación de recierre en el reconectador 12 de OCTUBRE. Estas maniobras se evidencian en la secuencia 11,12 y 13 respectivamente.

Para la normalización del alimentador 0823, no se podrá poner en paralelo con el alimentador 1323 debido a las restricciones operativas de anillo abierto de Centrosur. Motivo por el cual se realiza la apertura del reconectador de transferencia TARQUI2 con código 56724. Posterior, se realiza el cierre del interruptor del alimentador 0823 energizando el alimentador. Finalmente se verifica la habilitación de recierre de los reconectores TARQUI y GUALLANZHAPA. Estas maniobras se evidencian en la secuencia 14,15,16 y 17 respectivamente.

Se adjunta ficha de maniobras



FICHA DE MANIOBRAS PARA TRANSFERENCIA DE SE 08

FICHA DE MANIOBRAS PARA: _____

CONSIGNACIÓN INTERNA DESENERGIZACIÓN TR SE08

FECHA: _____ a _____

HORA DE INICIO DE MANIOBRAS: _____ a _____

SECUENCIA MANIOBRAS	UBICACIÓN EQUIPO	COD. SCADA	COD. PUESTO (Dato del GIS)	EQUIPO A SER OPERADO	ACCIÓN SOBRE EL EQUIPO	EJECUTOR	OBSERVACIÓN
ALIM. 0821 AL 0323	SE 08	52F11	32906	INT. ALIM. 0821	Abrir	Operador del SEP	
	SE 08	R3T034	56689	REC TRANSF 0821-0323 GAPAL	Cerrar	Operador del SEP	
TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0821 AL 0323							
ALIM. 0822 AL 0524	SE 08	89F12B	32907	INT. ALIM. 0822	Abrir	Operador del SEP	
	SE 05	R3T042	44086	REC TRANSF 0524-0822 DON BOSCO / LOJA	Cerrar	Operador del SEP	
TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0822 AL 0524							
ALIM. 1323	SE 08	82F13	32908	INT. ALIM. 0823	Abrir	Operador del SEP	
	SE 13	R3T033	56724	REC TRANSF 1323-0823 TARQUI 2	Cerrar	Operador del SEP	
TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0823 AL 1323							
ALIM. 0824 AL 0321	SE 08	52F14	32909	INT. ALIM. 0824	Abrir	Operador del SEP	
	SE 03	R3T014	43843	REC TRANSF 0321-0824 CENS02 EL VALLE	Cerrar	Operador del SEP	
APERTURA DEL TR							
TR	SE 08			INT 22kV	Abrir	Operador del SEP	
	SE 08			INT 69kV	Abrir	Operador del SEP	
	SE 08			SECC. 22kV	Abrir	Personal SUBSE	
	SE 08			SECC. 69kV	Abrir	Personal SUBSE	
OBSERVACIÓN							
Observación	SE 08	R3I016	56690	REC PROTECCION 24 DE MAYO	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0821
	SE 08	R3I021	44017	REC PROTECC. 12 DE OCTUBRE 1	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0822 Verificar ajuste de fase y tierra
	SE 08	R3I032	56693	REC PROTECCION GUALLANZHAPA	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0823
	SE 13	R3I032	33327	REC INF FALLA TARQUI	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0823
	SE 08	R3I041	43980	REC PROTECCION SAN ANTONIO GAPAL	Deshabilitar Recierre	Operador del SEP	Alimentador 0824 Verificar ajuste de fase y tierra

NORMALIZACIÓN DE LAS MANIOBRAS

SECUENCIA DE MANIOBRAS	UBICACIÓN DEL EQUIPO	COD. SCADA	COD. PUESTO (Dato del GIS)	EQUIPO A SER OPERADO	ACCIÓN SOBRE EL EQUIPO	EJECUTOR	OBSERVACIÓN
TR	SE 08			SECC. 69KV	Cerrar	Personal SUBSE	
	SE 08			SECC. 22KV	Cerrar	Personal SUBSE	
	SE 08			INT 69KV	Cerrar	Operador del SEP	
	SE 08			INT 22KV	Cerrar	Operador del SEP	
ALIM. 0821 AL 0323	TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0821 AL 0323						
	SE 08	52F11	32906	INT. ALIM. 0821	Cerrar	Operador del SEP	Se pone en paralelo el alimentador 0821 y 0323
	SE 08	R3T034	56689	REC TRANSF.0821+0323 GAPAL	Abir	Operador del SEP	
ALIM. 0824 AL 0321	SE 08	R3I016	56690	REC PROTECCION 24 DE MAYO	Habilitar Recierre	Operador del SEP	
	TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0824 AL 0321						
	SE 08	52F14	32909	INT. ALIM. 0824	Cerrar	Operador del SEP	Se pone en paralelo el alimentador 0824 y 0321
ALIM. 0822 AL 0524	SE 03	R3T014	43843	REC TRANSF 0321+0824 CENSO2 EL VALLE	Abir	Operador del SEP	
	SE 08	R3I041	43980	REC PROTECCION SAN ANTONIO GAPAL	Habilitar Recierre	Operador del SEP	Verificar ajuste de fase y tierra
	TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0822 AL 0524						
ALIM. 0823 AL 1323	SE 05	R3T042	44086	REC TRANSF 0524-0822 DON BOSCO / LOJA	Abir	Operador del SEP	
	SE 08	89F12B	32907	INT. ALIM. 0822	Cerrar	Operador del SEP	
	SE 08	R3I021	44017	REC PROTECC. 12 DE OCTUBRE 1	Habilitar Recierre	Operador del SEP	Verificar ajuste de fase y tierra
ALIM. 0823 AL 1323	TRANSFERENCIA TOTAL DEL 0823 AL 1323						
	SE 13	R3T033	56724	REC TRANSF 1323-0823 TARQUI 2	Abir	Operador del SEP	
	SE 08	82F13	32908	INT. ALIM. 0823	Cerrar	Operador del SEP	
	SE 13	R3I032	33327	REC TARQUI	Habilitar Recierre	Operador del SEP	
ALIM. 0823 AL 1323	SE 08	R3I032	56693	REC PROTECCION GUALLANZHAPA	Habilitar Recierre	Operador del SEP	

A.4. Anexo D: Resultados del Flujo de Carga con Contingencia N-1 en ADMS

Informe de Flujo de Carga

Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] - A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
T1	05_03_MONAY												
05_03_0321	05_03_0321												
52F11	BAHIA_05_03_0321	143,619	143,619	121,198	106,210	4682,684	1808,317	1530,558	1343,808	597,497	256,607	179,659	161,232
05_03_0322	05_03_0322												
05_03_0323	05_03_0323												
52F13	BAHIA_05_03_0323	72,900	50,318	64,670	72,900	2313,993	592,035	805,612	916,345	-560,337	-242,848	-164,794	-152,695
05_03_0324	05_03_0324												
05_03_0325	05_03_0325												
SE03 - SE02_SUBTERRANEA	SE03 - SE02_SUBTERRANEA												
Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] - A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
05_05_0524	05_05_0524												
52F24	BAHIA_05_05_0524	115,651	109,178	115,651	99,853	4109,216	1384,234	1462,552	1262,429	-68,473	53,609	-60,391	-61,690
Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] - A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
T1	05_08_TURI												
05_08_0821	05_08_0821												
52F11	BAHIA_05_08_0821	125,633	117,864	125,633	122,254	4508,107	1448,468	1548,659	1510,981	-164,594	-124,894	-55,125	15,426
05_08_0822	05_08_0822												
52F12	BAHIA_05_08_0822	125,569	111,499	125,569	106,923	4220,329	1361,129	1538,967	1320,233	-431,396	-197,076	-174,770	-59,551
05_08_0823	05_08_0823												
52F13	BAHIA_05_08_0823	75,249	39,772	75,249	46,759	1965,559	486,985	910,122	568,452	345,842	59,355	182,168	104,320
05_08_0824	05_08_0824												
52F14	BAHIA_05_08_0824	62,113	62,113	35,060	25,523	1448,861	745,789	400,365	302,708	427,785	175,494	163,469	88,822
Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] - A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
05_13_1323A	05_13_1323A												
52F13	BAHIA_05_13_1323	67,654	32,121	35,518	67,654	1669,269	394,578	437,822	836,869	120,165	50,602	39,927	29,636

Fecha: 25/08/2023

Hora: 15:12:59

Informe de Flujo de Carga

Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
T1			
05_03_0321			
[Bnd 1037950307]	22,017	22,020	22,085
05_03_0322			
05_03_0323			
[Bnd 1037950305]	22,017	22,020	22,085
05_03_0324			
05_03_0325			
SE03 - SE02_SUBTERRANEA			
Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
05_05_0524			
0524	21,953	21,906	21,964
Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
T1			
05_08_0821			
0821	21,389	21,322	21,425
05_08_0822			
0822	21,389	21,322	21,425
05_08_0823			
0823	21,389	21,322	21,425
05_08_0824			
0824	21,389	21,322	21,425
Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
05_13_1323A			
1323N	21,437	21,493	21,361
CN_8FF1E535-6204-	-	-	-
1323A	21,446	21,504	21,378

Fecha: 25/08/2023

Hora: 15:07:43

A.5. Anexo E: Resultados del Flujo de Carga con Contingencia N-2 en ADMS

Informe de Flujo de Carga

Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
05_08_TURI	05_08_TURI												
05_08_0821	05_08_0821												
52F11	BAHIA_05_08_0821	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
05_08_0822	05_08_0822												
52F12	BAHIA_05_08_0822	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
05_08_0823	05_08_0823												
52F13	BAHIA_05_08_0823	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
05_08_0824	05_08_0824												
52F14	BAHIA_05_08_0824	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
SE08 - SE02	SE08 - SE02												
SE08 - SE14-1	SE08 - SE14-1												
T1	05_08_TURI												
Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
05_13_1323A	05_13_1323A												
52F13	BAHIA_05_13_1323	113,936	71,913	110,471	113,936	3600,071	879,446	1327,546	1393,080	533,318	117,381	260,598	155,339
Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
T1	05_03_MONAY												
05_03_0321	05_03_0321												
52F11	BAHIA_05_03_0321	205,307	205,307	155,024	131,397	6149,135	2562,416	1934,334	1652,385	1115,779	487,426	369,094	259,259
05_03_0322	05_03_0322												
05_03_0323	05_03_0323												
52F13	BAHIA_05_03_0323	194,605	166,655	189,664	194,605	6961,529	2086,383	2400,849	2474,296	-681,280	-360,474	-201,134	-119,672

05_03_0324	05_03_0324												
05_03_0325	05_03_0325												
SE03 - SE02_SUBTERRANEA	SE03 - SE02_SUBTERRANEA												

Objeto	Ubicación	I [A] Máximo	I [A] - A	I [A] - B	I [A] - C	P [kW] Total	P [kW] - A	P [kW] - B	P [kW] - C	Q [kVAr] - Total	Q [kVAr]] - A	Q [kVAr]] - B	Q [kVAr]] - C
05_05_0524	05_05_0524												
52F24	BAHIA_05_05_0524	241,296	219,881	241,296	206,887	8441,354	2785,563	3043,305	2612,487	-462,939	-136,131	-213,844	-112,964

Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
05_08_TURI			
05_08_0821			
05_08_0822			
05_08_0823			
05_08_0824			
SE08 - SE02			
SE08 - SE14-1			
T1			
Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
05_13_1323A			
1323N	21,335	21,239	21,227
CN_8FF1E535-6204-43FC-8D15-F0BBFBB26285	-	-	-
1323A	21,360	21,271	21,258
Objeto	Tensión de línea [kV] - AB	Tensión de línea [kV] - BC	Tensión de línea [kV] - CA
05_05_0524			
0524	21,945	21,868	21,947

A.6. Anexo F: Resultados del Flujo de Carga Cymdist

FLUJO DE CARGA CYMDIST CASO BASE

Alimentador	0321	0323	0524	0821	0821	0823	0824	1323
Variables	Caso Base							
Perdidas (KW)	209,18	77,77	81,05	157,83	126	48,97	73,18	125,5
Voltaje Linea_Linea VA (kVLL)	21,93	21,93	21,56	21,82	21,82	21,82	21,82	21,78
Corriente IA (A)	127,89	70,91	120,12	134,84	117,22	37,66	65,78	63,99
Corriente IB (A)	97,74	73,05	101,54	136,63	117,56	37,4	63,56	62,46
Corriente IC (A)	86,6	80,86	99,91	137,56	112,6	31,53	39,71	65,73
Factor Potencia Promedio(%)	98,69	99,82	98,33	99,97	99,25	99,45	98,73	98,53
Potencia Aparente Total (kVA)	3952,57	2846,06	4002,13	5152,86	4376,05	1342,65	2129,55	2415,79
Potencia Activa Total (kW)	3901,55	2841,55	3935,96	5151,58	4343,49	1335,37	2102,57	2381,09
Potencia Reactiva Total (kvar)	633,07	160,31	724,77	114,83	532,77	139,6	337,92	408

FLUJO DE CARGA CYMDIST CONTINGENCIA N-1

Alimentador	0321	0323	0524	0821	0821	0823	0824	1323
Variables	Contingenci a N-1							
Perdidas (KW)	211,13	78,33	79,48	159,33	127,12	49,61	73,8	123,32
Voltaje Linea_Linea VA (kVLL)	22,09	22,09	21,14	22,03	22,03	22,03	22,03	21,47
Corriente IA (A)	128,38	70,95	120,34	134,95	117,28	37,81	65,88	63,74
Corriente IB (A)	98,15	73,11	101,87	136,75	117,63	37,55	63,65	62,23
Corriente IC (A)	86,98	80,91	100,28	137,67	112,63	31,64	39,8	65,51
Factor Potencia Promedio(%)	98,71	99,84	98,23	99,98	99,28	99,45	98,74	98,5
Potencia Aparente Total (kVA)	3997,73	2868,79	3935,4	5206,79	4420,23	1360,72	2153,65	2372,63
Potencia Activa Total (kW)	3946,83	2864,6	3866,55	5205,67	4388,56	1353,43	2126,54	2337,89
Potencia Reactiva Total (kvar)	635,95	154,99	732,91	107,84	528,2	140,63	340,62	404,5

FLUJO DE CARGA CYMDIST CONTINGENCIA N-2

Alimentador	0321	0323	0524	0821	0821	0823	0824	1323
Variables	Contingenci a N-2							
Perdidas (KW)	368,44	285,32	241,52					197
Voltaje Linea_Linea VA (kVLL)	22,09	22,09	21,14					21,47
Corriente IA (A)	192,78	205,85	237,49					100,81
Corriente IB (A)	160,95	209,78	219,35					99,02
Corriente IC (A)	126,12	218,47	213					96,63
Factor Potencia Promedio(%)	98,41	99,91	98,65					98,76
Potencia Aparente Total (kVA)	6118,81	8086,85	8174,72					3674
Potencia Activa Total (kW)	6022,69	8080,11	8065,08					3629,18
Potencia Reactiva Total (kvar)	1080,29	330,1	1334,33					572,12

A.7. Anexo G: Valores Reales Medidos

Los valores reales fueron adquiridos mediante la medición de la máxima demanda a las 19:30 horas durante un período específico. Para los alimentadores 1323, 0321, 0821, 0323, 0822-0823 y 0824, dicho período comprendió del 1 de mayo al 24 de mayo, mientras que para el alimentador 0524, se tomó en consideración el período que abarca del 15 de Junio al 30 de Junio.

PROMEDIO DE VALORES REALES MEDIDOS EN MÁXIMA DEMANDA 19:30								
Variabes	ALIMENTADOR 0321	ALIMENTADOR 0323	ALIMENTADOR 0821	ALIMENTADOR 0822	ALIMENTADOR 0823	ALIMENTADOR 0824	ALIMENTADOR 1323	ALIMENTADOR 0524
VLL (V)	22,51	22,51	22,46	22,46	22,46	22,46	21,85	22,31
IA (A)	119,06	62,88	146,95	117,46	50,58	86,88	63,77	91,67
IB (A)	114,88	64,41	137,75	117,18	21,35	65,39	54,11	92,00
IB (A)	95,71	72,76	131,70	104,32	33,78	30,42	62,71	106,92
In (A)	67,24	16,71	32,19	19,15	31,23	56,33	34,30	22,33
P(KVA)	4152,35	2608,82	5375,06	4376,29	1335,12	2298,59	2226,39	3664,17
Q(KVAR)	704,71	71,18	75,88	376,76	141,41	394,53	86,30	585,83

Figura A.1: Promedio de valores reales medidos en máxima demanda