



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRIA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: PROPUESTA METODOLÓGICA Y TECNOLOGÍA AVANZADA

Título:

**“REDISEÑO TOPOLÓGICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN
DE 69 KV DEL ÁREA DE LA OPERACIÓN DE LA ZONA I Y II DE
EMELNORTE S.A, PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD
DE ENERGÍA.”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en
Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

AUTOR:

Ing. José Eliberto Angamarca Angamarca

TUTOR:

Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza, MSc.

LATACUNGA – ECUADOR

2023

AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación “REDISEÑO TOPOLÓGICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 kV DEL ÁREA DE LA OPERACIÓN DE LA ZONA I Y II DE EMELNORTE S.A, PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE ENERGÍA.” presentado por: ANGAMARCA ANGAMARCA JOSÉ ELIBERTO, para optar por el título magíster en Electricidad mención sistemas eléctricos de potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, 19 de septiembre 2023.

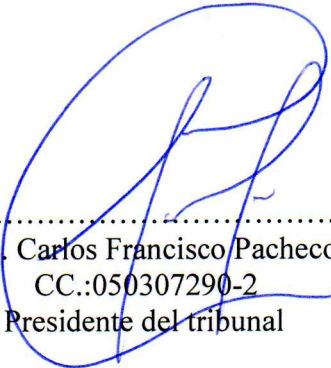


.....
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza
CC.:0503287864

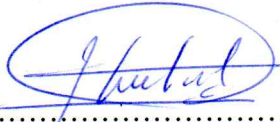
AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “Rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de la operación de la zona I y II de Emelnorte S.A, para mejorar los índices de calidad de energía”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.


Latacunga, 19, de septiembre 2023.



.....
MSc. Carlos Francisco Pacheco Mena
CC.:050307290-2
Presidente del tribunal



.....
MSc. León Segovia Marco Anibal
CC.:050230540-2
Lector 2



.....
MSc. Luis Eduardo Hinojosa Guanoluisa
CC.:050236581-0
Lector 3

DEDICATORIA

Esta investigación dedico a mi esposa Lisset Margarita por ser mi apoyo incondicional, inmedible, aun en sus condiciones más difíciles, ella sabe que la amo.

A mis hijos Alex, Joel y Sammy que los amo, que apoyaron en los momentos más difíciles de la familia y mantuvieron la unidad para salir adelante.

A mis queridos padres María Josefina por su amor incondicional y formación al trabajo, a Víctor Manuel por su constancia en superar los problemas de la vida que gracias a Dios están con vida.

A los dos Ángeles María Elva e Iván que cuidan de mi familia y que siempre estarán presentes impulsando el éxito de cada uno de sus integrantes.

José Eliberto Angamarca Angamarca

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por regalarme un momento de felicidad junto a mis seres queridos en un logro más en mi formación.

Al Magister Carlos Quinatoa a quien estuvo en la dirección de la presente investigación por su tiempo y mi más profundo sentimiento de gratitud por guiarme y compartirme sus experiencias y conocimientos.

Mi agradecimiento a mi amigo y futuro colega Bryan, gracias por compartir sus conocimientos y vivir una vida del tamaño de sus sueños.

Quiero agradecer al EMELNORTE S.A. a sus autoridades y a las Direcciones de Planificación, Distribución, y a los departamentos de Subestaciones, GIS, Centro de Control y Calidad de Energía, como también a los profesionales que laboran en los mismos, por las facilidades prestadas en los diferentes procesos para la culminación del presente trabajo.

José Eliberto Angamarca Angamarca

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, septiembre, 19, 2023

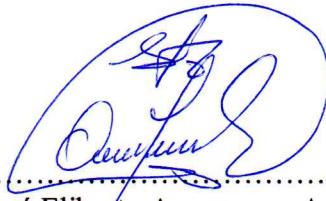


.....
Ing. José Eliberto Angamarca Angamarca
CC.:100217284-7

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

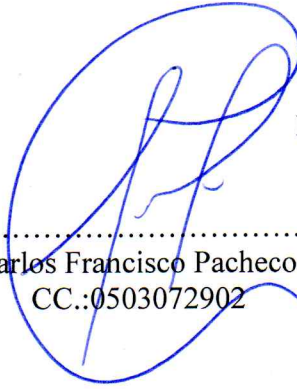
Latacunga, Septiembre, 19, 2023



.....
Ing. José Eliberto Angamarca Angamarca
CC.:100217284-7

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: “Rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de la operación de la zona I y II de EmelNorte S.A, para mejorar los índices de calidad de energía” contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.



Latacunga, septiembre, 19, 2023.

.....
MSc. Carlos Francisco Pacheco Mena
CC.:0503072902

**UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO**

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: “Rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de la operación de la zona I y II de Emelnorte S.A, para mejorar los índices de calidad de energía”

Autor: Angamarca Angamarca José Eliberto

Tutor: Quinatoa Caiza Carlos Iván MSc.

RESUMEN

Determinar un rediseño topológico de un sistema de 69 kV que actualmente es radial es una de las propuestas del siguiente desarrollo, basándose en tres ejes fundamentales: Calidad de servicio técnico y producto, confiabilidad y pérdidas técnicas con un análisis técnico-económico que valide su implementación considerando los beneficios técnico-sociales e imagen corporativa de EMELNORTE S.A. Se desarrolla una búsqueda bibliográfica de tipos de topologías, conceptos de parámetros, índices de confiabilidad de elementos de Líneas de subtransmisión y subestaciones que permitan determinar las condiciones operativas y de confiabilidad del sistema actual. Finalmente se propone un punto adicional de entrega adicional del S.N.I. y tres líneas de 69 kV que coadyuban a formar una topología Lazo Abierto entre las subestaciones de los Cantón de Pedro Moncayo y Cayambe. Una topología tipo anillo entre subestaciones del Cantón Otavalo y Antonio Ante para una operación óptima en función de la calidad de producto, confiabilidad y reducción de pérdidas, finalmente un análisis técnico económico que valida que es un proyecto viable y sustentable para su implementación.

Palabras clave: Confiabilidad, energía, pérdidas, subtransmisión, topologías, calidad de servicio de energía.

**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO**

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

THEME: "Redesign of the 69 kV subtransmission system within the operational areas of zones I and II of Emelnorte S.A. to enhance power quality indices."

Author: Ing. Angamarca Angamarca José Eliberto

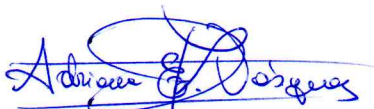
Tutor: MSc. Quinatoa Caiza Carlos Iván

ABSTRACT

Determining a topological redesign of a 69 kV system that is currently radial is one of the proposals of the following development, based on three fundamental axes: Quality of technical service and product, reliability, and technical losses with a technical-economic analysis that validates its implementation considering the technical-social benefits and corporate image of EMELNORTE S.A. A bibliographic search of types of topologies, parameter concepts, reliability indices of elements of sub-transmission lines and substations is developed that allow determining the operating and reliability conditions of the current system. An additional S.N.I delivery point is proposed and three 69 kV lines that contribute to form an Open Loop topology between the substations of Pedro Moncayo and Cayambe Cantons. A ring-type topology between substations of Otavalo Canton and Antonio Ante for optimal operation based on product quality, reliability and loss reduction, finally a technical-economic analysis that validates that it is a viable and sustainable project for its implementation.

keywords: Reliability, energy, losses, sub-transmission, topologies, energy quality of service.

Yo, Vásquez Fweltala Adriana Elizabeth con cédula de identidad número: 100234946-0 Magíster en Lingüística Aplicada a la Enseñanza Bilingüe Español-Inglés, con número de registro de la SENEYCYT: 1027-15-86060035; **CERTIFICO** haber revisado y aprobado la traducción al idioma Inglés del resumen del trabajo de investigación con el título "**Rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de la operación de la zona I y II de Emelnorte S.A, para mejorar los índices de calidad de energía**" de: José Eliberto Angamarca Angamarca , aspirante a Magister en Electricidad en mención Sistemas Eléctricos de Potencia.



MSc. Adriana Elizabeth Vásquez Fweltala
ID:1002349460 SENEYCYT: 1027-15-86060035

Ibarra, Septiembre, 19, 2023

ÍNDICES DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
AVAL DEL TUTOR.....	ii
AVAL DEL TRIBUNAL.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA	vi
RENUNCIA DE DERECHOS.....	vii
AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL.....	viii
RESUMEN.....	ix
ABSTRACT.....	x
ÍNDICES DE CONTENIDOS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
INTRODUCCIÓN	1
Antecedentes	2
Planteamiento del problema	2
Formulación del problema.....	4
Objetivo General:	4
Objetivos Específicos	4
Sistema de Tareas con Relación a los Objetivos Específicos	5
Justificación.....	7
Hipótesis.....	8
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA	9
1.1 Antecedentes de la investigación.....	9
1.2 Marco teórico.....	12
1.3 Marco teórico.....	15
1.3.1. Sistemas de potencia de subtransmisión	15
1.3.2. Características de un SEP y de subtransmisión con sus elementos	16
1.3.3. Descripción del Sistema Eléctrico de subtransmisión de las zonas I y II de EMELNORTE S.A.	17
1.3.4. Configuraciones tipo de un SEP de subtransmisión	17

1.3.5.	Parámetros eléctricos de operación de Sistema eléctrico de potencia de transmisión de 69 kV y de alimentadores de 13,8 kV	18
1.3.6.	Modelación del Sistema de Subtransmisión con el Nuevo Punto de Conexión al SNI.....	19
1.3.7.	Consideraciones operacionales para rediseños de modelos de topologías	19
1.3.8.	Metodologías de cálculo.	24
1.4.	Conclusiones Capítulo I	27
CAPÍTULO II		28
PROPUESTA.....		28
2.1	Título del proyecto.	28
2.2	Objetivo del proyecto.	28
2.3	Descripción de la propuesta.....	28
2.4	Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados	30
2.4.1.	Diagrama de flujo de la propuesta.	30
2.4.2.	Descripción del sistema Actual de 69 kV de las zonas I y II.....	32
2.4.3.	Análisis de la Demanda Actual sistema	34
2.4.4.	Curvas de carga de transformadores de Potencia.....	36
2.4.4.1.	Transformador de Potencia Posición 138/69[kV] Trans-Electric Bellavista. 36	
2.4.4.2.	Demanda y perfiles de voltaje de transformadores de Potencia de la línea de 69 kV.	40
2.4.5.	Análisis del Calidad de servicio en Subestaciones	48
2.4.6.	Análisis de la Calidad de producto para voltaje y ángulo.....	50
2.4.7.	Análisis de Pérdidas del sistema	53
2.4.8.	Análisis de Flujos de Potencia	58
2.4.9.	Metodología aplicada.....	58
2.5.	Determinación y análisis de índices de confiabilidad del sistema actual	59
2.5.1.	Condición para el cálculo de índices de confiabilidad.....	59
	Ecuaciones	59
2.5.2.	Serie.....	59
2.5.3.	Paralelo.....	60
2.5.4.	Parámetros de Cálculo para el sistema de subtransmisión.....	60

Subestaciones	60
Líneas de subtransmisión	61
Interruptor de entrada salida subestaciones.....	61
2.5.5. Actual Caso antiguo sin Ecuajugos.....	63
2.6. Conclusiones Capítulo II.....	65
CAPÍTULO III.....	66
APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	66
3.1. Análisis de los resultados de la simulación de la propuesta mediante sistema Power Factory -DIgSILENT.	66
3.1.1. Análisis de parámetro de Voltaje.....	66
3.1.2. El Rediseño del sistema de 69 kV corresponde a una derivación de 230/69 kV de la línea Pomasqui – Pimampiro.	66
3.1.2.1. Análisis de la magnitud de voltaje.....	67
3.1.2.2. Comparación de resultados de las simulaciones entre el software CYME con DIgSILENT.	70
3.1.3. Análisis de sistema considerando pérdidas técnicas.....	73
Análisis de los porcentajes de pérdidas.....	76
3.2. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema propuesto.....	77
3.2.1. Diagrama de Bloques sistema tipo Anillo.....	77
3.2.1.1 Resultados de confiabilidad caso anillo 1.	78
3.2.1.2 Análisis de confiabilidad caso anillo 2.....	79
3.2.1.3 Análisis de confiabilidad caso anillo total.....	80
3.3. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema Lazo abierto	81
Análisis Lazo Abierto S/E Cajas LST Cayambe -Cananvalle	82
3.4. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema propuesto.....	83
Análisis del Lazo Abierto S/E Cajas S/E La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle	83
3.5. Análisis de resultados del sistema	84
3.5.1. Software de cálculo de índices de confiabilidad de programa Matlab..	85
3.6. Análisis técnico Económico	87
a) Evaluando las pérdidas técnicas y valorando al valor facturado promedio por EMELNORTE S.A.....	87
b) Considerando el ámbito legal la regulación ARCERNNR 001/2020 cuyo contenido está en el anexo 17 respecto de calidad de energía donde se establecen las multas por incumplimientos en los índices de calidad de servicio y producto..	88

c) Determinación del Costo por energía no suministrada (CENS)	88
d) Determinación de las inversiones:	90
e) Determinación de los indicadores económicos VAN, TIR, Beneficio Costo. .	91
CONCLUSIONES	93
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Sistema de tareas con relación a los objetivos específicos.	5
Tabla 2. Índices de calidad de servicio del año 2021.....	10
Tabla 3. Índices de calidad de servicio del año 2022.....	11
Tabla 4. Especificaciones técnicas de los elementos de las subestaciones.	32
Tabla 5. Parámetros técnicos de los elementos de las subestaciones.....	33
Tabla 6. Porcentajes de crecimiento de la demanda.	36
Tabla 7. Valores de índices de calidad de servicio TTIK y FMIK Año 2020.	49
Tabla 8. Valores de límites de % de mediciones fuera de estándar.	51
Tabla 9. Límites para el parámetro de voltaje.....	51
Tabla 10. Parámetro de voltaje promedio en el sistema actual obtenido de la simulación de DIgSILENT.	52
Tabla 11. Valores de las pérdidas en las líneas.....	55
Tabla 12. Valores de las pérdidas en las líneas de subtransmisión mediante simulación.	56
Tabla 13. Resultados de pérdidas de energía en las líneas de 69 kV obtenidos de la simulación en condición de demanda máxima.	57
Tabla 14. Valores de la demanda de las subestaciones para la simulación.....	58
Tabla 15. Valores de los parámetros de confiabilidad de los componentes de las subestaciones.....	60
Tabla 16. Valores de los parámetros de confiabilidad de línea de subtransmisión.....	61
Tabla 17. Valores de los parámetros de confiabilidad de un interruptor.	61
Tabla 18. Valores de confiabilidad para cálculo del sistema actual sin Ecuajugos. ...	63
Tabla 19. Resultado de confiabilidad del sistema actual sin Ecuajugos	64
Tabla 20. Valores de confiabilidad para cálculo del sistema actual con Ecuajugos...	64
Tabla 21. Resultado de confiabilidad del sistema actual sin Ecuajugos.	65
Tabla 22. Valores del voltaje de la topología propuesta simulada en DIgSILENT....	67
Tabla 23. Comparación del voltaje entre la topología de la red actual y propuesta. ..	68
Tabla 24. Valores de potencias en las barras de Subtransmisión obtenidas a través del software.....	70
Tabla 25. Valores del voltaje en cada barra tanto en kV y en p.u. obtenidos de DIgSILENT y CYME.	71

Tabla 26. Valores de potencia en las barras de Subtransmisión obtenidas a través del software DIgSILENT y CYME	72
Tabla 27. Valores del voltaje en cada barra tanto en kV y en pu obtenidos de DIgSILENT y CYME	72
Tabla 28. Valores de pérdidas anuales del sistema actual mediante el PME.....	74
Tabla 29. Valores de pérdidas anuales del sistema propuesto para dos casos de topología diferente.	75
Tabla 30. Pérdidas de líneas de subtransmisión ZONA II en el año con la topología actual.	76
Tabla 31. Pérdidas de líneas de subtransmisión ZONA II en el año con la topología propuesta.	76
Tabla 32. Valores de confiabilidad de los componentes de subtransmisión caso anillo 1.....	78
Tabla 33. Resultados de los índices de confiabilidad LTS Anillo 1.....	79
Tabla 34. Valores de confiabilidad de los componentes de subtransmisión caso 2....	80
Tabla 35. Resultados de los índices de confiabilidad LTS caso 2.	80
Tabla 36. Valores de los casos anillos.	81
Tabla 37. Resultados de los parámetros de confiabilidad de los casos anillos.	81
Tabla 38. Valores de confiabilidad de los componentes de LST.....	81
Tabla 39. Valores de confiabilidad de los componentes del lazo completo S/E Cajas LST Cayambe – Cananvalle.....	82
Tabla 40. Resultados del lazo completo S/E Cajas LST Cayambe – Cananvalle.....	83
Tabla 41. Valores de Confiabilidad de los Componentes para el Análisis del Lazo Abierto S/E Cajas S/E La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle.....	83
Tabla 42. Resultados Confiabilidad de lazo Abierto subestaciones Cajas - La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle.....	84
Tabla 43. Resultados entre la comparación actual y propuesto.	84
Tabla 44. Pérdidas en el sistema de 69 kV obtenidas del sistema PME.	87
Tabla 45. Pérdidas en el sistema de 69 kV propuesto obtenidas por DIgSILENT. ...	87
Tabla 46. Costo de ENS	89
Tabla 47. Determinación de costo promedio considerando el tipo de Usuarios.....	89
Tabla 48. Costos de operación y mantenimiento	91
Tabla 49. Resumen de inversión, gastos e ingresos	91
Tabla 50. Índices Financieros.	92
Tabla 51. Valores de límites de % de mediciones fuera de estándar.	115

ÍNDICES DE FIGURAS

Fig. 1. Diagrama de flujo para desarrollo de la propuesta.	31
Fig. 2. Proyección de la demanda Salida 69kV zonas I y II de operación Emelnorte S.A.....	35
Fig. 3. Demanda posición 69kV Zonas I y II Subestación Bellavista.....	35
Fig. 4. Curva de demanda de salida y Posición Bellavista Otavalo.....	37
Fig. 5. Curva de demanda y Posición Bellavista - Otavalo año 2020.....	38

Fig. 6. Curvas de demanda y Posición Bellavista - Otavalo desde el año 2021 hasta febrero 2022.	39
Fig. 7. Diagrama de flujo para análisis y tabulación de datos.	39
Fig. 8. Diagrama unifilar del PME para el sistema en análisis.	40
Fig. 9. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación de Atuntaqui.....	41
Fig. 10. Perfil de voltaje de la Subestación Atuntaqui.	41
Fig. 11. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación San Vicente.	42
Fig. 12. Perfil de voltaje de la Subestación San Vicente.	42
Fig. 13. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Otavalo.	43
Fig. 14. Perfil de voltaje de la Subestación Otavalo.	43
Fig. 15. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cayambe T1.	44
Fig. 16. Perfil de voltaje de la Subestación Cayambe T1.	45
Fig. 17. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cayambe T2.	45
Fig. 18. Perfil de voltaje de la Subestación Cayambe T2.	46
Fig. 19. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cananvalle.....	46
Fig. 20. Perfil de voltaje de la Subestación Cananvalle.	47
Fig. 21. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación La Esperanza.	48
Fig. 22. Perfil de voltaje de la Subestación La Esperanza.	48
Fig. 23. Diagrama de bloques de sistema de 69 kV zona I y II	62
Fig. 24. Perfil de voltaje a lo largo de sistema de 69kV.	69
Fig. 25. Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones.	69
Fig. 26. Valores referenciales de pérdidas.	75
Fig. 27. Pérdidas actuales del LST zona I y II.	76
Fig. 28. Pérdidas con el rediseño Topológico.	77
Fig. 29. Diagramas de bloques de la topología del LTS, caso anillo.....	77
Fig. 30. Diagrama de bloques del sistema caso 1 anillo 1 y 2.	79
Fig. 31. Equivalente del diagrama de bloques del sistema caso 1 anillo 1 y 2	80
Fig. 32. Diagramas de bloques Análisis Lazo Abierto S/E Cajas LST Cayambe - Cananvalle.....	82
Fig. 33. Índices de confiabilidad para la topología actual y las topologías propuestas.	84
Fig. 34. Diagrama de flujo del cálculo de índices de confiabilidad de programa Matlab.	86

INTRODUCCIÓN

El presente desarrollo propone un rediseño topológico de la línea radial de subtransmisión de 69 kV desde la subestación la Ibarra-Bellavista, Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe, Cananvalle y la Esperanza; considerando la posición Otavalo desde la subestación Bellavista, el cual constituye un sistema anillo para la S/Es Otavalo, San Vicente y Atuntaqui, y con lazo abierto para las S/Es Cayambe, Cananvalle, La Esperanza y Ecuajugos.

Mediante el análisis bibliográfico y tomando en cuenta las consideraciones operativas del sistema de subtransmisión que existen para el sistema de 69 kV, se han encontrado varias topologías como: radial, anillo, lazos cerrados, lazos abiertos, dobles barra y barra simple, por lo cual se ha determinado trabajar con un sistema anillo abierto y otro en lazo abierto por sus condiciones operativas hasta realizar los cambios en su infraestructura como relés, posiciones de salida, coordinación y ajuste de protecciones entre otras.

El sistema se valida con la simulación en DIGSILENT y CYME para determinar el cálculo de pérdidas, caída de voltaje, parámetros de estabilidad, valor de potencia a transferirse en diferentes condiciones y confiabilidad. Se determina una mejora sustancial en el parámetro de voltaje en condiciones de demanda máxima de 0.862 P.U. en 0.976 P.U. y en confiabilidad 0.997 a 0.9993; la reducción en las pérdidas técnicas totales del sistema de Emelnorte S.A. es de 10.1% a 8.0% es decir 2,1%.

El documento presenta un análisis técnico económico donde se muestra que la inversión es recuperable en 10 años promedio, se desarrolla el análisis considerando la vida útil de la inversión a 25 años, en el cual se obtiene valores de la TIR, VNA y el beneficio costo que demuestra ser un proyecto factible económicamente y que resuelve la problemática técnico social en los Cantones Cayambe, Pedro Moncayo y Otavalo.

Antecedentes

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. ha presentado una evolución y crecimiento en su demanda en los últimos 10 años con un promedio de 5,6% los tres últimos años, este fenómeno ha modificado y generando cambios obligatorios en su infraestructura como es la ubicación de otra subestación en Cayambe denominado Cananvalle, lo cual no es suficiente debido al crecimiento en todas las subestaciones en la posición salida Otavalo de la S/E Transeléctric Ibarra.

La línea de Subtransmisión es de 69 kV y pose una distancia de 73.96 km desde la subestación Bellavista hasta la posición final que es S/E La Esperanza, con una carga instalada de 82,5MVA, implicando una caída de voltaje superior a los límites permisibles de la regulación 002/2020 de calidad de servicio y una probabilidad de falla muy alta.

Los históricos de demanda obtenidos del sistema PME son un referencial para la proyección anual, la cual contiene una data de hace 32 meses, cuya base real se toma como referencia para el análisis de los flujos de potencia. Las condiciones antes expuestas han generado inconvenientes en los parámetros de calidad de producto y servicio en los clientes de los cantones de Cayambe, Pedro Moncayo, Otavalo y parte de Antonio Ante.

Planteamiento del problema

La mala calidad de servicio y producto en el suministro de la energía eléctrica en los parámetros de voltaje, flicker e índices FMIK y TTIK, generan molestias en los clientes residenciales, comerciales e industriales, con efectos como: daños en sus electrodomésticos, parada de producción, salidas de servicio, daños en los productos elaborados entre otros son eventos del diario vivir de la población de los cantones de Cayambe, Pedro Moncayo, Otavalo y en ciertos casos en Antonio Ante.

El problema antes referido hace incursionar en rediseñar el sistema de subtransmisión de forma urgente que implica conocimiento pleno de la infraestructura existente, condiciones operativas, limitaciones actuales, consideraciones y parámetros técnicos de lo existente, al igual que factibilidades reales de construcción del sistema propuesto.

Es inevitable Rediseñar la topología para disponer de un modelamiento que permita mejorar las variables de estado y control, desarrollado un proyecto integral al SCADA en el cual se incorporará como una herramienta adicional la obtención de variables, que permita fortalecer la gestión operativa del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A, permitiendo al operador conocer el estado actual del sistema para un instante de tiempo dado, en base a información de mediciones reales de la red, lo cual permitirá tomar las mejores decisiones operativas que garanticen la continuidad y calidad del servicio a los usuarios finales [1].

El modelamiento está basado en el estudio de tipos de curvas de carga de cada una de las subestaciones obtenidas desde el sistema SCADA y PME, la cual se define con el tamaño, simetría, variación de consumo con respecto al tiempo y ciclos de trabajo. Para el modelamiento de la carga a nivel de subestaciones que es donde se las colocará, se aplicaran las siguientes reglas para caracterizar a las cargas:

Reconocer patrones promedios de variación en función del tiempo, operación del sistema en estado estacionario, que las cargas consideradas alimentadores sean típicas y determinar si consumen potencia reactiva, además de reconocer los parámetros de una carga típica.

M. Álvaro, determina consideraciones operacionales de un SEP de subtransmisión en su capítulo 3 y el análisis del sistema eléctrico de potencia bajo condiciones de operación reales, esto considerando equilibrio y simetría, lo cual sienta los fundamentos teóricos para su interpretación y aplicación en el presente estudio [2].

La interpretación de variables y datos de las líneas de subtransmisión serán consideradas parámetros y metodologías aplicadas en ejemplos expuestos en el capítulo de relaciones voltaje corriente en líneas de transmisión, además se considera el modelamiento de admitancias expuesto en el capítulo 7 de Greanger J [3].

Los parámetros determinados de líneas y subestaciones mediante los medidores ION 8500 se ingresarán en el Software de Power Factory, lo cual permite considerar todas las posibilidades o escenarios de operación, determinando una mejor opción de topología.

Formulación del problema

¿Cómo rediseñar topológicamente el sistema de subtransmisión para las zonas de operación y mantenimiento I y II considerando el mejoramiento de los índices de calidad de energía?

Objetivo General:

Rediseñar la topología del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de operación de la zona I y II de EMELNORTE S.A, para mejorar los índices de calidad de servicio y producto, variables de voltaje, de los cantones de Otavalo, Cayambe y Pedro Moncayo.

Objetivos Específicos

- a) Realizar el estado del arte mediante búsqueda bibliográfica para el análisis de las diferentes topologías del sistema de subtransmisión de 69 kV de las zonas I y II de operación.
- b) Determinar la propuesta de reconfiguración del sistema de 69 kV, para mejorar la confiabilidad, índices de calidad de energía y mejorar el perfil de voltaje mediante la validación del modelo aplicando la simulación y comparación con

variables reales tomadas del sistema SCADA y PME con estándares establecidos en la normativa local y externa.

- c) Validar la topología desde el punto de vista de confiabilidad, determinando nuevos parámetros, reducción de pérdidas de energía y una validación técnico-económica de la propuesta de configuración del sistema de 69kV establecido.

Sistema de Tareas con Relación a los Objetivos Específicos

Tabla 1. Sistema de tareas con relación a los objetivos específicos.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
- Realizar el estado del arte mediante búsqueda bibliográfica para el análisis de las diferentes topologías del sistema de subtransmisión de 69 kV de las zonas I y II de operación.	-Investigación bibliográfica en medios físicos y digitales sobre topologías, variables y parámetros de línea de subtransmisión y subestación. -Indagación en textos cuestionables o trabajos impresos dedicados a la reconfiguración de línea de subtransmisión, parámetros eléctricos, pérdidas etc. Revisión de mediciones, bases de datos de parámetros eléctricos, datos de información de medidores de las subestaciones y línea de subtransmisión. Recopilación de la información de reconfiguraciones de líneas de subtransmisión.	-Topologías tipo anillo, radial, lazo abierto y lazo cerrado. Metodología de determinación de pérdidas. Parámetros básicos de simulaciones del sistema de subtransmisión, ecuaciones de estado para flujos de potencia. -Identificar los fundamentos teóricos y técnicos para el desarrollo del informe.	Investigación bibliográfica: <ul style="list-style-type: none"> • Libros. • Tesis. • Paper • Revistas tecnológicas. • Ficha técnica • Bases de datos de demanda • Estadísticas de demanda de las subestaciones. • Mediciones de parámetros en salidas línea de subtransmisión.

Objetivos específicos	Actividad (Tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
<p>-Determinar la propuesta de reconfiguración del sistema de 69 kV, para mejorar la confiabilidad y los índices de calidad de energía mediante la validación del modelo aplicando la simulación y comparación con variables reales tomadas del sistema SCADA y PME con estándares establecidos en la normativa local y externa.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación y tabulación de datos de la demanda eléctrica en las subestaciones y líneas de subtransmisión existente. • Elaboración de la data histórica de índices de FMIK Y TTIK. • Medición de las demandas actuales de energía, demanda, voltaje y pérdidas. • Identificación de incumplimientos del sistema en índices de servicio y producto. • Planteamiento de dos topologías de modificación al sistema actual que reduzca pérdidas, mejore parámetro de voltaje y la confiabilidad. • Aplicación de indicadores de parámetros de pérdidas, voltaje y confiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Agrupación y tabulación mediante gráficos de la demanda eléctrica diaria de las subestaciones y líneas de subtransmisión. • Curvas de potencia activa y aparente de las subestaciones. • Datos de la energía consumida en líneas y subestaciones. • Pérdidas totales de energía del sistema. • Determinación y tabulación de parámetros de simulación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Curvas elaboradas en Excel y Matlab. • Tablas comparativas de resultados. • Procedimiento sistemático. • Planos eléctricos unifilares.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
<p>-Validar la topología desde el punto de vista de confiabilidad, determinación nuevos parámetros, reducción de pérdidas de energía y una validación técnico-económica de la propuesta de configuración del sistema de 69 kV establecido.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modelación de topologías en el programa Power Factory y CYME. • Planteamiento de dos propuestas para mejorar índices y parámetros eléctricos. • Cálculo de los beneficios económicos. • Determinación de índices económicos TIR, VAN y B/C. 	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de Confiabilidad en los dos sistemas propuestos. • Flujo de potencias • Costo referencial del proyecto. • Ahorro anual determinado como ingresos por intermedio de penalizaciones, por calidad de servicio y producto por el ARCERNNR, pérdidas de energía y ENS. 	<ul style="list-style-type: none"> • Simulación y reportes obtenidos mediante el software DIgSILENT o Power Factory • Cálculos y determinación de pérdidas • Estudio económico Análisis financiero.

Justificación

Las Distribuidoras requieren entregar la demanda energética de los clientes para el crecimiento industrial, comercial y residencial con parámetros de calidad de servicio y producto basados en la regulación ARCERNNR N°002/2020, la cual impone multas y sanciones determinados como egresos económicos y reducción en sus inversiones anuales, para lo cual se busca alternativas que permitan la mejora los parámetros del sistema como voltajes, pérdidas, índices de servicio, confiabilidad y ahorros económicos basado en una inversión.

La determinación de índices de calidad, pérdidas, perfiles de voltaje, incumplimientos y cálculos de sanciones actuales permite dar un diagnóstico de la configuración de la posición actual de 69 kV Otavalo en la subestación Bellavista Ibarra, lo cual nos permitirá determinar posibles soluciones y formas de operación para mejorar el sistema de 69 kV, definiendo dos topologías a aplicarse.

Finalmente entregar el rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV de Emelnorte S.A. en las zonas I y II simulado mediante el software DIgSILENT Power Factory y CYME para mejorar las variables de voltaje y ángulo considerando mejorar los índices de calidad de servicio y producto. Además, validar mediante confiabilidad de los sistemas conformados por los elementos del sistema de 69 kV.

Hipótesis

La operación del sistema de 69 kV posición Otavalo mediante las topologías propuestas permitirá mejorar los índices de calidad de servicio y producto, confiabilidad y reducirá pérdidas de energía al sistema eléctrico de Emelnorte S.A.

CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA

1.1 Antecedentes de la investigación

Calidad de servicio y producto

En el año 2021 en el Informe N°. INF.DCDCSE.2021.334, emitido por ARCERNNR, de Calidad del Servicio Técnico de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. corte diciembre 2020, se determina: “Desde el año 2014 hasta año 2020, los índices de calidad del servicio técnico FMIK y TTIK se mantienen superiores a los límites establecidos en la correspondiente normativa, presentando para el año 2020 índices de 6,02 veces y 8,53 horas, para el FMIK y TTIK, respectivamente.” “La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. tiene un total de 71 alimentadores de MT, de los cuales los 19 mostrados no cumplen, por lo menos, con un índice de calidad del servicio técnico (FMIK, TTIK), lo que representa un 26,76% del total de alimentadores que incumplen los citados índices de calidad” [4].

El informe de referencia recomienda: “A la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. se recomienda que realice los estudios técnicos que correspondan de su sistema eléctrico, con la finalidad que identifique los mantenimientos y/o proyectos a ejecutar para cumplir con los límites de los índices de calidad del servicio técnico, FMIK y TTIK establecidos en la normativa” [4].

En consideración que, es un estudio de vital importancia y una necesidad para la institución, se plantea el presente **Proyecto de Investigación** para ser implementado en función de las inversiones anuales de la institución y que coadyuve a mejorar los índices de calidad de servicio y producto en las zonas de más altos índices como se exponen en las tablas de índices de calidad del servicio de los años 2021 y 2022.

Tabla 2. Índices de calidad de servicio del año 2021.

Nro.	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	Densidad Alimentado	TOTAL	
				FMik	TTik
1	01 (E.E. Norte / La Esperanza)	0101 (La Esperanza Alimentador 1)	Alta	10,43	17,38
2	01 (E.E. Norte / La Esperanza)	0102 (La Esperanza Alimentador 2)	Alta	12,82	24,49
3	01 (E.E. Norte / La Esperanza)	0103 (La Esperanza Alimentador 3)	Alta	4,62	10,12
4	01 (E.E. Norte / La Esperanza)	0104 (La Esperanza Alimentador 4)	Baja	15,04	30,35
5	02 (E.E. Norte / Cayambe)	0201 (Cayambe Alimentador 1)	Alta	6,32	10,71
6	02 (E.E. Norte / Cayambe)	0202 (Cayambe Alimentador 2)	Alta	7,45	14,19
7	02 (E.E. Norte / Cayambe)	0203 (Cayambe Alimentador 3)	Alta	7,31	10,15
8	02 (E.E. Norte / Cayambe)	0206 (Cayambe Alimentador 6)	Alta	7,22	13,49
9	02 (E.E. Norte / Cayambe)	0208 (Cayambe Alimentador 8)	Alta	8,23	16,25
10	04 (E.E. Norte / San Vicente)	0404 (San Vicente Alimentador 4)	Alta	7,43	5,31
11	08 (E.E. Norte / El Retorno)	0802 (El Retorno Alimentador 2)	Alta	7,33	13,77
12	09 (E.E. Norte / Alpachaca)	0905 (Alpachaca Alimentador 5)	Alta	12,83	18,97
13	11 (E.E. Norte / El Chota)	1101 (Chota Alimentador 1)	Baja	11,82	18,55
14	11 (E.E. Norte / El Chota)	1102 (Chota Alimentador 2)	Baja	10,08	13,45
15	12 (E.E. Norte / La Carolina)	1202 (La Carolina Alimentador 2)	Baja	2,61	17,80
16	12 (E.E. Norte / La Carolina)	1203 (La Carolina Alimentador 3)	Baja	13,47	55,24
17	14 (E.E. Norte / San Gabriel)	1402 (San Gabriel Alimentador 2)	Baja	10,12	11,55
18	14 (E.E. Norte / San Gabriel)	1405 (San Gabriel Alimentador 5)	Alta	11,50	8,21
19	16 (E.E. Norte / El Rosal)	1602 (El Rosal Alimentador 2)	Alta	7,77	2,04

Nota:
 - Alimentadores que no cumplen con los límites de calidad del servicio técnico que establece la Regulación Nro. ARCONEL 002/20

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.
Elaborado por: ARC

Fuente: [4]

En la tabla 2 se expone la calidad de producto analizado para el año 2020 y 2021 se determina por parte del ente de control ARCERNNR que determina en informe N°. INF.DCDCSE.2021.334 que incumple 71% de los alimentadores respecto a las mediciones de voltaje, las cuales superan los límites establecidos en la regulación ARCERNNR 002/2020 en medio voltaje que corresponde al 6%. Esto significa que el 95% de las mediciones realizadas en alimentadores están fuera del límite establecido, lo cual demuestra una mala calidad de producto a nivel de alimentadores de medio voltaje [4].

El año 2022 se presenta mejores índices de calidad de servicio, dentro de la infraestructura eléctrica de EMELNORTE, se tienen 29 de los 76 alimentadores que se distribuyen a lo largo del área de concesión, de este total para el 2022, se tienen 3 alimentadores con índices de calidad de servicio técnico mayores a los que indica la Regulación No. ARCERNNR 002/20 de la “Calidad del servicio de distribución y

comercialización de energía eléctrica”, en Frecuencia media de interrupción (FMik) y Tiempo Total de Interrupción (TTik).

Tabla 3. Índices de calidad de servicio del año 2022.

ALIMENTADOR	ACUMULADO	
	FMIK	TTIK
1300010T01 (ALIM-LA ESPERANZA 1)	6,42	3,77
1300010T02 (ALIM-LA ESPERANZA 2)	4,85	7,39
1300010T03 (ALIM-LA ESPERANZA 3)	1,94	2,35
1300010T04 (ALIM-LA ESPERANZA 4)	2,07	2,47
1300020T01 (ALIM-CAYAMBE 1)	0,06	0,04
1300020T02 (ALIM-CAYAMBE 2)	2,22	1,88
1300020T03 (ALIM-CAYAMBE 3)	1,01	4,95
1300020T06 (ALIM-CAYAMBE 6)	0,01	0,04
1300020T07 (ALIM-CAYAMBE 7)	1,79	1,82
1300020T08 (ALIM-CAYAMBE 8)	1,64	4,22
1300030T01 (ALIM-OTAVALO 1)	0,03	0,07
1300030T02 (ALIM-OTAVALO 2)	0,29	0,77
1300030T03 (ALIM-OTAVALO 3)	0,02	0,01
1300030T04 (ALIM-OTAVALO 4)	1,63	0,72
1300030T05 (ALIM-OTAVALO 5)	4,40	3,84
1300040T01 (ALIM-SAN VICENTE 1)	2,95	0,70
1300040T02 (ALIM-SAN VICENTE 2)	3,77	3,45
1300040T04 (ALIM-SAN VICENTE 4)	2,07	2,44
1300040T05 (ALIM-SAN VICENTE 5)	0,01	0,06
1300060T01 (ALIM-ATUNTAQUI 1)	0,70	3,46
1300060T03 (ALIM-ATUNTAQUI 3)	1,07	0,36
1300060T04 (ALIM-ATUNTAQUI 4)	0,25	0,62
1300060T05 (ALIM-ATUNTAQUI 5)	0,22	0,64
1300170T01 (ALM-CANANVALLE 1)	2,82	5,56
1300170T02 (ALM-CANANVALLE 2)	4,90	4,09
1300170T03 (ALM-CANANVALLE 3)	1,02	0,09
1300170T04 (ALM-CANANVALLE 4)	5,18	9,21
1300170T05 (ALM-CANANVALLE 5)	3,41	6,90
Total red	2,65	3,91

Fuente: [4]

En la tabla 3, se muestra la lista de alimentadores para el cálculo de la energía no suministrada que se expondrá en el análisis técnico económico. Se ha calculado las

sanciones por incumplimiento de los índices de interrupción que EMELNORTE incurriría en base a lo estipulado por la regulación, llegando a un valor de USD 51.000. En los índices de calidad de producto por alimentador se incumple en los 17 alimentadores lo cual va a generar una multa anual por alimentador generando una multa de USD. 289000,00 por año [4].

Configuración del sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión actualmente corresponde a uno de tipo radial con un punto de entrega del SNI, en la subestación Ibarra de relación 138/69 kV y dos transformadores de 66 MVA.

EmelNorte S.A. tiene una potencia instalada de 185 MVA, y en el área de las zonas I y II de operación la carga instalada del punto de instalación corresponde a una línea de 69 kV desde el punto de la subestación Ibarra con un transformador de 66MVA para una potencia instalada de 93.5 MVA, para las subestaciones Atuntaqui, Otavalo, San Vicente, Cayambe, La Esperanza y una nueva subestación Cananvalle. Son las que operan la carga en los cantones Antonio Ante, Otavalo, Cayambe y Pedro Moncayo.

1.2 Marco teórico

Que, el artículo 314 de la Constitución de la República preceptúa que: El Estado será responsable de la provisión de servicios públicos, entre otros, el de energía eléctrica, de acuerdo con los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad [5].

Que, el artículo 4 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece: “el derecho del consumidor a recibir el servicio público de energía eléctrica acorde con los principios constitucionales de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo” [5].

El artículo 43, incisos primero y segundo, de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que: “La actividad de distribución y comercialización de electricidad será realizada a través de empresas eléctricas debidamente habilitadas para ejercer tal actividad; sus operaciones se sujetarán a lo previsto en su respectivo título habilitante...” [5], en el cual se deberá incluir la obligación de cumplir los niveles de calidad con los cuales debe suministrar el servicio, según la regulación pertinente;

El Directorio de la ARCONEL, mediante Resolución Nro. ARCERNNR – 017/2020, de 28 de diciembre de 2018, aprobó la Regulación Nro. ARCERNNR 002/20, denominada «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica», cuyo objetivo es establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y por los consumidores, según corresponda;

La Dirección Ejecutiva de la ARCERNNR mediante Oficio Nro. ARCCERNNR-CTRCE-2020-0107-OF, de 16 de septiembre de 2020, puso a consideración del Directorio el proyecto de Resolución para reformar la Regulación No. ARCONEL-005/18, denominada «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica»; la misma que fue aprobada y puesta en aplicación en la misma fecha. En ejercicio de las facultades otorgadas en los numerales 1 y 2 del artículo 15 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, por unanimidad, resuelve: Expedir la regulación denominada: “*Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica*” [5].

En conocimiento de los antecedentes y artículos legales antes expuestos, existe la obligatoriedad de cumplimiento por parte de las distribuidoras respecto de los índices de calidad de servicio y producto, cuyo objeto parcial es de la presente investigación.

Considerando las potencialidades y ventajas que presenta el disponer de un modelamiento que permita resolver las variables de estado y control desarrolladas en el proyecto, se incorporara como una herramienta adicional que permita fortalecer la gestión operativa del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., permitiendo al operador conocer el estado actual del sistema para un instante de tiempo dado, en base en la información de mediciones reales de la red lo cual, permitirá tomar las mejores decisiones operativas que garanticen la continuidad y calidad del servicio a los usuarios finales.

S. Roberth, expone un modelamiento para determinar las ecuaciones de estado de un sistema de subtransmisión de la EEQ, la cual se considerará para determinar las ecuaciones y variables de estado del SEP en análisis [6].

S. Paúl, desarrolla una herramienta computacional que permite evaluar problemas de estabilidad transitoria de un Sistema Eléctrico de Potencia, a través de índices o márgenes de estabilidad que orienten en la definición de acciones de control preventivo para mejorar la seguridad dinámica del sistema, cuyo modelamiento será de base para simular la condición de seguridad operativa [1].

M. Álvaro, determina consideraciones operacionales de un SEP de subtransmisión en el capítulo 3 y análisis del sistema eléctrico de potencia bajo condiciones de operación reales, considerando así el equilibrio y simetría, lo cual sienta los fundamentos teóricos para su interpretación [2].

Perak Darul, determina ventajas y desventajas tanto de sistemas radiales como anillos de subtransmisión y distribución, lo cual se considera para el modelamiento de la propuesta que será en función del modelamiento y variables del sistema [7].

La interpretación de variables y datos de las líneas de subtransmisión serán consideradas parámetros y metodologías aplicadas en ejemplos expuestos en el

capítulo de relaciones voltaje corriente en líneas de transmisión, esto considerando el modelamiento de admitancias expuesto en el capítulo 7 [3].

Los parámetros determinados de líneas y subestaciones mediante los medidores ION 8500 se ingresarán en el Software de Power Factory, lo cual permite considerar todas las posibilidades o escenarios de operación y determinar una mejor opción de topología.

M. Pachano, expone la confiabilidad topológica como el comportamiento de la mayor parte de los sistemas realizables puede ser interpretado por un diagrama (circuito) cuyos nodos representan los elementos o subsistemas y las uniones corresponden a la relación funcional entre uno y otro [8].

1.3 Marco teórico

1.3.1. Sistemas de potencia de subtransmisión

“Un sistema eléctrico de potencia es aquel que se encarga del manejo, conversión y transporte de la energía eléctrica, principalmente implementada mediante la forma conocida como corriente alterna. En la entrada del sistema, la energía eléctrica es generada a partir de procesos naturales. Luego, se establece una interconexión entre estas fuentes y las cargas de los clientes a través de una red de líneas de transmisión, transformadores y equipos accesorios, una estructura que posee muchas variantes dependiendo de factores económicos, geográficos, políticos y ambientales” [4].

El sistema de subtransmisión para Emelnorte S.A. en la zona de operación I y II se puede determinar cómo: Un sistema de transmisión de la energía desde los puntos de entrega del SNI, mediante unas subestaciones de potencia de reducción del voltaje de 138 kV/69 kV para alimentar mediante líneas de subtransmisión de 69 kV a las subestaciones de distribución de carga de relación de 69 kV/13.8 kV, que suministran

la energía a las subestaciones Cayambe, Tabacundo, Cananvalle, Otavalo, San Vicente, Atuntaqui y receptando una generación de Ecuajugos de 1 MVA y suministrando a una subestación de 3,5 MVA.

1.3.2. Características de un SEP y de subtransmisión con sus elementos

En el año 2009, Nuques Ochoa, desarrolla un modelo matemático desde la planificación, para optimizar la expansión del sistema nacional de transmisión ecuatoriano. Quien plantea “El modelo matemático a ser implementado en el proceso de expansión presenta una serie de problemas al momento de definirlo, puesto que en su formulación intervienen un conjunto de variables y restricciones como son: variables continuas (flujos por las líneas de transmisión), variables enteras (número de circuitos a ser implementados en las líneas de transmisión), restricciones (lineales y no lineales) haciendo de este un problema de naturaleza no lineal entera mixta, del cual a medida que aumenta el tamaño de la red aumenta el número de variables y por ende el número de soluciones a ser evaluadas, presentándose una explosión combinatoria a causa de la gran cantidad de posibles caminos de solución” [3].

El SEP en subtransmisión forma parte de la derivación del sistema de transmisión del SNI de 138 kV y 230 kV para el sistema en análisis. El cual estaría considerando los puntos de entrega como barra infinita. Un sistema típico de potencia está compuesto por una enorme cantidad de elementos. Sin embargo, los principales se pueden categorizar de la siguiente manera: Instalaciones de Generación, Instalaciones de Transmisión, Subestaciones, Redes (líneas y cables), Cargas [5].

El sistema de subtransmisión considera elementos de operación: barra de generación al SNI, generadores, transformadores, líneas de subtransmisión/distribución, consumidores o cargas; de la misma forma elementos de control, los cuales cambian las condiciones del sistema de potencia, reguladores de excitación de los generadores, gobernadores de velocidad, relés, interruptores, relés entre otros etc.

1.3.3. Descripción del Sistema Eléctrico de subtransmisión de las zonas I y II de EMELNORTE S.A.

El Sistema de subtransmisión considera como barra de 69 kV la salida de la subestación Ibarra de 138/69 kV, del cual se deriva hacia la subestación Atuntaqui de 20 MVA y relación de transformación de 69/13.8 kV, con una distancia de 13.3 km y conductor 466 MCM, donde se deriva hacia la subestación San Vicente de 10 MVA y de relación de transformación de 69/13.8 kV, con una distancia de 18.73 km y conductor 466 MCM, a continuación la línea hacia la subestación Otavalo de 10 MVA, con una distancia de 3.35 km y conductor 466 MCM, de la misma se deriva hacia la subestación Cayambe de 20MVA con una distancia de 16.48 km y de Cayambe a la subestación La Esperanza de 10 MVA a 12,27 km, donde todas las subestaciones son de relación 69/13.8 [kV] [9].

El sistema de Distribución está conformado a partir de las subestaciones Atuntaqui, Otavalo, San Vicente, Cayambe, La Esperanza, Cananvalle y Ecuajugos, todas de 69/1.8[kV] y de capacidades 20,10,10,20, 10,20 y 3,75 [MVA] respectivamente, con 34 alimentadores de tipo residenciales, industriales y comerciales.

1.3.4. Configuraciones tipo de un SEP de subtransmisión

Sistema de Subtransmisión en anillo

El sistema de Subtransmisión en anillo puede permitir el redireccionamiento del flujo de energía en caso de un desglose. Esto puede minimizar la posible falla o interrupción del suministro eléctrico al cliente. A su vez mejora la confiabilidad, el costo de la instalación entra en juego, por lo que el costo es bastante alto en comparación con el radial [10].

Sistema de distribución radial

El sistema de distribución radial solo permite un flujo de energía en una sola dirección. En este sistema de red, el suministro se conecta directamente del bus a los buses con cargas contenidas. La desventaja de utilizar este sistema de red es cuando hay algún problema en el medio del bus, que también afecta la continuidad del suministro a las cargas restantes después de la interrupción del bus [10].

1.3.5. Parámetros eléctricos de operación de Sistema eléctrico de potencia de transmisión de 69 kV y de alimentadores de 13,8 kV

Los parámetros y estándares de calidad de producto respecto a voltaje se determinan en la regulación ARCERNR 002/20, donde el valor $\pm 5\%$ es para alto voltaje del grupo 1, para medio voltaje 6% y 8 % para bajo voltaje [5].

Los límites de Frecuencia media de interrupción (FMIK), y Tiempo total de interrupción (TTIK) es de 6 y 8 respectivamente, en función de la red.

Para el caso de alimentadores el FMIK y TTIK, dependen del tipo de densidad, para baja son 7, y 10 en alta, donde los límites son de 9.5 y 16 respectivamente [5].

Los valores de voltaje de entrega desde el nivel de 69 kV están bajo los límites y estándares de acuerdo con el promedio determinado, el cual se entran en un valor de 59.8 kV con más del 78% de mediciones fuera del valor permisible [11].

Las consideraciones dentro del análisis del SEP al realizar los flujos de potencia y analizar la condición de seguridad en la operación serán:

1- Contingencias, 2- Escenarios, 3- Circuitos paralelos, 4- Combinaciones, 5- Factor de potencia [6].

1.3.6. Modelación del Sistema de Subtransmisión con el Nuevo Punto de Conexión al SNI

A partir del año 2025, el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. en 69 kV se abastecerá mediante un nuevo punto de conexión a través de una doble línea de doble circuito a 230 kV “Tulcán - Vicentina”, construida con un conductor ACAR 2X750 MCM, Además, la nueva subestación Cajas tendrá dos transformadores de potencia de 75 MVA a 230/69 kV.

Estas consideraciones y expansión del sistema de 69 kV de EMELNORTE S.A., determinan el análisis de flujos operaciones, límites y condiciones operativas.

Para modelar el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A., se establecen las siguientes condiciones:

- a) El nuevo punto de conexión (S/E CAJAS TRANSELECTRIC) será el segundo punto de conexión al SNI, mientras que el actual punto de conexión que es la S/E Ibarra quedará manteniendo la línea de transmisión correspondiente para con el fin de mejorar los voltajes de las barras de las subestaciones del Cantón Antonio Ante, como son las de Cayambe, La Esperanza, Cananvalle, Otavalo, San Vicente y Atuntaqui.
- b) Una vez que se haya realizado el cambio del punto de conexión, las subestaciones de EMELNORTE S.A., funcionaran bajo condiciones operativas actuales (demanda máxima).

1.3.7. Consideraciones operacionales para rediseños de modelos de topologías

El sistema de subtransmisión actual distribuye energía a las subestaciones de distribución y grandes industrias como La Farge, Ecuajugos, a un nivel de voltaje de

69 kV. Se deben tener en cuenta algunos elementos y características como:

a) Características de la carga

El término carga se refiere a un aparato o conjunto de ellos que absorben energía del sistema, existen diferentes de ellos en cuanto a: Tamaño, simetría (monofásica o trifásica), variación de la energía consumida con respecto al tiempo, a la frecuencia, voltaje y ciclo de trabajo (uso regular o aleatorio) [12].

b) Dependencia del voltaje y la frecuencia.

En los estudios de sistemas es necesario conocer de qué manera las cargas varían con el voltaje y la frecuencia. Estas relaciones se pueden encontrar analíticamente para las que se pueden representar mediante una impedancia, como ejemplo un caso RL.

$$P = \frac{R |V|^2}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (1)$$

$$Q = \frac{(2\pi fL)RV^2}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (2)$$

Se puede notar que P y Q son directamente proporcionales al cuadrado de la magnitud del voltaje [12].

Por lo tanto, se podría escribir como:

$$P = P(f, |V|) \quad (3)$$

$$Q = Q(f, |V|) \quad (4)$$

En la mayoría de las situaciones reales se necesita conocer solamente los cambios de

potencia activa y reactiva ΔP y ΔQ causados por pequeñas variaciones en la frecuencia y en el voltaje Δf y $\Delta |V|$ [12].

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (5)$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial |V|} \Delta |V| \quad (6)$$

c) *Balance de potencial real y su efecto en la frecuencia.*

La energía se almacena en la inmediata vecindad de los aparatos y viaja a través del espacio a la velocidad de la luz [13].

Una región del espacio en la que a cada punto se asocia una cantidad física (función de la posición), se denomina campo. Cuando esta es un vector fuerza (como es el caso del campo eléctrico y magnético) se supone que en el espacio se almacena la energía infinitesimal ΔW almacenada en un elemento infinitesimal de volumen ΔV , también cambia la posición y el límite se vuelve la ecuación [14].

$$u(x, y, z, t) = \lim_{\Delta v \rightarrow 0} \frac{\Delta W}{\Delta V} \quad (7)$$

d) *Efecto de la potencia activa y reactiva en la magnitud y ángulo de fase del voltaje en sistemas eléctricos*

Se estudia la influencia de los cambios en los flujos de potencia activa y reactiva tanto en las magnitudes como en los ángulos de fase de los voltajes en los sistemas de potencia.

El ángulo δ responde principalmente a cambios en la potencia activa, de donde dicha variable toma su nombre de “ángulo de potencia”.

Similarmente, las magnitudes de los voltajes son “sensitivos” fundamentalmente a cambios en la potencia reactiva.

De lo anterior análisis se sugiere que las potencias activas y reactiva generadas podrían generarse como variables de control en un sistema eléctrico de potencia.

En las ecuaciones subsiguientes se analiza la potencia enviada a través de las líneas:

$$P_{ik} = \frac{1}{R^2 + XL^2} [R V_i^2 - V_i V_k (R \cos \delta - X L \sin \delta)] \quad (8)$$

$$Q_{ik} = \frac{1}{R^2 + XL^2} [X L V_i^2 - V_i V_k (X L \cos \delta + R \sin \delta)] - \frac{V_i^2}{X_c} \quad (9)$$

$$\delta = \delta_i - \delta_k \quad (10)$$

Para un sistema de subtransmisión se puede considerar:

$$R = 0; P_{ik} = P_D; Q_{ik} \approx Q_D$$

$$Q_{ik} \approx Q_D$$

$$V_k = V_k \angle -\delta \text{ para } \delta > 0^\circ$$

Por lo tanto:

$$V_k = \left(V_i - \frac{X L}{V_i} Q_D \right) - j \frac{X L}{V_i} P_D = e + j f \quad (11)$$

La componente real de voltaje depende de la potencia reactiva y que la potencia activa afecta su parte imaginaria en los sistemas eléctricos de potencia [12].

e) Estabilidad

Mediante la ecuación

$$P_{ik} = \frac{V_i V_k \text{Sen} \delta}{XL} \quad (12)$$

$$(P_{ik})_{max} = \frac{V_i V_k}{XL} \quad (13)$$

La ecuación 13 determina el límite de estabilidad estático. Es decir, si existe un límite de potencia activa que puede transmitirse a través de un sistema de transmisión [12].

f) Cuestiones de seguridad, costo y confiabilidad.

Las condiciones de seguridad se presentan cuando un SEP puede operar y superar condiciones anormales, estas condiciones deben cumplir las siguientes características: Selectividad, rapidez y confiabilidad. La seguridad del sistema de subtransmisión está dado por las condiciones de operación, configuración del sistema, calidad de equipos y control de variables de operación y calidad.

La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad del sistema, dada una determinada condición de funcionamiento inicial, de encontrar un nuevo estado normal de equilibrio después de ser sometido a una perturbación [14].

La confiabilidad del sistema está determinada por la calidad de los equipos, configuración del sistema, ubicación y coordinación de equipos y cantidad de los mismos.

Los costos del sistema y de la operación dependen del tipo de configuración escogida y el número de elementos en su redundancia, lo cual puede ser justificado con su condición de baja probabilidad de falla. Adicionalmente se justificará por la importancia del elemento en la prestación del suministro de energía.

1.3.8. Metodologías de cálculo.

Para la modelación se considera el planteamiento de un conjunto de ecuaciones no lineales, linealmente independientes, que describa completamente el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo condiciones de la carga y simetrías de la red.

Implementar un modelo con las consideraciones técnicas y las variables estado y de control del SEP de subtransmisión de EMELNORTE S.A., lo cual permite investigar los efectos de los cambios en la configuración y los valores en los parámetros con los esfuerzos computacionales mínimos, para lo cual se utilizará el software CYME y DIgSILENT Power Factory.

En consideración a los criterios que considera H. Roberto, al enfoque cuantitativo como: secuencial, delimitado, estadístico, concreto, probatorio, entre otros, y refleja la necesidad de medir y estimar magnitudes de los fenómenos o problemas de investigación mediante los datos que son producto de mediciones, se representan mediante números (cantidades) y variables que se deben analizar con métodos y procedimientos para aplicarlos en una realidad objetiva [15].

Con la utilización de los softwares antes expuestos se determinará los flujos de potencia y simulará las demandas mínimas, máximas y promedio del sistema para observar las condiciones de operación en el sistema modelado, como también pérdidas y perfiles de voltaje.

El presente proyecto de Investigación al tomar estadística de tres años anteriores de los índices de calidad de servicio, mediciones de variables del SEP obtenidos del SCADA, resultados de simulaciones validados por los valores reales del SCADA lo cual es probatorio y aplicado en la realidad al sistema de 69 kV de EMELNORTE S.A., se

determina aplicar una investigación exploratoria descriptiva con un enfoque cuantitativo para lo cual se plantea seguir los siguientes pasos.

- a) Analizar referencias biográficas en relación de sistemas de potencia de 69 kV, parámetros estándares, variables, metodologías de análisis, condiciones operativas.*

En primera instancia, revisar la información existente sobre determinación de modelos implementados en otros sistemas de subtransmisión y métodos aplicados para determinación de ecuaciones de estado (variables no controladas, voltaje y ángulo).

“La modelación del sistema eléctrico de potencia es la base esencial para estudiar y analizar su comportamiento tanto en condiciones normales como en situaciones de emergencia” [16].

El modelo matemático en los SEP es algebraico cuando esté se encuentra en régimen estacionario; y las ecuaciones son diferenciales si el sistema se encuentra en régimen transitorio. Los sistemas de ecuaciones que representan a sistemas de potencia están compuestos por variables y parámetros obtenidos de sus tres fases, por lo que casi todos los sistemas son trifásicos.

Una de las metodologías de análisis a aplicar es cuando se considera que el escenario que el sistema de potencia se encuentre en condiciones estables y balanceadas, se puede modelar un circuito equivalente monofásico de secuencia positiva, considerando los elementos característicos de la red.

- b) Determinar una configuración del sistema actual de 69 kV y la validación del modelo mediante la simulación y comparación con variables reales tomadas del sistema SCADA y estándares establecidos en la normativa local y externa.*

El análisis de la información existente como índices de calidad de servicio por alimentador, indicadores de calidad de producto respecto a voltaje y ángulo, potencias entregadas por subestación y por alimentador permitirá llegar a concluir la problemática real y variables actuales reales.

Se tomará en cuenta la recopilación de información de los parámetros técnicos de las subestaciones, alimentadores, líneas de 69 kV y subestaciones de entrega de potencia del SNI de 230/69 kV, lo cual permitirá simular y validar el modelo aplicado con el estado actual

Los modelos de componentes individuales luego se combinan en un modelo de sistema completo para que represente el comportamiento de estado estable de una interconexión completa. Este modelo se conoce como el Modelo “Power Flow”. Los modelos de flujo de potencia de los sistemas de transmisión generalmente representan solo cantidades de secuencia positiva. Para los estudios, las partes remotas de una gran interconexión suficientemente distantes de las ubicaciones de interés se representan mediante modelos de tamaño reducido conocidos como “equivalentes” [17].

Con esta información se realizará el estudio de flujos de potencia que es de gran importancia para la ampliación futura y determinación de condiciones óptimas de operación de sistemas eléctricos de potencia. Con este estudio se puede determinar los parámetros de voltajes, ángulos y potencias de cada uno de los elementos que forman parte del sistema.

Los parámetros obtenidos serán validados con mediciones y registros del sistema PME y mediante las simulaciones de dos softwares en varias condiciones de operación.

- c) *Determinar la propuesta de configuración del sistema de 69 kV validando el modelo de configuración mediante el software de simulación y comparación directa con estándares establecidos en la normativa local y externa.*

Los elementos de la red de transmisión se diseñan para condiciones de operación en equilibrio, debido a que la carga nodal es equilibrada, la operación de los elementos se efectúa de manera balanceada, en consecuencia, el flujo de potencia a través de los elementos presenta condiciones de balanceo, por lo tanto no existe una circulación de corriente por neutro ni por tierra, entonces, si se descompone la red trifásica en tres redes, secuencia positiva, negativa y cero, solo la red de secuencia positiva tiene efecto en la operación del sistema [2].

Los Flujos de Potencia se aplican en la planificación, diseño y estudio de SEP; y en la determinación de las condiciones operativas del sistema. Información de suma importancia para modelar un sistema de operación óptimo.

1.4. Conclusiones Capítulo I

Los sistemas series y paralelos desde la confiabilidad dependen de los valores de probabilidad de disponibilidad y falla de los elementos que lo constituyen. Es evidente que el sistema paralelo da mayor confiabilidad o disponibilidad del sistema a la operación y para el presente desarrollo el sistema paralelo se determina anillo.

Los voltajes en un sistema de subtransmisión son sensibles a los cambios de potencia reactiva, para el presente desarrollo se ratificará este efecto mediante la simulación el software de flujos de potencia.

Revisados los parámetros de diseño de las líneas y transformadores de potencia es menester que el sistema de subtransmisión tiene mayor impedancia que el sistema de distribución, por lo tanto, se vuelve un sistema más robusto, pero expuesto a mayores condiciones operativas.

CAPÍTULO II

PROPUESTA

2.1 Título del proyecto.

Rediseño topológico del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de la operación de la zona I y II de EMELNORTE S.A, para mejorar los índices de calidad de energía.

2.2 Objetivo del proyecto.

Rediseñar la topología del sistema de subtransmisión de 69 kV del área de operación de la zona I y II de EMELNORTE S.A., para mejorar los índices de calidad de servicio y producto en variables de voltaje y ángulo, de los cantones de Otavalo, Antonio Ante Cayambe y Pedro Moncayo.

2.3 Descripción de la propuesta.

La expansión del sistema de subtransmisión de 69 kV determina el crecimiento determinado del daño 2020 es 5.61% y para el año 2021 es el 5.08%, cuya proyección se muestra en la figura 1, sobre uno de los transformadores de 66 MVA instalado en la subestación Bellavista de 138/69 [kV], hace que sea indispensable mejorar la topología actual radial con siete subestaciones de entre 10 y 20 [MVA], con una potencia total instalada de 93,75 MVA.

La base de datos se consideró del año 2020,2021 y 2022, del sistema de medición PME (Power Energy Measurements) adjunto al sistema SCADA, el cual registra mediciones de parámetros principales. El PME se encuentra incorporado para registros cada 5 minutos de valores de demanda. Adicionalmente se considera para las subestaciones los registros manuales de demanda de las subestaciones que hasta el 2017 se receptaban de forma manual.

La demanda actual para la posición de salida de 69 kV Subestación Bellavista en los registros analizados alcanza los 48,035 MW a marzo del año 2022. Para el caso de la proyección y análisis de la potencia aparente alcanza el valor de 50.06 MVA. El valor referencial implica estar en un 75.7% de la capacidad instada en demanda máxima. Aplicando los valores a la ecuación de la línea de tendencia con un factor de correlación $R=0.8114$, podemos determinar que en un período de 7 a 8 años estaría trabajando en su máxima capacidad.

Nodos de suministro de energía

El sistema Eléctrico de la EERN S.A., al tener un área de concesión extensa, cuenta con dos nodos de frontera del SNI, del que se abastece de energía en el sector sierra por las Subestaciones Bellavista a 138/69 [kV] y Tulcán 138/69 [kV], derivadas de la posición de la subestación Pimampiro de 230/138 [kV]. El sistema eléctrico descrito se lo puede apreciar en el diagrama unifilar en el Anexo 2.

Se plantea rediseñar la topología de las líneas de subtransmisión actual con dos nodos a obtener un nodo más, para una nueva posición de subestación 230/69 [kV] con una capacidad de salida de dos transformadores de 100 MVA con tres posiciones de salida de 69 kV. Una posición de salida que alimentará las subestaciones de Cayambe, Cananvalle y La Esperanza con una capacidad de 40 MVA. La segunda posición de salida tomará las subestaciones de Otavalo y San Vicente con un punto de enlace hacia la subestación Atuntaqui y trabajar en configuración anillo con el nodo existente de la subestación Bellavista de 138/69 [kV]. La tercera posición tomará para trabajar en un lazo cerrado a las subestaciones La Esperanza – Cananvalle - Cayambe, de los cantones Cayambe y Pedro Moncayo.

Para la modelación se utilizará el software Matlab para la tabulación y análisis de Datos. Para la corrida de flujos de potencia se utilizará el software DIGSILENT Power Factory para la determinación de parámetros actuales del sistema validando con las

mediciones actuales del sistema PME, esto con la finalidad de poder plantear la reconfiguración de lo ya mencionado. La modelación permite analizar perfiles de voltaje, calidad de producto para voltaje y ángulo, pérdidas y estabilidad. Se plantea la modelación de un sistema mediante Matlab para determinar la confiabilidad, proyección de la demanda, curvas de carga de transformadores de potencia de las subestaciones.

Para los índices de calidad de servicio técnico se analizarán los estados actuales y la influencia en función de los datos de los últimos años.

2.4 Metodología o procedimientos empleados para el cumplimiento de los objetivos planteados

2.4.1. Diagrama de flujo de la propuesta.

El diagrama de flujo de la propuesta está basado en los resultados de la tabulación de los datos, validación de valores de confiabilidad, validación de parámetros de las subestaciones y líneas de subtransmisión y determinación de condiciones actuales y de la propuesta en función de una búsqueda de que sea un proyecto económicamente viable.

El flujo grama del desarrollo de la propuesta se expone en la fig. 1 el cual está basado en determinar los parámetros actuales y propuestos de las topologías desarrolladas. Para lo cual se consideran software para índices de confiabilidad y programas de modelación como del CYME y DIgSILENT Power Factory para su validación de valores de voltaje en por unidad.

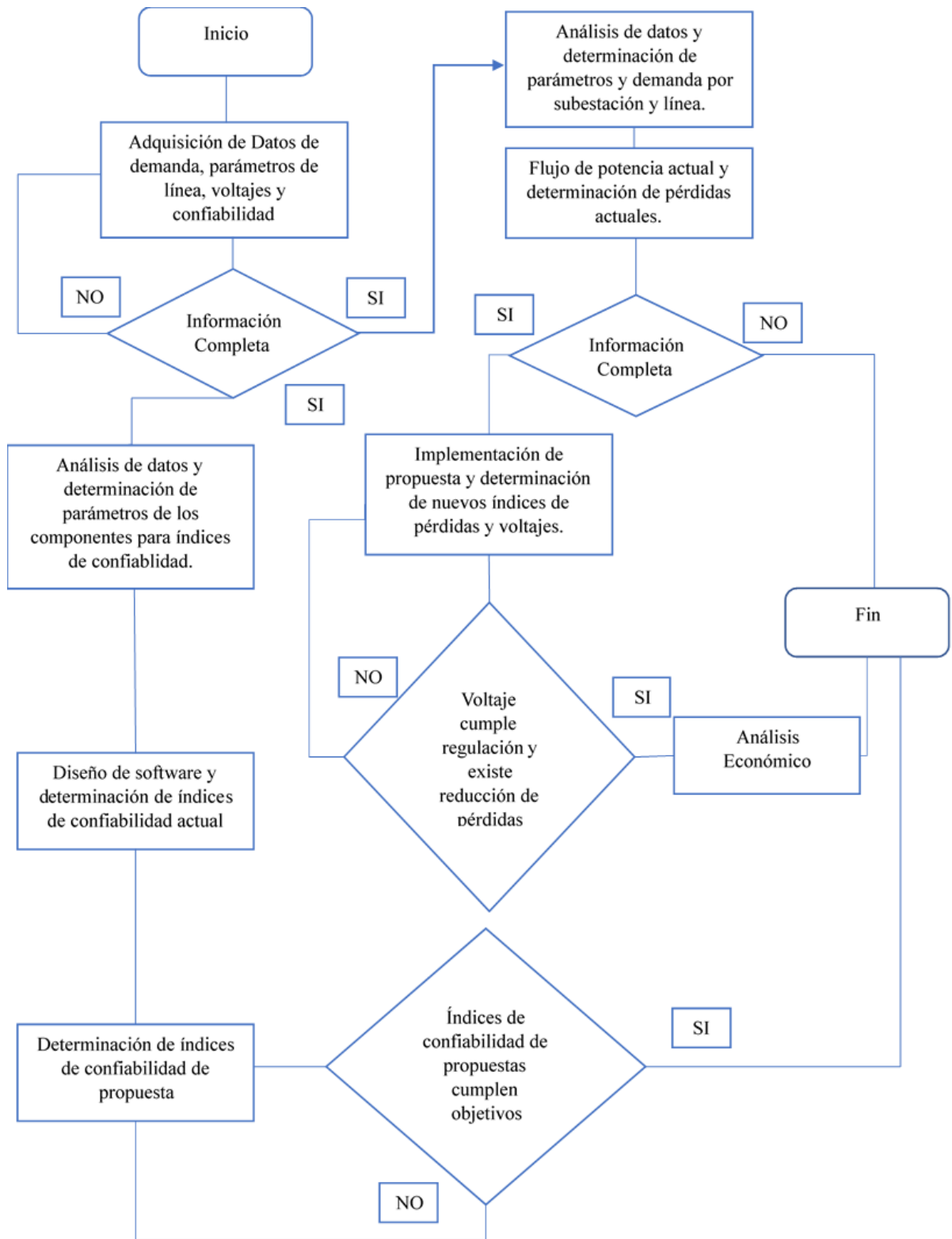


Fig. 1. Diagrama de flujo para desarrollo de la propuesta.

2.4.2. Descripción del sistema Actual de 69 kV de las zonas I y II

La configuración del sistema de 69 kV que alimenta a la zona II es de tipo radial desde la salida en el punto de Bellavista de un transformador de 138/69 [kV], para luego tomar la subestación Atuntaqui, San Vicente, Otavalo, Cayambe, Ecuajugos, Cananvalle y La Esperanza.

Los elementos y características principales se exponen en la tabla 4 siguiente:

Tabla 4. Especificaciones técnicas de los elementos de las subestaciones.

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	MARCA	TIPO	POTENCIA	VOLTAJES	REGULACIÓN	GRUPO DE CONEXIÓN	FRECUENCIA
1	TP S/E Atuntaqui	ABB	24518	20/25(OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X 2,5%	Dyn1	60
2	TP S/E San Vicente	SANGI HANSON	JI-25461	10/12,5 (OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X2,5%	Dyn1	60
3	TP S/E Otavalo	MITSUBISHI	254683	10/12,5 (OAF) MVA	69/13,8 (Kv)	(±2) X2,5%	Dyn1	60
4	TP S/E Cayambe	MITSUBISHI + SANGI HANSON	66254+SHU-5687	2(10/12,5) (OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X2,5%	Dyn1	60
5	TP S/E Cananvalle	SAMBIAN	BI-2654	20/25(OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X2,5%	Dyn1	60
6	TP S/E La Esperanza	MITSUBISHI	542682	10/12,5 (OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X2,5%	Dyn1	60
7	TP S/E Ecuajugos	MITSUBISHI	356854	3,75/4,5 (OAF) MVA	69/13,8 (kV)	(±2) X2,5%	Dyn1	60

Fuente: [10]

Para el caso de la subestación Cayambe trabaja con dos transformadores de potencia de 10/12.5(OAF) [MVA], de forma radial, los cuales tiene los grupos de conexión tipo Dyn1 y de relación de transformación 69/13.8 [kV].

Existe una derivación de la línea de 69 kV que va a la subestación de Ecuajugos que se deriva de la línea Cayambe - La Esperanza de 69 kV a 1.5 km y a 3.1 km de la subestación Cayambe. Existen entradas y salidas de funcionamiento de esta fábrica que en tiempo de pandemia afectó el comportamiento de la línea.

Tabla 5. Parámetros técnicos de los elementos de las subestaciones.

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (kV)	TIPO CONDUCTOR	R (Ohmios/Km)	X (Ohmios/Km)	DISTANCIA (Km)
1	Barra 69 kV Salida	69				
2	L/SUBTRANSMISIÓN Bellavista – Atuntaqui	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	13,3
3	Interruptor 69 kV Llegada	69	Areva			
4	Interruptor 69 kV Salida	69	Areva			
5	L/SUBT Atuntaqui – San Vicente	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	18,73
6	Interruptor 69 kV Llegada	69	Areva			
7	Interruptor 69 kV Salida	69	Areva			
8	L/SUBT San Vicente – Otavalo	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	3,35
9	Interruptor 69 kV Llegada	69	Areva			
10	Interruptor 69 kV Salida	69	Areva			
11	L/SUBT Otavalo – Cayambe	69	ACSR 266,8MCM	0,211	0,2962	26,48
21	Interruptor 69 kV Llegada	69	Areva			
12	Interruptor 69 kV Salida	69	Areva			
20	L/SUBT Cayambe – Ecuajugos	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	2,9
13	Interruptor 69 kV Llegada	69	GENERAL ELECTRICAL			
14	L/SUBT Cayambe – Cananvalle	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	5,6
15	Interruptor 69 kV Llegada	69	GENERAL ELECTRICAL			
16	Interruptor 69 kV Salida	69	GENERAL ELECTRICAL			
17	L/SUBT Cananvalle – La Esperanza	69	ACSR 477 MCM	0,12	0,44	6,5
18	Interruptor 69 kV Llegada	69	GENERAL ELECTRICAL			
19	Interruptor 69 kV Salida	69	GENERAL ELECTRICAL			

Fuente: [10]

En la tabla 5 se expone los parámetros eléctricos por kilómetros de las líneas de subtransmisión y de los componentes del sistema para determinar las impedancias y resistencias totales del sistema unifilar.

2.4.3. Análisis de la Demanda Actual sistema

El sistema actual está provisto de energía desde la posición de salida Bellavista - Otavalo, el cual al momento con el sistema PME tiene instalado un medidor de ION 8600, que registra consumos, demandas, corrientes, perfiles de voltaje, armónicos entre otros parámetros, esto para realizar gestión energética.

La base de datos para el análisis se toma desde el agosto del año 2017, hasta febrero del año 2022, un total de 55 meses de datos de información, lo cual se expone en el anexo 2. La demanda, de acuerdo con el gráfico 2 tiene un crecimiento anual promedio de 3.3%, pero se nota en el análisis anual un decremento en el año 2020 y en el primer trimestre del año 2021, debido a la presencia de la pandemia SARS COVID_19 con valores de 1,5% y 2%, los cuales son realmente muy bajos respecto a los incrementos del año 2017, 2018, 2021 y parte del 2022.

Se realiza un análisis con datos del año 2023 hasta junio una actualización con el fin de sacar un crecimiento real a la tendencia considerando la industrialización de Cayambe, Antonio Ante, Otavalo y Tabacundo. Con lo cual se realiza unas correcciones en siguiente capítulo donde se proyecta la demanda considerando mediciones existentes del PME que son reales tomadas cada 5 minutos.

Las mediciones del PME determinan una demanda máxima de 52.60 MW de acuerdo lo expuesto en la Fig. 3.

En la fig. 2 se expone al crecimiento de la demanda donde los valores máximos 50,06, 49,8 y 43.5 MVA, valores máximos en los registros medidos y valores mínimos de 44.41 y 40,5 MW obtenidos del registro de los últimos 5 años, valores que se consideran dentro lo tolerable e inferior al 5% de desviación estándar .

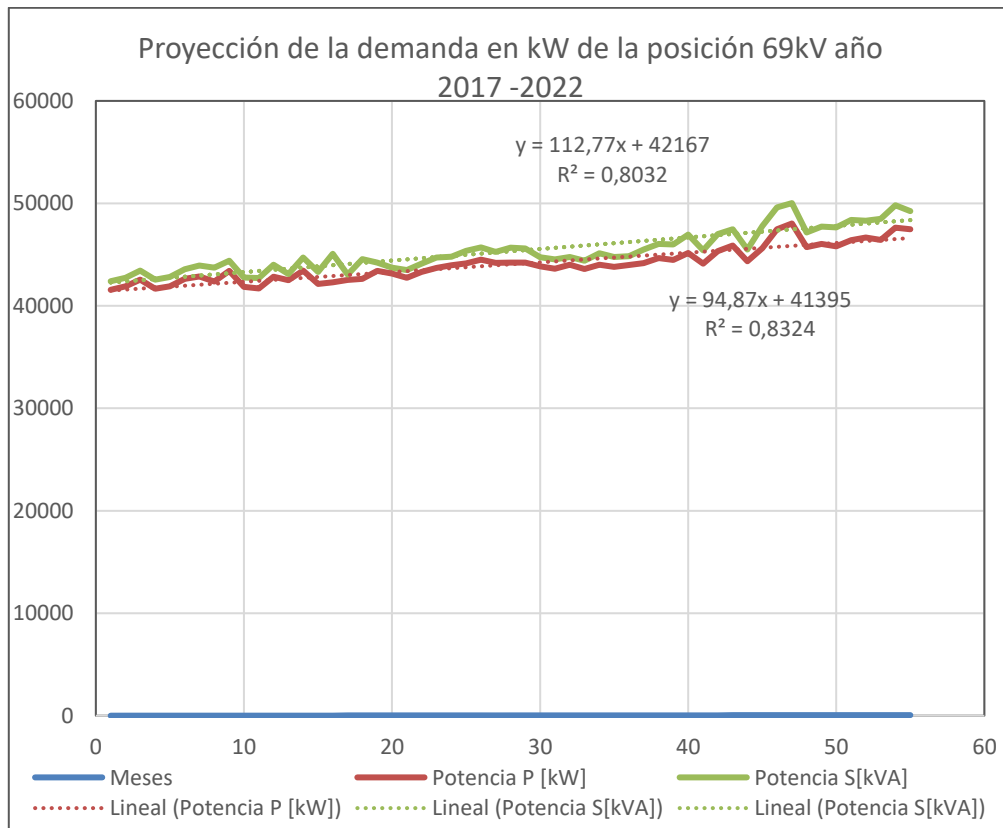


Fig. 2. Proyección de la demanda Salida 69kV zonas I y II de operación Emelnorte S.A.

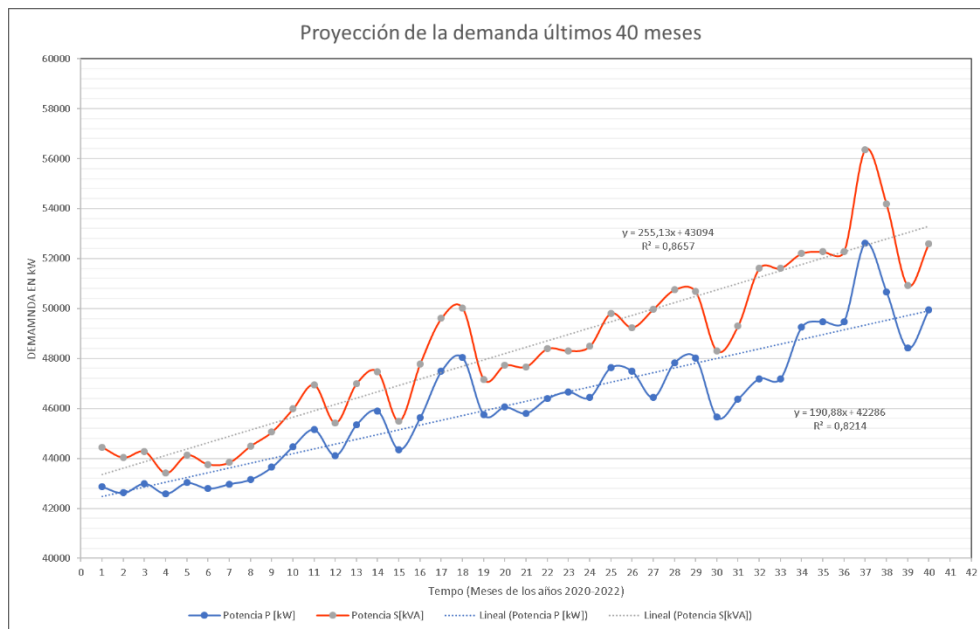


Fig. 3. Demanda posición 69kV Zonas I y II Subestación Bellavista.

En la fig. 3 los valores máximos corresponden a 53,2, 52 y 50 MW, valores que se consideran en la proyección y se realiza de forma particular en los últimos 3 años con datos medidos en la posición Bellavista salida Otavalo, lo cual se considera una proyección más adecuada. Los valores mínimos 45.6, 47.2 y 48,4 MW no se consideran o están fuera de la proyección de la demanda ya que son valores en los periodos donde se realizó transferencia de carga a otra subestación de la salida de Cotacachi.

Realizado el crecimiento de demanda por año se obtienen los siguientes valores que se exponen en la siguiente tabla.

Tabla 6. Porcentajes de crecimiento de la demanda.

PERÍODO		MEDICIONES		PORCENTAJES
ago-17	ago-18	41562	42496	2,25%
ago-18	ago-19	41562	44147	6,22%
ago-19	ago-20	44147	44838	1,57%
ago-20	ago-21	44838	45743	2,02%
ago-21	feb-22	45743	47636	4,14%
			Promedio	3,24%

Para este análisis particular se determina una demanda de crecimiento anual de 5.7% lo cual es concordante con los valores de demanda obtenidos en los últimos meses y datos del medidor de la posición Bellavista.

2.4.4. Curvas de carga de transformadores de Potencia

2.4.4.1. Transformador de Potencia Posición 138/69[kV] Trans-Eléctric Bellavista.

Se expone el análisis de carga de la posición de salida de la subestación Bellavista, en la cual se tiene dos características principales de tipo Industrial y Residencial, con dos picos bien definidos a las 10:50 y 19:00 horas.

En la Fig.4 se analiza una curva de demanda típica tipo industrial residencial con dos picos a las 19:00 y 11:00 horas respectivamente.

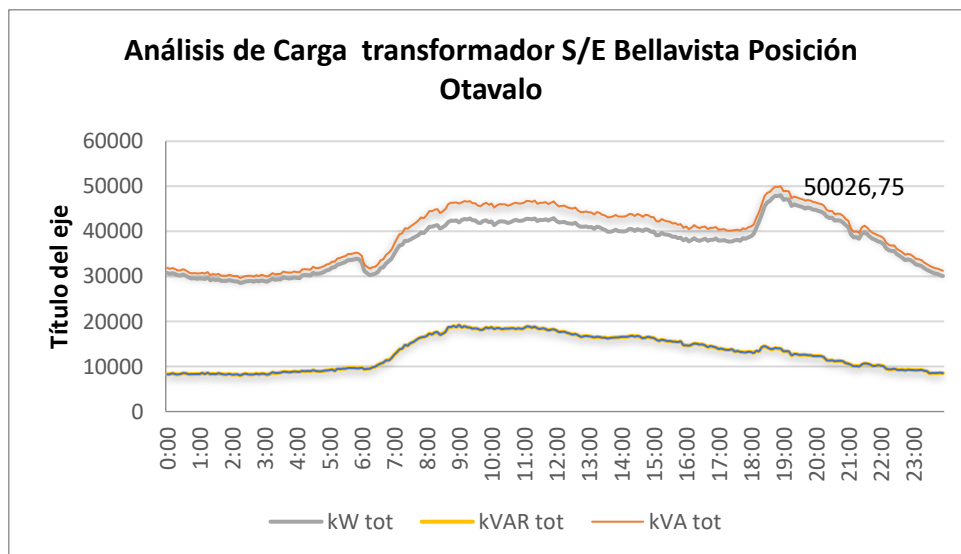


Fig. 4. Curva de demanda de salida y Posición Bellavista Otavalo.

Se determina en la fig. 4 una demanda máxima de 48.358 MW y una necesidad de 50.02 MVA para potencia instalada, lo cual determina que el transformador en todo su tiempo no ha sido sobrecargado.

Un transformador que funciona a regímenes de carga muy elevados se verá reducida la vida de su aislamiento, a un ritmo mucho más alto que un transformador que trabaja en regímenes de carga inferiores, por lo tanto, resultará fundamental analizar qué aspectos influyen sobre la cargabilidad de un transformador y como se pueden buscar las condiciones que permitan optimizar la utilización de este a partir de esos parámetros que intervienen en su cargabilidad.

Los parámetros más importantes y que más influencia tienen en la cargabilidad de un transformador son los siguientes: Nivel de potencia y tamaño del transformador, tipo de aislamiento celulósico del transformador, tipo de refrigeración, condiciones ambientales y otros aspectos relacionados con el estado del transformador [23].

Para el presente análisis se limita a observar que el transformador es de potencia de 66 MVA, no ha entrado en régimen de operación de sobrecarga, lo cual es muy beneficioso y determina que no ha entrado en reducción de su vida útil por sobrecarga.

La Fig. 5 consideró como base de datos los registros del año 2020, del cual se utiliza una aplicación en Matlab para facilidad de la tabulación de los datos y grafica correspondiente.

Los resultados de la aplicación se visualizan mediante las gráficas de la posición general donde las los valores máximos se obtienen en el mes de noviembre del año 2020 con un valor de 47 MW, y un mínimo de en el mes de abril del 2020 de 29,8 MW y julio del 2020 llegando un valor mínimo de 22.5 MW valores que deben ser discriminados por ser en un periodo de transferencia de la carga a otra subestación de otra posición denominada salida Cotacachi.

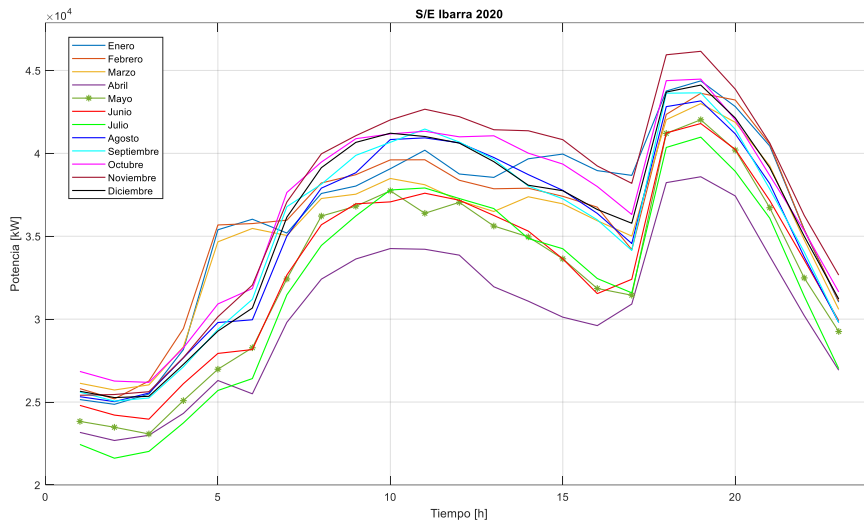


Fig. 5. Curva de demanda y Posición Bellavista - Otavalo año 2020.

En la Fig. 6 se exponen las curvas de demanda del periodo Enero 2021 a febrero del 2022, donde se exponen las gráficas y se determina los valores máximos de demandas el mes de mayo del 2021 y enero, febrero del 2022, donde sus valores son de 47,47 y 48 MW valores considerados en la simulación de demanda máxima. . Para los valores mínimos en la Fig. 6 se determina el mes de marzo y septiembre del 2021 y en el mes de enero del 2022, con valores de 24, 26 y 26,5 MW, valores considerados en los valores de demanda mínima de la simulación.

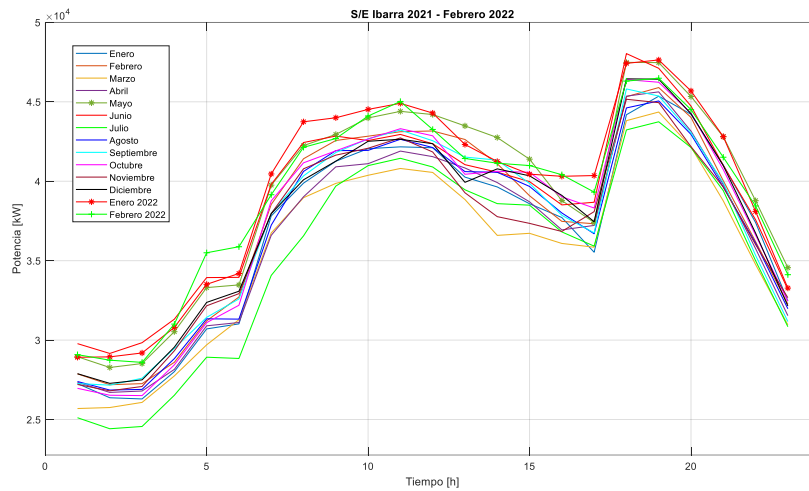


Fig. 6. Curvas de demanda y Posición Bellavista - Otavalo desde el año 2021 hasta febrero 2022.

El software de Matlab permite realizar el análisis de esta base de datos y determinar los parámetros necesitados para las proyecciones correspondiente y el algoritmo programado corresponde al siguiente diagrama de flujo:

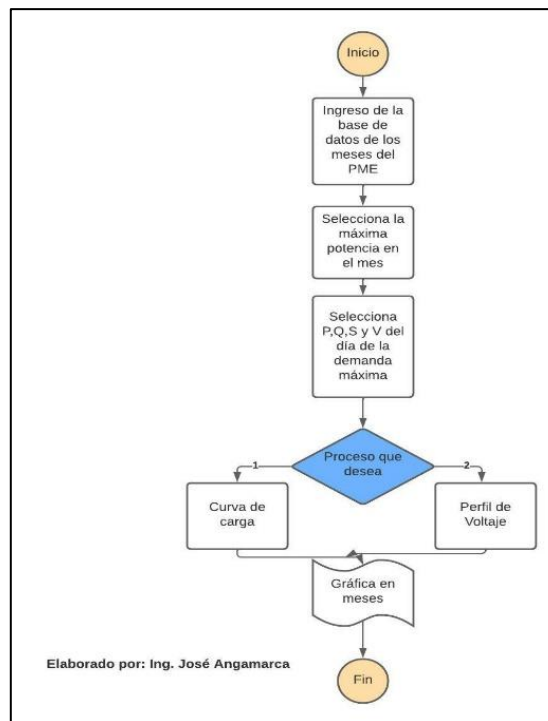


Fig. 7. Diagrama de flujo para análisis y tabulación de datos.

2.4.4.2. Demanda y perfiles de voltaje de transformadores de Potencia de la línea de 69 kV.

Para visualización de las subestaciones se expone un unifilar del programa PME, de las cuales se realizará en análisis de cargabilidad de cada una de las subestaciones.

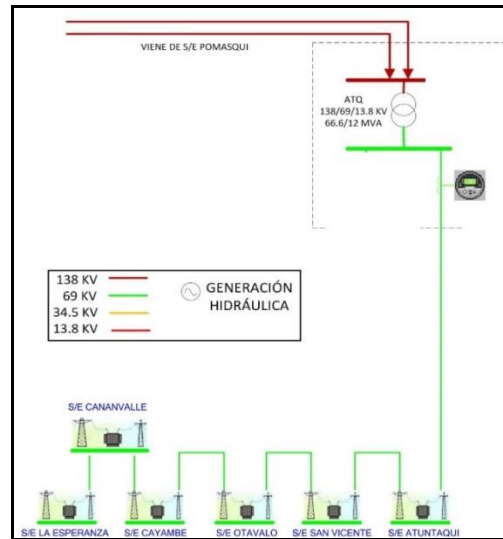


Fig. 8. Diagrama unifilar del PME para el sistema en análisis.

La base de datos de los años 2021 hasta febrero 2022, del cual, se utiliza el software Matlab para facilidad de la tabulación de los datos para las subestaciones Cayambe, Cananvalle y La Esperanza, esto se debe a que en el mes de junio del 2021 ingreso en operación la subestación La Esperanza.

La subestación Atuntaqui tiene una capacidad instalada de 20 MVA en estado normal y 25 MVA en OAF, lo cual determina tener factibilidad para mantener la misma topología aparte en esta subestación.

La fig. 9 toma la base de datos del anexo 5, valores de una curva de demanda típica para lo cual se busca el valor de mayor demanda del periodo en análisis de la cual tiene una demanda máxima alrededor de los 10 MW.

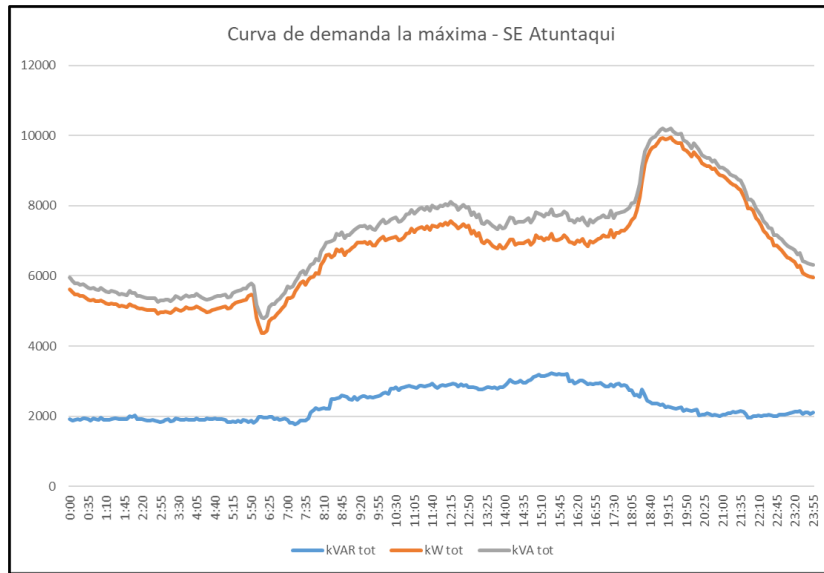


Fig. 9. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación de Atuntaqui.

El área de operación corresponde al Cantón Atuntaqui y parte de Otavalo, determinando una presencia del área industrial por sus fábricas del sector textil. Determinándose dos picos de demanda entre las 12 y 13 Horas correspondiendo al área industrial, y la otra entre las 18:30 y 19:30 que corresponde el área residencial.

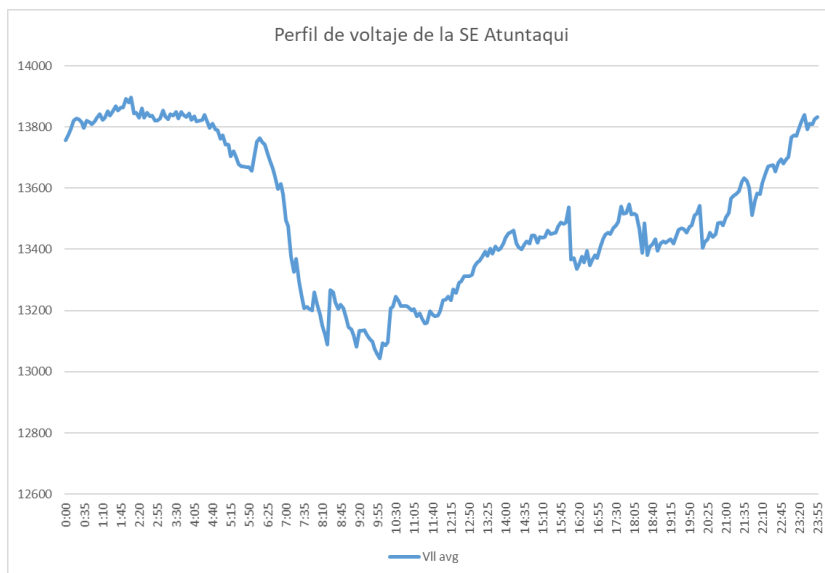


Fig. 10. Perfil de voltaje de la Subestación Atuntaqui.

En la Fig. 10 se expone perfil de voltaje de la SE Atuntaqui en la condición de máxima demanda analizada en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 5.07% y no excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía, que es el 6%, el cual se presenta en el periodo de la demanda industrial.

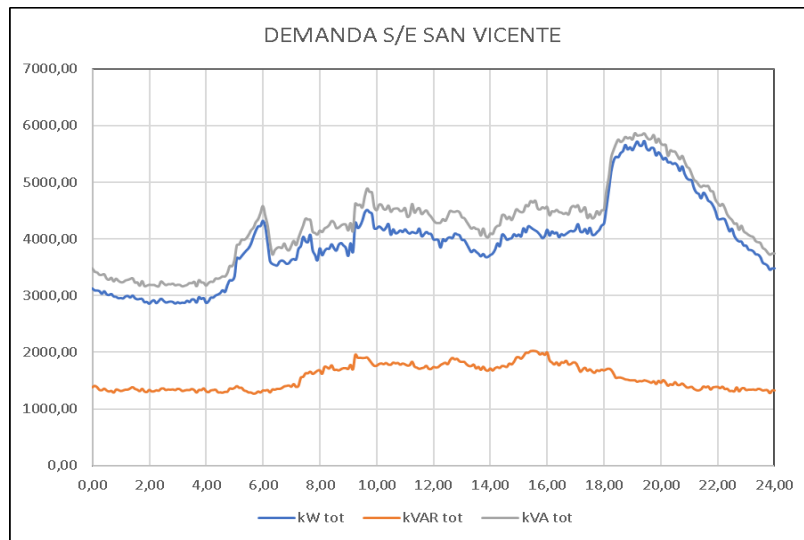


Fig. 11. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación San Vicente.

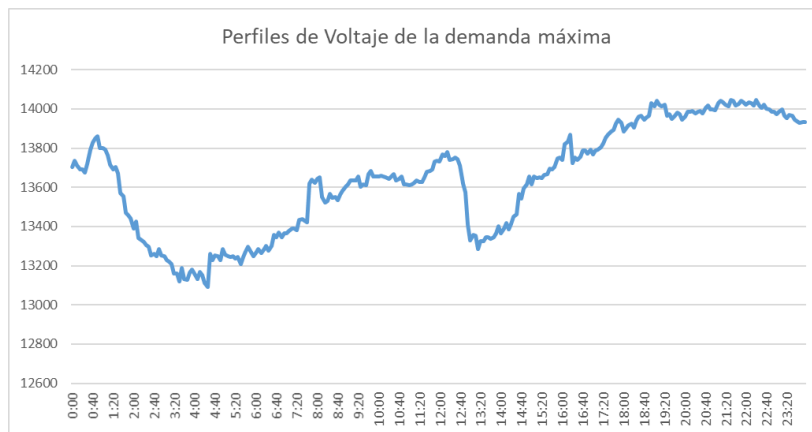


Fig. 12. Perfil de voltaje de la Subestación San Vicente.

En la Fig. 12 toma base de datos el anexo 6 y expone el perfil de voltaje en la condición de máxima demanda analizada en el período de los años 2020 y 2021 de la subestación

San Vicente que llega al valor de 5.1% dentro del límite de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

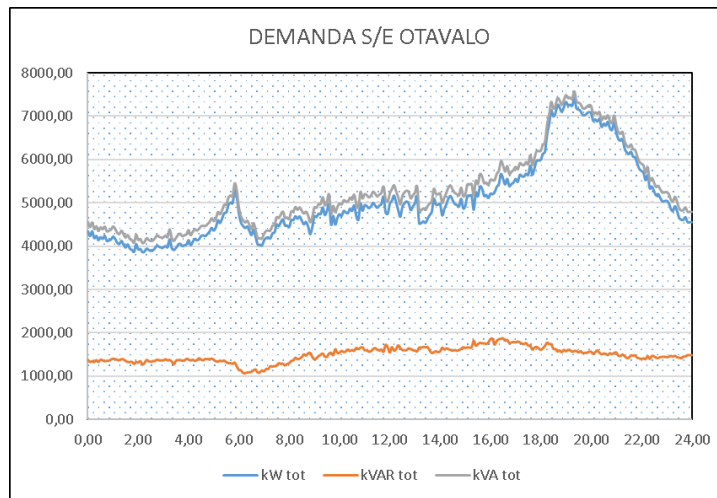


Fig. 13. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Otavalo.

La Fig. 13 utiliza los datos del anexo 7 y expone la curva de demanda del área de operación de la SE Otavalo que corresponde al Cantón Otavalo, determinando una presencia del área industrial por sus fábricas del sector textil de tejidos. Determinándose dos picos de demanda entre las 12 y 13 Horas correspondiendo al área industrial, y la otra entre las 18:30 y 19:10 horas que corresponde el área residencial.

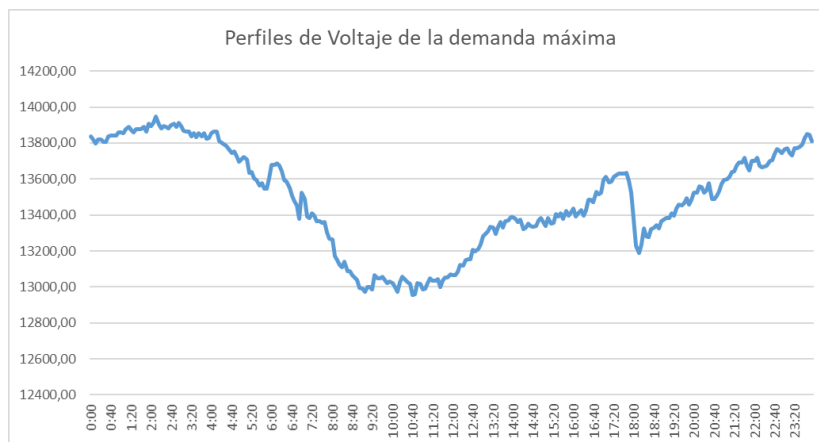


Fig. 14. Perfil de voltaje de la Subestación Otavalo.

En la Fig. 14 se evidencia la mayor caída de voltaje de acuerdo con el perfil de voltaje cada subestación de la subestación Otavalo, se obtiene lo expuesto en la en la condición de máxima demanda analizada en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 6.5% y excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

La figura 15 toma como base de datos el anexo 8, que muestra la curva de demanda de la subestación Cayambe en el transformador T1, acoplándose al área de operación que corresponde al Cantón Cayambe, observándose una presencia de carga netamente industrial por sus fábricas del sector lácteo y floricultor. Determinándose dos picos de demanda entre las 09 y 10 Horas correspondiendo al área industrial, y la otra más reducida entre las 18:30 y 19:20 horas que corresponde el área residencial.

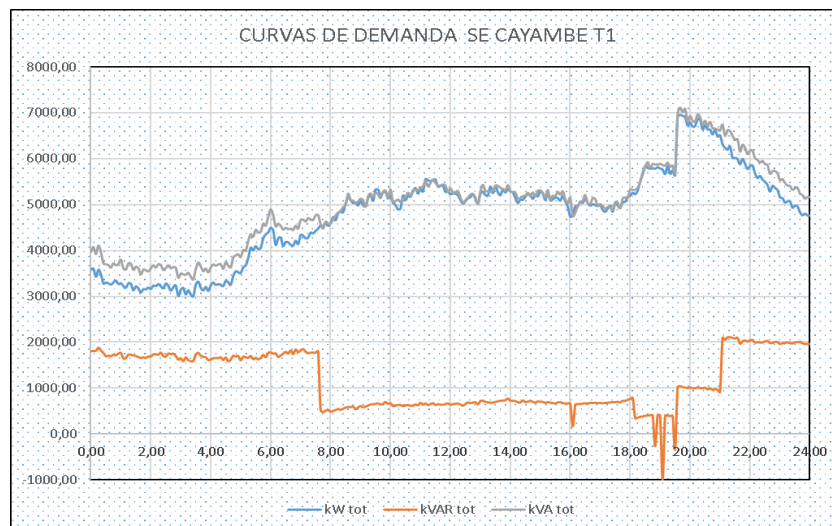


Fig. 15. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cayambe T1.

En la subestación Cayambe se obtiene se mayor caída de voltaje de acuerdo al perfil de voltaje expuesto en la Fig. 15 en la condición de máxima demanda industrial en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 11.6% y excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

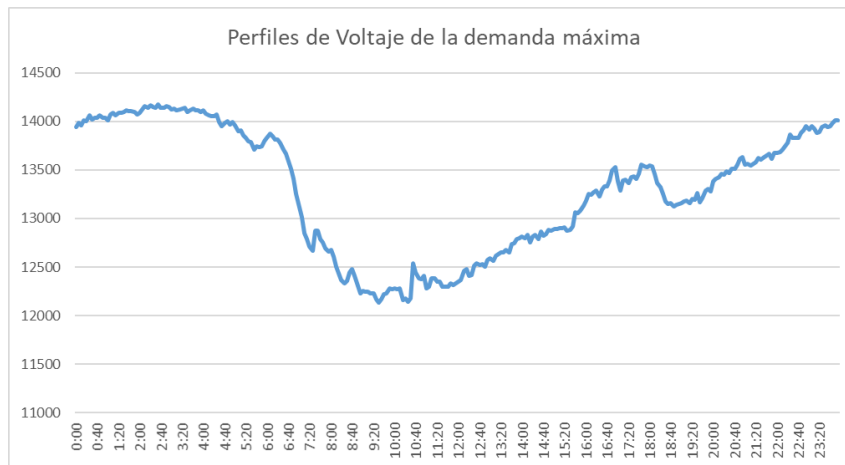


Fig. 16. Perfil de voltaje de la Subestación Cayambe T1.

La Fig. 17 toma de base de datos el anexo 9 y muestra la curva de demanda del área de operación de la SE Cayambe T2 corresponde al Cantón Cayambe, determinando una demanda industrial por sus fábricas del sector lácteo y floricultor, con dos picos de demanda entre las 09 y 10 Horas correspondiendo al área industrial, y la otra más reducida entre las 18:50 y 20:20horas que corresponde el área residencial.

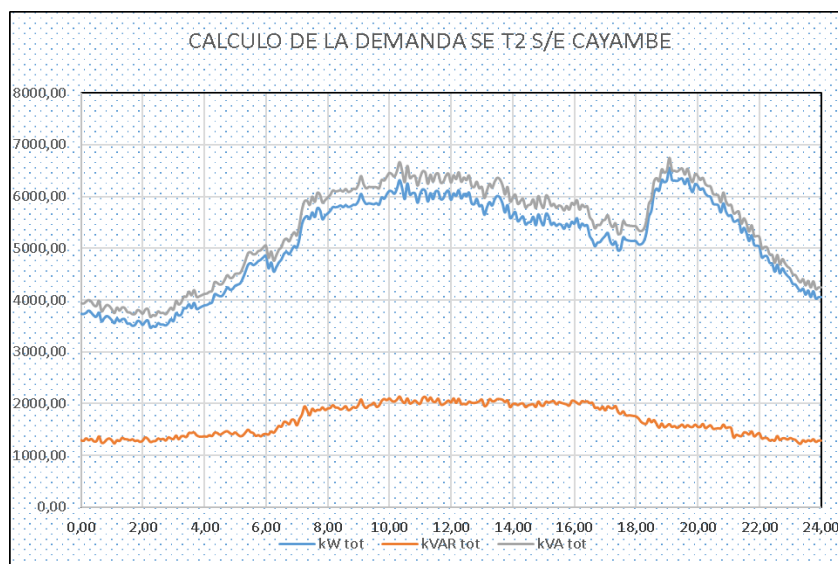


Fig. 17. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cayambe T2.

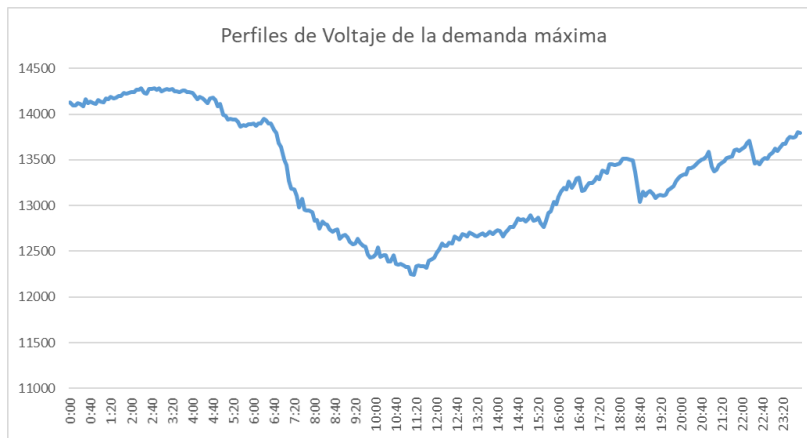


Fig. 18. Perfil de voltaje de la Subestación Cayambe T2.

En la subestación Cayambe T2 se obtiene se mayor caída de voltaje de acuerdo al perfil de voltaje expuesto en la gráfica 19 en la condición de máxima demanda industrial en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 11.6% y excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

El área de operación de la SE Cananvalle corresponde al Cantón Cayambe y Pedro Moncayo, la Fig. 19 toma como base de datos el anexo 10 y muestra la curva de demanda industrial por sus fábricas del sector lácteo y floricultor, con un pico de demanda entre las 09 y 10 horas correspondiendo al área industrial.

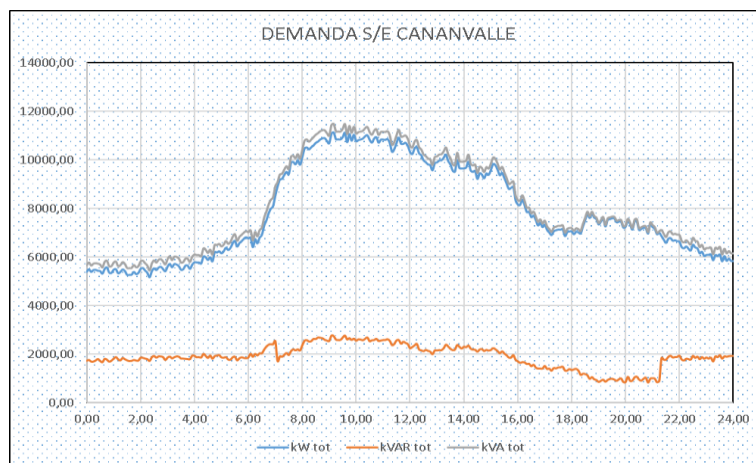


Fig. 19. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación Cananvalle.

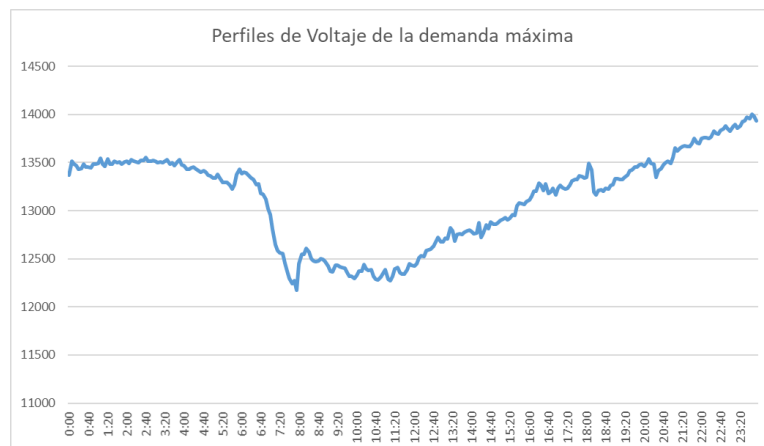


Fig. 20. Perfil de voltaje de la Subestación Cananvalle.

En la subestación Cananvalle se obtiene la mayor caída de voltaje de acuerdo con el perfil de voltaje expuesto en la gráfica 21 en la condición de máxima demanda industrial en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 12% y excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

La Fig. 21 toma con base de datos el anexo 11 y muestra la curva de demanda del área de operación de la SE La Esperanza que corresponde al Cantón Pedro Moncayo, determinándose una demanda industrial por sus fábricas del sector lácteo, avícola y floricultor, con dos picos de demanda entre las 08 y 09 Horas correspondiendo al área industrial, y la otra más entre las 18:30 y 20:20 horas que corresponde el área residencial.

En la subestación Cananvalle se obtiene la mayor caída de voltaje de acuerdo con el perfil de voltaje expuesto en la gráfica 21 en la condición de máxima demanda industrial en el período de los años 2020 y 2021 llega al valor 12.2% y excede el límite permisible de la regulación de calidad de energía que es el 6%.

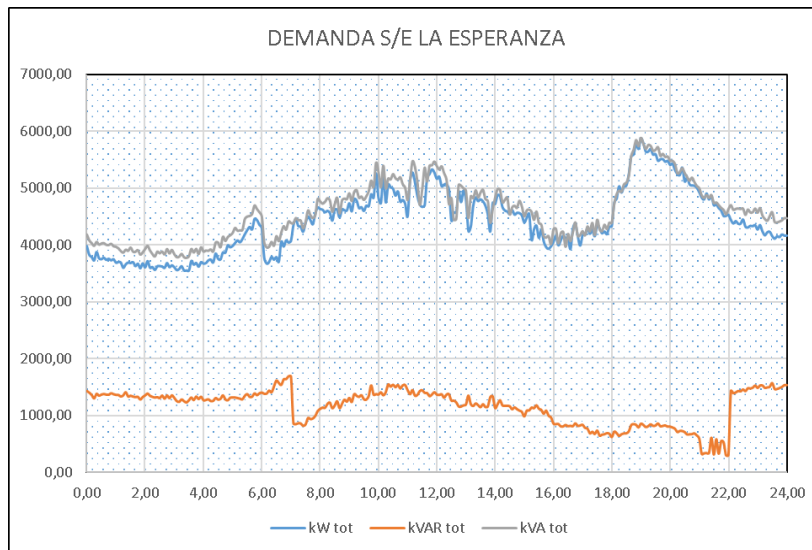


Fig. 21. Forma de onda de los valores de potencia en el día de la demanda máxima de la Subestación La Esperanza.

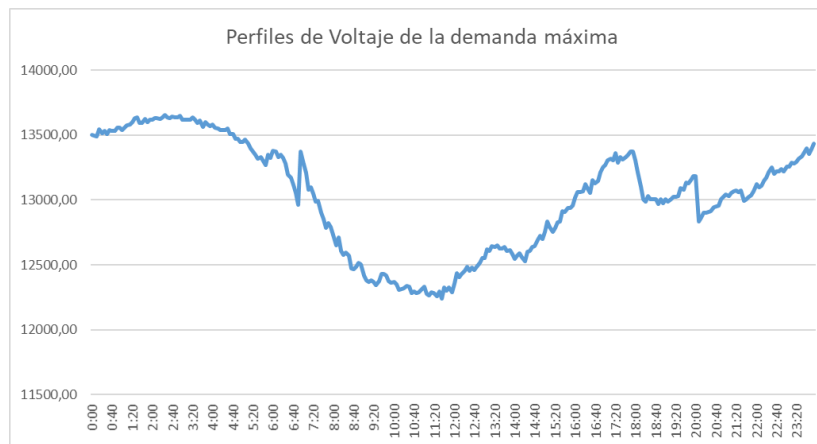


Fig. 22. Perfil de voltaje de la Subestación La Esperanza.

Las barras de carga que poseen el perfil de voltaje fuera de su límite permisible son Cananvalle, San Vicente, Cayambe y La Esperanza.

2.4.5. Análisis del Calidad de servicio en Subestaciones

En la tabla 7 se determina que el 27,4% de los índices de los alimentadores no cumple con estos índices, lo cual, provocará pagos de multas al ARCERNNR por incumplimiento y energía no suministrada PARA EL AÑO 2020.

Tabla 7. Valores de índices de calidad de servicio TTIK y FMIK Año 2020.

INDICES DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO EMELNORTE S.A.					ACUMULADO 2020	ACUMULADO 2020	OBSERVACIÓN TTIK	OBSERVACIÓN FMIK
Subestación	Alimentador	Densidad	FMIK	TTIK	FMIK	TTIK (horas*kVA)		
13_01 La Esperanza	13_01_Z1	Alta	7	10	11,44	17,97	NO CUMPLE	NO CUMPLE
	13_01_Z2	Alta	7	10	13,83	24,80	NO CUMPLE	NO CUMPLE
	13_01_Z3	Alta	7	10	5,60	10,61	CUMPLE	NO CUMPLE
	13_01_Z4	Alta	7	10	15,82	30,46	NO CUMPLE	NO CUMPLE
13_02 Cayambe	13_02_C1	Alta	7	10	6,29	9,65	CUMPLE	CUMPLE
	13_02_C2	Alta	7	10	8,97	15,60	NO CUMPLE	NO CUMPLE
	13_02_C3	Alta	7	10	7,84	13,87	NO CUMPLE	NO CUMPLE
	13_02_C6	Alta	7	10	8,68	14,05	NO CUMPLE	NO CUMPLE
	13_02_C7	Alta	7	10	5,32	10,31	CUMPLE	NO CUMPLE
	13_02_C8	Alta	7	10	8,18	16,58	NO CUMPLE	NO CUMPLE
13_03 Otavalo	13_03_V1	Alta	7	10	1,84	1,93	CUMPLE	CUMPLE
	13_03_V2	Alta	7	10	5,27	7,05	CUMPLE	CUMPLE
	13_03_V3	Alta	7	10	1,21	1,14	CUMPLE	CUMPLE
	13_03_V4	Alta	7	10	2,20	1,09	CUMPLE	CUMPLE
	13_03_V5	Baja	9,5	16	5,23	9,09	CUMPLE	CUMPLE
13_04 San Vicente	13_04_I1	Alta	7	10	3,42	1,31	CUMPLE	CUMPLE
	13_04_I2	Alta	7	10	5,93	4,59	CUMPLE	CUMPLE
	13_04_I3	Baja	9,5	16	0,42	4,35	CUMPLE	CUMPLE
	13_04_I4	Alta	7	10	7,78	5,37	NO CUMPLE	CUMPLE
	13_04_I5	Alta	7	10	6,90	5,72	CUMPLE	CUMPLE
13_05 Cotacachi	13_05_H1	Alta	7	10	5,93	5,94	CUMPLE	CUMPLE
	13_05_H2	Alta	7	10	2,37	2,15	CUMPLE	CUMPLE
	13_05_H3	Alta	7	10	3,18	2,83	CUMPLE	CUMPLE
	13_05_H4	Alta	7	10	2,34	1,96	CUMPLE	CUMPLE

13_06 Atuntaqui	13_06_A1	Alta	7	10	3,06	1,69	CUMPLE	CUMPLE
	13_06_A2	Alta	7	10	5,86	2,79	CUMPLE	CUMPLE
	13_06_A3	Alta	7	10	1,24	1,30	CUMPLE	CUMPLE
	13_06_A4	Alta	7	10	3,79	2,47	CUMPLE	CUMPLE
	13_06_A5	Alta	7	10	3,52	3,34	CUMPLE	CUMPLE

Fuente: [11]

Para el año 2021 se encuentra incumplimientos de los índices de calidad de servicio en 19 alimentadores que corresponde al 25% que también probará pago de sanciones y multas.

2.4.6. Análisis de la Calidad de producto para voltaje y ángulo

La regulación ARCERNNR 002/20 respecto de Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica determina los límites de los parámetros de la calidad de producto respecto del Nivel de voltaje

Para el presente trabajo se realizará para un parámetro que es el nivel de voltaje [2].

Nivel de voltaje

Índice: La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinará con el siguiente índice:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 [\%] \quad (14)$$

Donde:

ΔV_k = Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k .

V_k = Voltaje de suministro en el punto k , determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N = Voltaje nominal en el punto k .

Las variaciones de voltaje admitidas son las siguientes:

Tabla 8. Valores de límites de % de mediciones fuera de estándar.

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0 %
Medio Voltaje	± 6.0 %
Bajo Voltaje	± 8.0 %

Fuente: [5]

Tabla 9. Límites para el parámetro de voltaje.

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGIA Y RECURSOS NO RENOVABLES - ARCERNRR											
SISDAT Sistematización de Datos del Sector Eléctrico											
AGENE.E. Norte											
Formulario CAL-020											
CALIDAD DEL PRODUCTO - Medición en Barras											
Fila	DATOS GENERALES				PERIODO DE LA MEDICION				STROS FUERA DE LIM		
	Subestación / Barra	Cantón	Voltaje Nominal		Fecha Inicio (dd/mm/aaaa)	Fecha Final (dd/mm/aaaa)	Hora Final (hh:mm:ss)	No. Registros	Fase-A	Fase-B	Fase-C
			f-f (kV)	f-n (kV)					V (%)	V (%)	V (%)
(0 -	(1)	(7)	(12)	(13)	(14)	(16)	(17)	(18)	(19)	(22)	(25)
7	AUNTAQUI/ GENERAL	Cantón Antonio Ante	13,8	7,9	1/7/2021	7/7/2021	23:50:00	1.008	0%	0%	0%
9	OTAVALO/ GENERAL	Cantón Otavalo	13,8	7,9	1/9/2021	7/9/2021	23:50:00	1.008	3%	0%	2%
10	SAN VICENTE/ GENERAL	Cantón Otavalo	13,8	7,9	1/10/2021	7/10/2021	23:50:00	1.008	5%	0%	3%
11	CAYAMBE/ GENERAL	Cantón Cayambe	13,8	7,9	1/11/2021	7/11/2021	23:50:00	1.008	23%	14%	17%
12	LA ESPERANZA/ GENERAL	Cantón Pedro Moncayo	13,8	7,9	1/12/2021	7/12/2021	23:50:00	1.008	38%	27%	32%

Fuente: [11]

Aplicando las ecuaciones y metodología dada por la regulación antes referida se determina los parámetros obtenidos en las subestaciones en análisis donde se determina en las condiciones que incumplen las subestaciones Cayambe y La Esperanza al comparar con la tabla 8. Realizada la tabulación y mostrada en la tabla 9, se determina que las subestaciones Cayambe y La Esperanza tienen índices del 17% y 34% los cuales superan el límite permitido del 6%.

Adicionalmente se observa en la tabla 9, están en incumplimiento en porcentajes del 3% y 5% las subestaciones San Vicente y Otavalo respectivamente.

El Análisis del parámetro de voltaje también se obtiene de la simulación realizada en DIgSILENT y CYME, la cual arroja los siguientes parámetros:

Tabla 10. Parámetro de voltaje promedio en el sistema actual obtenido de la simulación de DIgSILENT.

PARÁMETRO DE VOLTAJE PROMEDIO EN EL SISTEMA ACTUAL					
Name Barra	Grid	Nom.L-L Volt. [kV]	U _I , Magnitude [kV]	U, Magnitude [P.U.]	U, Angle [deg]
Atuntaqui 13.8 kV	Grid	13,8	13	0,943	6,7
Atuntaqui 69 kV	Grid	69	66,2	0,96	39,9
Barra La Esperanza 13.8 kV	Grid	13,8	11,9	0,862	-2,2
Bellavista	Grid	69	68,8	0,997	43,2
CANANVALLE 13.8k	Grid	13,8	12	0,866	-1,6
CANANVALLE 69 kV	Grid	69	60	0,869	31,4
CAYAMBE 69 kV	Grid	69	60,1	0,872	31,9
Cayambe 1 13.8 kV	Grid	13,8	11,9	0,864	-2,1
Cayambe 2 13.8 kV	Grid	13,8	11,9	0,861	-1,9
ECUAJUGOS 69 kV	Grid	69	60,1	0,871	31,7
Ecuajugos 13.8 kV	Grid	13,8	11,9	0,863	60,3
LA ESPERANZA 69 kV	Grid	69	59,9	0,868	31,1
OTAVALO 69 kV	Grid	69	63	0,914	34,8
Otavallo 13.8 kV	Grid	13,8	12,3	0,894	0,9
SAN VICENTE 69 kV	Grid	69	63,4	0,919	35,5
San Vicente 13.8 kV	Grid	13,8	12,5	0,902	2,5

Realizado el análisis de perfil de voltaje expuestos en la tabla 10 se determinan que existen valores promedios inferiores a lo establecido en la regulación ARCERNR 002/20 respecto de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, determina un límite de 0.92 PU o una variación del 8% absoluto.

Los resultados de simulación en el programa CYME son iguales a los del Power Factory por lo tanto se realiza la comparación con los resultados de la tabla 10.

El 87.5% de las barras se encuentran incumpliendo el límite permisible y generan inconvenientes a los clientes de las zonas de operación y en especial a los cantones de Otavalo, Cayambe y Tabacundo.

Actualmente, el sistema tiene instalado reguladores de voltaje para mejorar el perfil de voltaje, lo cual soluciona parcialmente el sistema de medio voltaje, el cual se ha ubicado a $\frac{1}{2}$ circuito y en ciertos casos a $\frac{3}{4}$ de circuito, dejando con el problema a los clientes finales.

2.4.7. Análisis de Pérdidas del sistema

El sistema de subtransmisión de las zonas I y II comprende las líneas de subtransmisión y las subestaciones, para la comparación del análisis se toma la base de datos del sistema PME (Power Monitoring Expert) instalados en la entrada y salida de cada una de las posiciones de las 7 subestaciones. Las mediciones están tomadas en potencia y energía cada 5 y 15 minutos respectivamente.

Power Monitoring Expert es un sistema de monitoreo, registro, medición de variables como voltaje, corriente, energía, potencia, armónicos, eventos, entre otros parámetros, instalado adjunto en el centro de control y de los sistemas operativos de EmelNorte S.A. Esta información es registrada y gestionada a través de los operadores del centro de control, para gestión operativa y energética para la toma de decisiones en función de las mediciones e información entregada por la plataforma. El sistema PME funciona con los medidores ION y de otras marcas, debido a que opera bajo una arquitectura de comunicación y software estándar, permitiendo así la gestión y control sobre el sistema operativo en relación con la gestión energética.

La metodología para aplicar determinación de pérdidas actuales será:

- a) Determinación de pérdidas de líneas de subtransmisión y transformadores medidas en función de los mediadores ION del sistema PME.
- b) Determinación de pérdidas mediante simulación con demanda media del sistema utilizando el software DIgSILENT Power Factory.
- c) Determinación teórica bajo mediciones aplicando la metodología.
- d) Comparación de los resultados del cálculo bajo las mediciones y el determinado bajo el software.

Método de cálculo de las pérdidas de energía

Pérdidas de Energía

“Para estimar las pérdidas de energía enunciamos el método utilizado para determinar las pérdidas, el mismo que, consiste en evaluar la expresión”: (Ing. Poveda M 2002)

$$P = \left(\frac{D_{pi} * \cos\varphi_{max}}{D_{pmax} * \cos\varphi_i} \right)^2 * D_{RL-max} \quad (15)$$

Donde:

P: Pérdidas a la demanda del intervalo i

D_{Pi} : Demanda en el intervalo i

D_{Pmax} : Demanda Máxima

$\cos\varphi_{max}$: Factor de potencia a demanda máxima

$\cos\varphi_i$: Factor de potencia en el intervalo i

D_{RL-max} : Pérdidas a demanda máxima (flujo de carga)

En base a esto, se obtiene una curva de pérdidas y la energía de pérdidas.

El período de registro puede ser un año completo cada cinco minutos de las demandas por subestación de esta forma determinaremos las pérdidas de energía [24].

Para la determinación de pérdidas se toma dos metodologías.

1. Mediante las mediciones de los registros de energía en el sistema PME y por simple operación de la energía en los medidores ION instalados.
2. Mediante simulación DIGSILENT y la corrida de flujo a demanda máxima, mínima y **promedio** debido que con este dato se realiza el cálculo de energía.

Se presentan los resultados y una comparación de estos por la línea de subtransmisión.

Método 1

Se aplica los resultados de los medidores instalados y se expone en la siguiente tabla:

Tabla 11. Valores de las pérdidas en las líneas.

DETALLE DE LINEA DE SUBTRANSMISION(LTS)		A(kWh)	B(kWh)	Diferencia (kWh.) POR DIA	Pérdidas (MWh) al año	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES
S/E Bellavista	S/E Atuntaqui	919544,87	907096,79	12448,09	4543,55	\$453.446,39
S/E Atuntaqui	S/E San Vicente	793108,84	781344,10	11764,74	4294,13	\$428.554,05
S/E San Vicente	S/E Otavalo	666258,90	663606,08	2652,82	968,28	\$96.634,40
S/E Otavalo	S/E Cayambe	538003,35	520936,73	17066,62	6229,32	\$621.685,88
S/E Cayambe	S/E Cananvalle	276724,80	275346,13	1378,66	503,21	\$50.220,59
S/E Cananvalle	S/E La Esperanza	96613,52	95984,48	629,04	229,60	\$22.913,94
			Totales	45939,97	16768,09	\$1.673.455,25

Para la valoración económica se toma valores del Plan Estratégico anual del año 2022, el cual considera el valor de venta de 9.98 centavos de dólares.

Los valores de pérdidas se han obtenido del tratamiento de los datos de 40 meses y se determina en el año 2022, el cálculo de las pérdidas de energía está basado en las mediciones del registro de los medidores ION8500 y de la contabilización de energía de cada medidor y por simple operación de los medidores de entrada y salida en cada una de las subestaciones en análisis.

Método 2

Si se consideran pérdidas técnicas por días para la simulación y el flujo de carga realizado, se considera la siguiente ecuación:

$$P = \left(\frac{D_{pi} * \cos\phi_{max}}{D_{pmax} * \cos\phi_i} \right)^2 * D_{RL-max} \quad (15)$$

Tabla 12. Valores de las pérdidas en las líneas de subtransmisión mediante simulación.

Name	V Magnitud	V Magnitud	Active Power	Active Power	Reactive Power	Reactive Power		
	Terminal i en P.U.	Terminal j en P.U.	Terminal i en MW	Terminal j en MW	Terminal i en Mvar	Terminal j en Mvar	S (Power Aparent)	Fp
Línea Bellavista - Atuntaqui	0,997	0,958	50,847	-49,847	19,507	-15,842	54,460	0,934
Línea Atuntaqui - San Vicente	0,958	0,915	42,161	-41,152	13,549	-9,850	44,284	0,952
Línea San Vicente - Otavalo	0,915	0,909	35,402	-35,269	8,004	-7,517	36,296	0,975
Línea Otavalo - Cayambe	0,909	0,860	27,819	-26,631	5,376	-2,892	28,334	0,982
Línea 69 kV T1	0,860	0,859	13,050	-13,041	1,233	-1,198	13,108	0,996
Línea 69 kV T2	0,859	0,859	11,840	-11,838	0,752	-0,745	11,864	0,998
Línea 69 kV T2_a	0,859	0,857	11,838	-11,821	0,745	-0,682	11,862	0,998
Línea ACSR_a	0,857	0,856	5,910	-5,902	0,363	-0,334	5,921	0,998
Línea 69 kV Ecuajugos	0,859	0,859	-1,200	1,200	-0,445	0,446	1,280	0,938

Los valores de la simulación se exponen en la tabla anterior y tomado los parámetros anteriormente expuestos se determina las pérdidas utilizando la metodología antes expuesta.

Las pérdidas se determinan por día por el valor de 45349,25 kWh en todas las líneas de 69 kV en análisis, lo cual, se determina utilizando la metodología expuesta.

Existe un error del 1.3% en los datos de evaluación de la simulación y aplicados la metodología de la expresión del Ing. Poveda M 2002, adicionalmente se determina que existe una mejora en el perfil de voltaje por la utilización de reguladores de voltaje en la subestación de Cayambe, Tabacundo y Cananvalle, lo cual determina mayores pérdidas en la simulación, razón por la cual, no se consideró este parámetro por estar ubicados los reguladores en los alimentadores de 13,8 kV, dicho esto, se reconoce que no se ve la mejora de voltaje en la simulación, y se observa en la medición una lata presencia de potencia reactiva.

Método 2 para determinación de pérdidas

En la tabla 13 se expone los resultados del cálculo de pérdidas mediante la simulación del flujo de potencia del sistema actual expuesto en el anexo 1.

Name	u, Magnitude	u, Magnitude	Active Power	Active Power	Reactive Power	Reactive Power		
	Terminal i in p.u.	Terminal j in p.u.	Terminal i in MW	Terminal j in MW	Terminal i in Mvar	Terminal j in Mvar	S (Power Aparent)	Fp
Linea Bellavista Atuntaqui	0,997	0,958	50,847	-49,847	19,507	-15,842	54,460	0,860
Linea Atuntaqui-San Vicente	0,958	0,915	42,161	-41,152	13,549	-9,850	44,284	0,952
Linea San Vicente - Otavalo	0,915	0,909	35,402	-35,269	8,004	-7,517	36,296	0,975
Linea Otavalo Cayambe	0,909	0,860	27,819	-26,631	5,376	-2,892	28,334	0,982
Linea 69kV T1	0,860	0,859	13,050	-13,041	1,233	-1,198	13,108	0,996
Linea 69kV T2	0,859	0,859	11,840	-11,838	0,752	-0,745	11,864	0,998
Linea 69kV T2_a	0,859	0,857	11,838	-11,821	0,745	-0,682	11,862	0,998
Linea ACSR_a	0,857	0,856	5,910	-5,902	0,363	-0,334	5,921	0,998
Linea 69kV Ecuajugos	0,859	0,859	-1,200	1,200	-0,445	0,446	1,280	0,938

Tabla 13. Resultados de pérdidas de energía en las líneas de 69 kV obtenidos de la simulación en condición de demanda máxima.

2.4.8. Análisis de Flujos de Potencia

Para el análisis de flujo de potencia se ha considerado tres escenarios de demanda máxima, mínima y promedio para cada una de las barras.

Tabla 14. Valores de la demanda de las subestaciones para la simulación.

Subestación	Demanda Máxima		Demanda Mínima		Demanda Promedio	
	Activa [kW]	Reactiva [kVAr]	Activa [kW]	Reactiva [kVAr]	Activa [kW]	Reactiva [kVAr]
Atuntaqui	9952,25	2260,28	4379,65	1984,41	6733,91	2361,78
San Vicente	9680,29	2154,99	4529,52	2228,88	6612,96	2363,14
Otavallo	7372,75	1616,07	3941,59	1352,18	5052,26	1497,49
Cayambe T1	8935,72	1158,07	4695,82	-327,00	6625,08	212,57
Cayambe T2	8218,58	3039,97	4377,65	1821,75	6464,74	2357,02
Cananvalle	9503,62	2209,06	4526,97	1446,92	6696,40	1442,79
La Esperanza	4978,15	635,68	3290,97	1309,41	3979,49	1186,84

Factor de potencia

El conjunto de todos los elementos eléctricos que intervienen directamente en los procesos de generación, transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica forma un todo único de operación conjunta, de aquí se deriva que casi toda la electricidad que consumimos en las industrias, fábricas y hogares, son elementos que pueden considerarse equipos consumidores de energía eléctrica. Estos usuarios deben de considerar la importancia del Factor de Potencia de su consumo [24].

2.4.9. Metodología aplicada

Rediseño del unifilar y simulación para determinación de los nuevos parámetros.

Comparación de resultados con valores reales y medidos en las subestaciones que poseen el sistema PME. Estos resultados nos permiten cuantificar económicamente los beneficios de una nueva topología.

2.5. Determinación y análisis de índices de confiabilidad del sistema actual

Se acoge la metodología expuesta en A. Panchano y las ecuaciones pertinentes expuestas a continuación para aplicar las condiciones de números de fallas al año y tiempo promedio de reposición con el fin de determinar disponibilidad e indisponibilidad del sistema actual.

Se considera para la línea de subtransmisión en análisis el Sistema Nacional Interconectado una confiabilidad muy alta que no afecta al resto del sistema.

2.5.1. Condición para el cálculo de índices de confiabilidad

Ecuaciones

Nomenclatura:

Lambda= λ Fallas al año

Tr = Tiempo promedio de reparación

A= Disponibilidad

\bar{A} = Indisponibilidad (A conjugada)

2.5.2. Serie

Lambda

$$\lambda_p = \sum \lambda_i \quad (16)$$

Tr

$$T_r = \frac{\sum \lambda_i T_{r_i}}{\sum \lambda_i} \quad (17)$$

A

$$A = 1 - \prod (1 - A_i) \quad (18)$$

A conjugada

$$\bar{A} = \prod \frac{\lambda_i Tr_i}{1 + \lambda_i Tr_i} \quad (19)$$

2.5.3. Paralelo

Lambda

$$\lambda_p = \frac{1}{m_p} = \frac{\prod \lambda_i \sum \frac{\lambda_i Tr_i}{8760}}{1 + \sum \frac{Tr_i}{8760}} \quad (20)$$

Tr

$$Tr = \frac{1}{\sum \frac{1}{Tr_i}} \quad (21)$$

A

$$A = \prod \frac{1}{1 + \lambda_i Tr_i} \quad (22)$$

A conjugada

$$\bar{A} = 1 - \prod A_i \quad (23)$$

2.5.4. Parámetros de Cálculo para el sistema de subtransmisión

Subestaciones

Tabla 15. Valores de los parámetros de confiabilidad de los componentes de las subestaciones.

N°	Componente	λ [1/año]	Tr [h]
1	Barra de 69 kV	0,002	1,2
2	Interruptor de 69 kV	0,001	1,5
3	Transformador	0,004	5
4	Interruptor 13.8 kV	0,01	3,5
5	Barra de 13.8 kV	0,002	1,2
λ total [1/año]			0,019
Tr total [h]			2.48

Fuente: [8]

Líneas de subtransmisión

Tabla 16. Valores de los parámetros de confiabilidad de línea de subtransmisión.

CASO RADIAL

No	Componente	λ [1/año]	Tr [h]
1	Línea de S/T de 69 kV	0,04	2

CASO ANILLO

No	Componente	λ [1/año]	Tr [h]
1	línea de S/T de 69 kV	0,04	1

Fuente: [8]

Interruptor de entrada salida subestaciones

Tabla 17. Valores de los parámetros de confiabilidad de un interruptor.

CASO RADIAL

No	Componente	λ [1/año]	Tr [h]
1	Interruptor entrada salida de 69 kV	0,001	1.5

Fuente: [8]

Datos de apéndice 3 pág. 108 y 109 de A. Pachano los valores de frecuencia de falla (λ) de componente eléctricas de valores medios según los ensayos de laboratorio y valores de cálculo (B. Sotskov).

Los valores de confiabilidad se aplican a diagrama unifilar del sistema actual y propuesto expuestos en el anexo 1 y 2. En la propuesta se considera lazo abierto y anillo en los anexos 3 y 4.

En el anexo 16 se desarrolla el programa para el cálculo mediante la aplicación de Matlab el cual nos permite desarrollar el cálculo de numero de fallas al año y tiempo fuera de servicio, disponibilidad e indisponibilidad.

En la Fig. 23 expone el diagrama de bloques para el sistema actual mediante el cual se determina el valor de los índices de confiabilidad.

DIAGRAMA DE BLOQUES DE SISTEMA DE 69KV ZONA I Y II

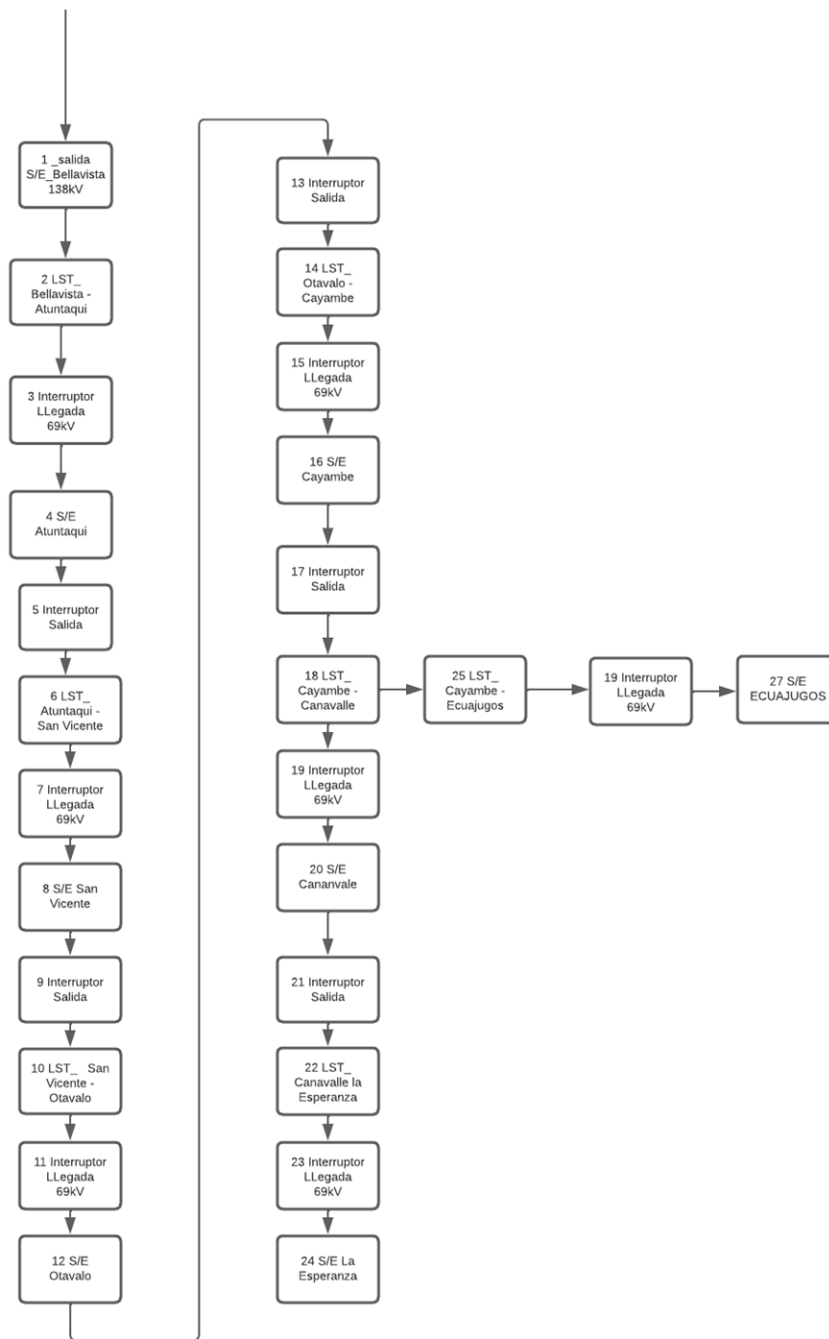


Fig. 23. Diagrama de bloques de sistema de 69 kV zona I y II

2.5.5. Actual Caso antiguo sin Ecuajugos

Tabla 18. Valores de confiabilidad para cálculo del sistema actual sin Ecuajugos.

Nº	Componente	λ [1/año]	Tr [h]	λ_i Tri [h/año]	λ_i Tri [año/año]	longitud [km]
1	Interruptor de salida Bellavista 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
2	línea S/E Bellavista- S/E Atuntaqui	0,428	2	0,856	0,00009772	10,7
3	Interruptor de entrada S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
4	S/E Atuntaqui	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
5	Interruptor de salida S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
6	Línea S/E Atuntaqui- S/E San Vicente	0,628	2	1,256	0,00014338	15,7
7	Interruptor de entrada S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
8	S/E San Vicente	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
9	Interruptor de salida S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
10	línea S/E San Vicente- S/E Otavalo	0,134	2	0,268	0,00003059	3,35
11	Interruptor de entrada S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
12	S/E Otavalo	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
13	Interruptor de salida S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
14	línea S/E Otavalo- S/E Cayambe	0,576	2	1,152	0,00013151	14,4
15	Interruptor de entrada S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
16	S/E Cayambe	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
17	Interruptor de salida S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
18	línea S/E Cayambe- S/E Cananvalle	0,224	2	0,448	0,00005114	5,6
19	Interruptor de entrada S/E Cananvalle 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
20	S/E Cananvalle	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
21	Interruptor de salida S/E Cananvalle 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
22	línea S/E Cananvalle- S/E La Esperanza	0,686	2	1,372	0,00015662	17,15
23	Interruptor de entrada S/E La Esperanza 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
24	S/E Esperanza	0,019	2,500	0,048	0,00000542	

Fuente: [8]

La tabla 18 expone los valores determinados mediante el software

Tabla 19. Resultado de confiabilidad del sistema actual sin Ecuajugos

$\sum \lambda_i$	2,802
$\sum \lambda_i \text{Tri} [\text{h}]$	5,655
$\lambda \text{ total} [1/\text{año}]$	2,802
Tr total [h]	2,018
A	0,999355
\bar{A}	0,000645

Sistema actual para línea de 69 kV Bellavista – Ecuajugos, Corresponde a una derivación de la línea de 69 kV, la cual esta derivada en la línea Bellavista Cananvalle derivada en el tramo Cayambe Cananvalle.

Tabla 20. Valores de confiabilidad para cálculo del sistema actual con Ecuajugos.

Nº	Componente	$\lambda [1/\text{año}]$	Tr [h]	$\lambda_i \text{Tri} [\text{h}]/\text{año}$	$\lambda_i \text{Tri} [\text{Año}]/\text{año}$	longitud [km]
1	Interruptor de salida Bellavista 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
2	Línea S/E Bellavista- S/E Atuntaqui	0,428	2	0,856	0,00009772	10,7
3	Interruptor de entrada S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
4	Barra S/E Atuntaqui	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
5	Interruptor de salida S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
6	Línea S/E Atuntaqui- S/E San Vicente	0,628	2	1,256	0,00014338	15,7
7	Interruptor de entrada S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
8	Barra S/E San Vicente	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
9	Interruptor de salida S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
10	Línea S/E San Vicente- S/E Otavalo	0,134	1	0,134	0,00001530	3,35
11	Interruptor de entrada S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
12	Barra S/E Otavalo	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
13	Interruptor de salida S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
14	Línea S/E Otavalo- S/E Cayambe	0,576	2	1,152	0,00013151	14,4
15	Interruptor de entrada S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
16	Barra S/E Cayambe	0,019	2,500	0,048	0,00000542	
17	Interruptor de salida S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
18	Línea S/E Cayambe- S/E Ecuajugos	0,224	1	0,224	0,00002557	5,6
19	Interruptor de entrada S/E Ecuajugos 69 kV	0,001	1,500	0,002	0,00000017	
20	S/E Ecuajugos	0,019	2,500	0,048	0,00000542	

Fuente: [8]

Tabla 21. Resultado de confiabilidad del sistema actual sin Ecuajugos.

$\sum \lambda_i$	2,095
$\sum \lambda_i Tr_i$ [h]	3,875
λ total[1/año]	2,095
Tr total [h]	1,849
A	0,999558
\bar{A}	0,000442

2.6. Conclusiones Capítulo II

La proyección de demanda del transformador de potencia de 66 MVA, predice que alrededor de 10 años se estaría comenzando a sobrecargarse el transformador de potencia.

La determinación de pérdidas de las líneas de subtransmisión medidas tienen ligeras diferencias debido a que el simulador toma un solo estado, y el sistema calcula en forma real el consumo y las diferencias se consideran las pérdidas en las líneas.

La principal decisión de reconfigurar la topología está basada en mejorar el perfil de voltaje en las subestaciones de Cayambe, Cananvalle y La Esperanza, reducir pérdidas de energía y mejorar la confiabilidad del sistema de 69 kV.

Existe probabilidad de trabajar en anillo un área de las líneas de 69 kV conformado desde la subestación Cajas hacia las subestaciones Otavalo, San Vicente y Atuntaqui y otra en lazo abierto, lo cual mejorará la confiabilidad.

CAPÍTULO III

APLICACIÓN Y/O VALIDACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Análisis de los resultados de la simulación de la propuesta mediante sistema Power Factory -DIgSILENT.

3.1.1. Análisis de parámetro de Voltaje

En el capítulo anterior se analizó las condiciones actuales del sistema de subtransmisión de 69 kV y de operación de las zonas I y II, a continuación, se plantean mejorar las condiciones operativas tanto en voltaje, ángulo, confiabilidad y seguridad en cada una de las barras, reducción de pérdidas, análisis de los valores de voltaje.

3.1.2. El Rediseño del sistema de 69 kV corresponde a una derivación de 230/69 kV de la línea Pomasqui – Pimampiro.

El rediseño expuesto propone la ubicación de una nueva posición de 230/69 [kV] denominada subestación cajas con salidas para tres líneas de 69 kV que conformarán una configuración en lazo abierto y un sistema anillo.

La propuesta describe operar en dos sistemas utilizando los dos puntos operativos del SIN (Sistema Nacional Interconectado), subestación Bellavista a 138 kV y Subestación Cajas a 230 kV, para con estos dos puntos trabajar en dos subsistemas, conforme se aprecia en el anexo 2.

- a) Sistema Anillo en las subestaciones Otavalo, San Vicente y Atuntaqui mediante una línea de alimentación de 69 kV desde la subestación Cajas hacia la subestación San Vicente, de allí hacia la subestación Otavalo y Atuntaqui, para finalmente cerrar el anillo con la línea de 69 kV hacia la subestación bellavista de 138 kV, cuyo detalle se encuentra expuesto en el anexo 4.

- b) Sistema de lazo abierto entre las subestaciones Cayambe, Cananvalle y La Esperanza mediante una línea nueva de 69 kV entre la subestación Cajas y Cayambe. Adicionalmente, construir una línea de 69 kV desde la subestación cajas hacia la subestación La Esperanza, lo cual está expuesto en el plano del anexo 3.

3.1.2.1. Análisis de la magnitud de voltaje

El parámetro de voltaje respecto a los dos sistemas propuestos se determina y se expone en la tabla 22 siguiente:

Tabla 22. Valores del voltaje de la topología propuesta simulada en DIGSILENT.

Name	Grid	Nom.L-L Volt. kV	UI, Magnitude kV	u, Magnitude P.U.	U, Angle deg
Atuntaqui 13.8 kV	Grid	13,8	14,2	1,031	-28,1
Atuntaqui 69 kV	Grid	69	72,1	1,045	4,6
B_Cajas 69 kV	Grid	69	69	1	0
Barra Bellavista 69 kV	Grid	69	73,9	1,071	6,8
Cananvalle 13.8 kV	Grid	13,8	13,5	0,976	-32,7
Cananvalle 69 kV	Grid	69	68,6	0,994	-0,4
Cayambe 13.8 kV_A	Grid	13,8	13,5	0,98	-33,6
Cayambe 13.8 kV_B	Grid	13,8	13,5	0,976	-33,4
Cayambe 69 kV	Grid	69	68,5	0,993	-0,5
Ecuajugos 13.8 kV	Grid	13,8	13,6	0,986	27,4
Ecuajugos 69 kV	Grid	69	68,5	0,993	-0,5
La Esperanza 13.8 kV	Grid	13,8	13,6	0,986	-32,7
La Esperanza 69 kV	Grid	69	68,8	0,997	-0,2
Otavalo 13.8 kV	Grid	13,8	13,7	0,995	-32
Otavalo 69 kV	Grid	69	69,9	1,013	1,1
San Vicente 69 kV	Grid	69	70,2	1,017	1,7
San Vicente 13.8 kV	Grid	13,8	13,8	1,002	-30,8

En base al análisis, el 100% de las barras están cumpliendo en lo correspondiente al parámetro de voltaje como se muestra en la tabla 22 de resultados.

Se expone un cuadro comparativo de los resultados referidos a valores de voltaje PU

Tabla 23. Comparación del voltaje entre la topología de la red actual y propuesta.

Nombre		MAGNITUD P.U. (Actual)	MAGNITUD P.U.(Propuesto)
Atuntaqui 13.8 kV	Grid	0,943	1,031
Atuntaqui 69 kV	Grid	0,96	1,045
Barra La Esperanza 13.8 kV	Grid	0,862	1
Bellavista	Grid	0,997	1,071
CANANVALLE 13.8 kV	Grid	0,866	0,976
CANANVALLE 69 kV	Grid	0,869	0,994
CAYAMBE 69 kV	Grid	0,872	0,993
Cayambe 1 13.8 kV	Grid	0,864	0,98
Cayambe 2 13.8 kV	Grid	0,861	0,976
ECUAJUGOS 69 kV	Grid	0,871	0,993
Ecuajugos 13.8 kV	Grid	0,863	0,986
LA ESPERANZA 69 kV	Grid	0,868	0,997
LA ESPERANZA 13,8 kV	Grid	0,851	0,986
OTAVALO 69 kV	Grid	0,914	0,995
Otavalo 13.8 kV	Grid	0,894	1,013
SAN VICENTE 69 kV	Grid	0,919	1,017
San Vicente 13.8 kV	Grid	0,902	1,002

Se determina una mejora del perfil de voltaje en un 11% o mejorarlo con un valor de 0.11 P.U., lo cual se puede verificar en la Fig. 24 y Fig. 25 que existe mejorara en todas las barras del sistema en análisis.

En la Fig. 25 muestra que todos los voltajes a nivel de subestación ingresarían dentro de los límites permisibles expuestos en el anexo 17.

La propuesta tiende a obtener un valor de 1 P.U. en magnitud y sin la utilización de bancos de capacitores de 400 kVAr por fase que actualmente están instalados, obteniendo un aporte de reactivos de 1,2 MVAR en el sistema trifásico para las subestaciones de La Esperanza, Cananvalle, Cayambe en el T1 y para Cayambe T2 de 1.5 MVAR.

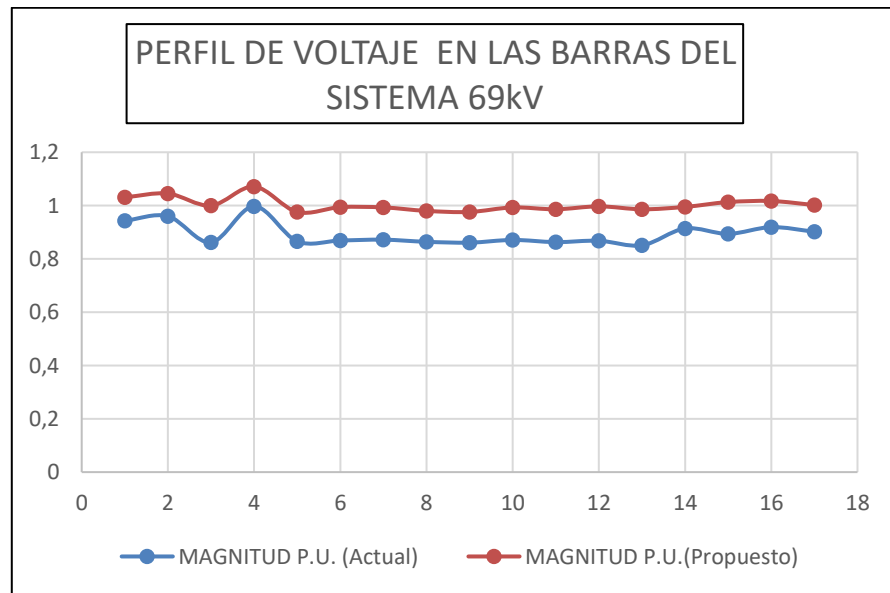


Fig. 24. Perfil de voltaje a lo largo de sistema de 69kV.

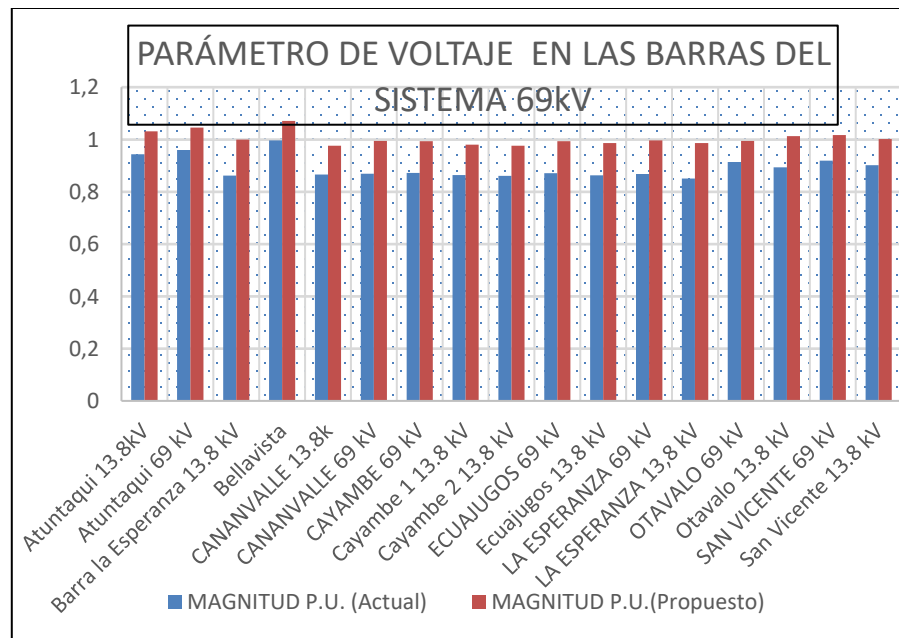


Fig. 25. Niveles de voltaje en las barras de las subestaciones.

3.1.2.2. Comparación de resultados de las simulaciones entre el software CYME con DIgSILENT.

Se realiza la simulación de los flujos de potencia y se determina pequeñas diferencias en los valores de potencia activa y reactiva de valores inferiores al 0.1% en voltaje en las barras de las subestaciones.

La comparación entre los valores obtenidos a través del software de simulación CYME 9.0 con el software de simulación DIgSILENT se muestra en las siguientes tablas.

Escenario de demanda mínima para potencia y voltajes.

Análisis en valores de potencia y voltaje

Tabla 24. Valores de potencias en las barras de Subtransmisión obtenidas a través del software

	DIgSILENT	CYME	
	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]	Error
S/E Cajas -S/E La Esperanza	6,90	6,75	0,02
S/E La Esperanza -S/E Cananvalle	1,20	1,17	0,02
S/E Cananvalle -S/E Cayambe	0,00	0,00	0,00
S/E Cayambe -S/E Ecuajugos	0,70	0,72	0,03
S/E Cajas -S/E Cayambe	38,60	37,72	0,02
S/E Cajas -S/E Otavalo	7,30	7,16	0,02
S/E Otavalo -S/E San Vicente	0,00	0,00	0,00
S/E Bellavista -S/E Atuntaqui	7,20	7,36	0,02
S/E Atuntaqui -S/E San Vicente	2,30	2,34	0,02

En la tabla 24 se presenta el error que corresponde a 0.03 pu del sistema, esta variación se produce por datos de ingreso en el valor en p.u. de P y Q considerando barra SLACK para la posición Cajas y el CYME tomo valor de 1 p.u. con ángulo de cero.

Este ingreso de datos en Power Factory determina el valor de Voltaje y ángulo diferente de cero, lo cual es más real ya que se ingresa P y Q reales de la medición del sistema PME.

Tabla 25. Valores del voltaje en cada barra tanto en kV y en p.u. obtenidos de DIgSILENT y CYME.

Perfiles de Voltaje	DIgSILENT		CYME		Voltaje en pu [%]
	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	
S/E Cajas	69,00	1,00	69,00	1,00	0,00
S/E La Esperanza	68,80	1,00	68,83	1,00	0,00
S/E Cananvalle	68,70	1,00	68,74	1,00	0,00
S/E Cayambe	68,40	0,99	68,46	0,99	0,00
S/E Ecuajugos	68,40	0,99	68,43	0,99	0,00
S/E Otavalo	68,70	1,00	68,75	1,00	0,00
S/E San Vicente	69,90	1,01	68,57	0,99	0,02
S/E Bellavista	70,40	1,02	69,00	1,00	0,02
S/E Atuntaqui	70,10	1,02	68,75	1,00	0,02

Se aprecia que el mayor error obtenido es en la barra de la S/E Bellavista este es de un valor de 0,02 %, según la tabla 25, este error se debe a que para la simulación se empleó dos redes equivalente en el DIgSILENT, la que alimenta la barra de S/E Cajas que es una barra slack, mientras que, la barra de la S/E Bellavista se considera una barra PQ, sin embargo, el software CYME no permite colocar una barra PQ, únicamente permite colocar una red equivalente que otorga la potencia activa y reactiva que la red requiera, por ello, los perfiles de voltaje tanto en las barras de la S/E Bellavista y S/E Atuntaqui presentan un error porcentual alto a comparación de las otras barras.

Escenario de demanda máxima

Se expone los resultados de los dos softwares utilizados en la tabla 26, las cuales son concordantes y con errores en por unidad lo cual muestra el valor de 0.03.

Las simulaciones concuerdan en los parámetros eléctricos como se muestra en la tabla 27 donde se muestra los errores y valores en por unidad tanto para potencia activa y voltaje.

Tabla 26. Valores de potencia en las barras de Subtransmisión obtenidas a través del software DIgSILENT y CYME

	DIgSILENT	CYME	Error
	Potencia Activa [kW]	Potencia [kW]	
S/E Cajas -S/E La Esperanza	36,00	35,00	0,03
S/E La Esperanza -S/E Cananvalle	6,90	7,00	0,01
S/E Cananvalle -S/E Cayambe	0,00	0,00	0,00
S/E Cayambe -S/E Ecuajugos	0,70	0,70	0,00
S/E Cajas -S/E Cayambe	151,20	146,00	0,03
S/E Cajas -S/E Otavalo	40,30	39,00	0,03
S/E Otavalo -S/E San Vicente	0,00	0,00	0,00
S/E Bellavista -S/E Atuntaqui	52,40	53,00	0,01
S/E Atuntaqui -S/E San Vicente	14,00	14,00	0,00

Tabla 27. Valores del voltaje en cada barra tanto en kV y en pu obtenidos de DIgSILENT y CYME

Perfiles de Voltaje	DIgSILENT		CYME		Voltaje en pu [%]
	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	
S/E Cajas	69,00	1,00	69,00	1,00	0,00
S/E La Esperanza	68,70	1,00	68,70	1,00	0,00
S/E Cananvalle	68,50	0,99	68,50	0,99	0,00
S/E Cayambe	68,10	0,99	68,10	0,99	0,00
S/E Ecuajugos	68,00	0,99	68,10	0,99	0,00
S/E Otavalo	68,50	0,99	68,50	0,99	0,00
S/E San Vicente	69,50	1,01	68,20	0,99	0,02
S/E Bellavista	70,40	1,02	69,00	1,00	0,02
S/E Atuntaqui	69,80	1,01	68,50	0,99	0,02

Se aprecia que el mayor error obtenido es en la barra de la S/E Bellavista este es de un valor de 0,02 %, según la tabla 31, este error se debe a que para la simulación se empleó dos redes equivalente en el DIgSILENT, la que alimenta la barra de S/E Cajas que es una barra slack, mientras que, la barra de la S/E Bellavista se considera una barra PQ, sin embargo, el software CYME no permite colocar una barra PQ, únicamente permite colocar una red equivalente que otorga la potencia activa y reactiva que la red requiera.

3.1.3. Análisis de sistema considerando pérdidas técnicas.

La simulación permite determinar pérdidas técnicas a lo largo de las líneas y subestaciones, lo cual se determina desde dos puntos de vista desde la simulación y bajo análisis de los sistemas medidos del SCADA y sistema PME.

EL sistema unifilar propuesto para un mejor análisis se ha expuesto en dos subsistemas:

Sistema de lazo abierto con apertura del disyuntor de llegada en la subestación Cananvalle de la LTS Cajas Cayambe - Cananvalle, lo cual operará con la construcción de la línea Cajas – Cananvalle como está expuesto en el anexo 3.

- a) Sistema de anillo o malla con dos alimentaciones desde la subestación Cajas de la posición 230/69 kV, y de la posición de Bellavista -Otavalo por intermedio de la LTS Bellavista – Atuntaqui – Otavalo – San Vicente – Cajas, lo cual operara con la construcción de la línea Cajas Cayambe Otavalo expuesto en el anexo 4.

La propuesta determina pérdidas técnicas las cual reducen valores significativos de forma anual en energía perdida. Se presenta un cuadro de pérdidas de los valores simulados con pérdidas en valores medidos que son parte del SCADA de EMELNORTE S.A.

Tabla 28. Valores de pérdidas anuales del sistema actual mediante el PME.

DETALLE DE LINEA DE SUBTRANSMISIÓN (LTS)		A(kWh)	B(kWh)	Diferencia (kWh) POR DIA-MES	Pérdidas (MWh) al año	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES
S/E Bellavista	S/E Atuntaqui	919544,87	907096,79	12448,09	4543,55	\$453.446,39
S/E Atuntaqui	S/E San Vicente	793108,84	781344,1	11764,74	4294,13	\$428.554,05
S/E San Vicente	S/E Otavalo	666258,90	663606,08	2652,82	968,28	\$96.634,40
S/E Otavalo	S/E Cayambe	538003,35	520936,73	17066,62	6229,32	\$621.685,88
S/E Cayambe	S/E Cananvalle	276724,80	275346,13	1378,66	503,21	\$50.220,59
S/E Cananvalle	S/E Esperanza	96613,52	95984,48	629,04	229,60	\$22.913,94
			Totales	45939,97	16768,09	\$1.673.455,25

Para el Caso Propuesto se realiza el cálculo para los dos subsistemas cuyas pérdidas asciende económicamente a un valor de \$1.673.455,25, lo cual es real están obtenidos de las mediciones de energía del sistema PME de EmelNorte cuya base de datos supera los 26 meses.

Existe una reducción en pérdidas técnicas se determina en la tabla 29 que es de, 17768,09 GWh a 3016.68 GWh al año, lo cual valorado al costo del año 2021 del costo promedio de energía facturada de acuerdo con el Plan anual de Expansión del año 2022 se determinó el valor de 9.98 centavos de dólar. El ahorro anual corresponde a USD. 1`522.651,85 al año. EmelNorte S.A. tiene en el año, 69656,37 GWH al año. Las pérdidas técnicas corresponden al 20% de las pérdidas totales, es decir 2% de las pérdidas de todo el sistema.

Tabla 29. Valores de pérdidas anuales del sistema propuesto para dos casos de topología diferente.

DETALLE DE LINEA DE SUBTRANSMISION(LTS)		A (kWh)	B (kWh)	Diferencia (kWh) POR DIA	Pérdidas (MWh) al año	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES
S/E CAJAS	S/E Otavalo	319761,6	316653,6	3108	1134,42	\$56.721,00
S/E Otavalo	S/E San Vicente	138000	137925,6	74,4	27,156	\$1.357,80
S/E Otavalo	S/E Atuntaqui	0	0	0	0	\$0,00
S/E Bellavista	S/E Atuntaqui	184843,2	184437,6	405,6	148,044	\$7.402,20
S/E CAJAS	S/E Esperanza	284335,2	283471,2	864	315,36	\$15.768,00
S/E Esperanza	S/E Cananvalle	142005,6	141840	165,6	60,444	\$3.022,20
S/E Cananvalle	S/E Cayambe	0	0	0	0	\$0,00
S/E CAJAS	S/E Cayambe	382048,8	378420	3628,8	1324,512	\$66.225,60
S/E Cayambe	Ecuajugos	52816,8	52800	16,8	6,132	\$306,60
					TOTAL	\$150.803,40

Es necesario valorar en función del costo de energía considerando que es facturada pero no es facturada al cliente final.

DETALLE	UNIDAD	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Energía Requerida	kWh	609.105.266,74	616.203.554,13	640.293.435,69	632.446.423,99	686.327.620,48
Generación No Incorporada al MEM	kWh	8.285.518,08	9.499.531,25	6.914.676,80	6.402.030,40	8.260.346,92
TOTAL		617.390.784,82	625.703.085,38	647.208.112,49	638.848.454,39	694.587.967,40
Energía Facturada	kWh	551.835.800,00	558.289.360,00	581.262.810,00	569.633.180,00	616.671.244,00
Energía Entregada a Terceros	kWh	8.285.518,08	9.499.531,25	6.914.676,80	6.402.030,40	8.260.346,92
TOTAL		560.121.318,08	567.788.891,25	588.177.486,80	576.035.210,40	624.931.590,92
Energía Perdida	kWh	57.269.466,74	57.914.194,13	59.030.625,69	62.813.243,99	69.656.376,48
Porcentaje de Perdidas	kWh	9,28	9,26	9,10	9,81	10,03
DETALLE	UNIDAD	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021
Energía Requerida	USD	24.620.549,67	19.145.706,78	19.537.180,67	17.501.151,37	14.605.799,95
Energía Facturada	USD	57.254.581,79	56.336.877,18	58.563.213,92	57.233.878,80	61.551.858,17
Costo Promedio de Compra	U\$S/kWh	4,04	3,11	3,05	2,77	2,13
Costo Promedio de Venta	U\$S/kWh	10,38	10,09	10,08	10,05	9,98

Fig. 26. Valores referenciales de pérdidas.

Fuente: [11]

Balance Energético

Análisis de los porcentajes de pérdidas

Tabla 30. Pérdidas de líneas de subtransmisión ZONA II en el año con la topología actual.

Descripción Línea de Subtransmisión (LTS) Actual	MWh/AÑO
Pérdidas líneas de subtransmisión ZONA II	17768,09
Pérdidas totales	69656,37

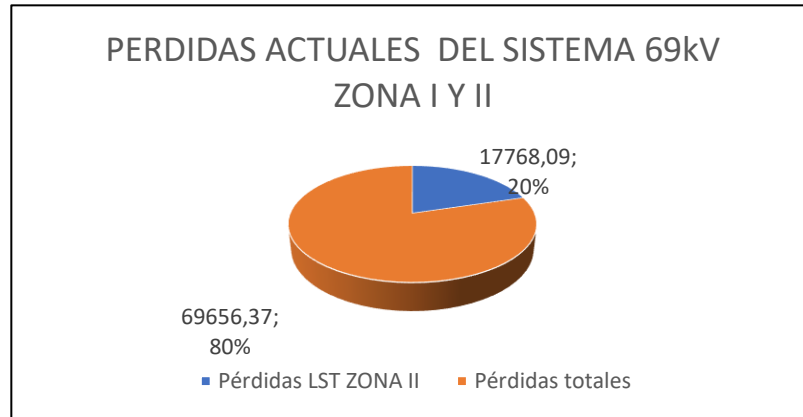


Fig. 27. Pérdidas actuales del LST zona I y II.

Tabla 31. Pérdidas de líneas de subtransmisión ZONA II en el año con la topología propuesta.

DESCRIPCIÓN LST PROPUESTA	GWH/AÑO
Pérdidas LST ZONA II	3016,58
Pérdidas totales	54904,96

Se determina una reducción de pérdidas como se expone en la tabla 30 y Fig. 27 y 28 del 20% al 4% respecto de las pérdidas totales del sistema de Emelnorte S.A.

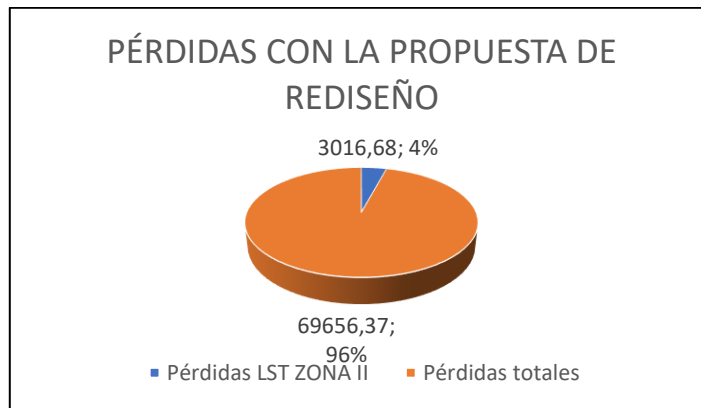


Fig. 28. Pérdidas con el rediseño Topológico.

3.2. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema propuesto

Se aplica las ecuaciones del marco teórico y se considera las referencias bibliográficas para la propuesta modelada.

Se propone simplificar y realizar al análisis con dos ramales denominados caso anillo 1 y caso anillo 2; se realizó el análisis en los ramales desde la subestación Cajas hacia la subestación San Vicente denominado caso anillo 1 y desde la subestación Bellavista hacia el interruptor de llegada de la subestación San Vicente denominado caso anillo 2

3.2.1. Diagrama de Bloques sistema tipo Anillo

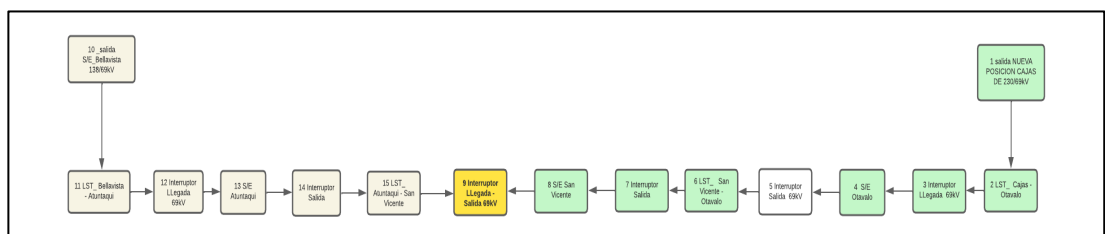


Fig. 29. Diagramas de bloques de la topología del LTS, caso anillo

Se analiza desde el punto la nueva posición de salida Cajas 230/69 kV hacia las subestaciones Otavalo y San Vicente hasta la Posición de salida de la subestación San Vicente punto 9 conforme lo expuesto en la tabla 32. El tramo subsiguiente y que cierra

el sistema anillo corresponde desde la posición S/E Bellavista hacia la S/E Atuntaqui con la línea subtransmisión Atuntaqui – S/E San Vicente a la posición de llegada.

3.2.1.1 Resultados de confiabilidad caso anillo 1.

El desarrollo considera valores de confiabilidad de equipos similares y determinados por A. Mena Panchano, los cuales son aplicados a los equipos equivalentes al sistema propuesto.

Tabla 32. Valores de confiabilidad de los componentes de subtransmisión caso anillo 1.

N°	Componentes	λ [1/año]	Tr [h]	λ iTri [h]	Longitud [km]
1	Interruptor de salida Cajas A 69 kV	0,001	1,500	0,002	
2	línea S/E Cajas- S/E Otavalo	0,576	2	1,152	14,4
3	Interruptor de entrada S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	
4	Barra S/E Otavalo	0,019	2,500	0,048	
5	Interruptor de salida S/E Otavalo 69 kV	0,001	1,500	0,002	
6	línea S/E Otavalo- S/E San Vicente	0,134	1	0,134	3,35
7	Interruptor de entrada S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	
8	Barra S/E San Vicente	0,019	2,500	0,048	
9	Interruptor de salida S/E San Vicente 69 kV	0,001	1,500	0,002	

Fuente: [8]

Se determina el diagrama de bloques equivalentes expuesto en la Fig. 30, del cual se analiza desde dos ramales denominados caso anillo 1 y caso anillo 2 para ejecutar finalmente el paralelo de los dos ramales determinado el equivalente del caso anillo general.

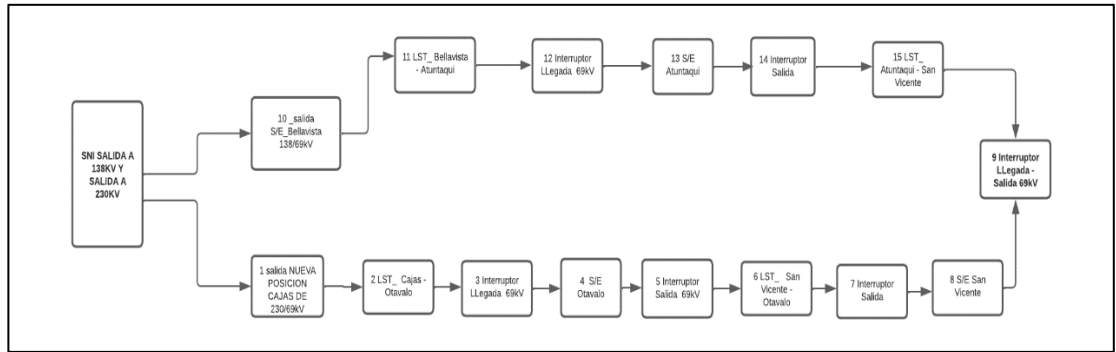


Fig. 30. Diagrama de bloques del sistema caso 1 anillo 1 y 2.

Análisis de resultados Caso Anillo 1

En la tabla 33 se presenta los resultados del caso anillo 1.

Tabla 33. Resultados de los índices de confiabilidad LTS Anillo 1.

$\sum \lambda_i$	0,753
$\sum \lambda_i Tr_i$ [h]	1,3885
λ_1 total [1/año]	0,753
Tr_1 total [h]	1,844
A_1	0,999842
\bar{A}_1	0,000158

Se analiza desde el punto 10 posición de salida de la S/E Bellavista Ibarra a 138/69 [kV] hacia la posición de llegada de la LST Otavalo - San Vicente punto 15 expuestos en la tabla 33.

Estos valores deben realizarse el paralelo con el caso anillo dos y se determinará el valor del sistema anillo general formado.

3.2.1.2 Análisis de confiabilidad caso anillo 2.

Para el caso anillo 2 se exponen valores de confiabilidad de equipos equivalentes que se exponen en la tabla 34, del cual se determina el valor equivalente de caso anillo 2.

Tabla 34. Valores de confiabilidad de los componentes de subtransmisión caso 2

N°	Componentes	λ [1/año]	Tr [h]	$\lambda_i \text{Tri}$ [h]	longitud [km]
1	Interruptor de salida Bellavista 69 kV	0,001	1,500	0,002	
2	Línea S/E Bellavista- S/E Atuntaqui	0,428	2	0,856	10,7
3	Interruptor de entrada S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	
4	Barra S/E Atuntaqui	0,019	2,500	0,048	
5	Interruptor de salida S/E Atuntaqui 69 kV	0,001	1,500	0,002	
6	Línea S/E Atuntaqui- S/E San Vicente	0,628	2	1,256	15,7

Fuente: [8]

Tabla 35. Resultados de los índices de confiabilidad LTS caso 2.

RESULTADOS	
$\sum \lambda_i$	1,078
$\sum \lambda_i \text{Tri}$ [h]	2,164
λ_2 total[1/año]	1,078
Tr2 total [h]	2,00742
A2	0,99975
$\bar{A}2$	0,00025

3.2.1.3 Análisis de confiabilidad caso anillo total

En la Fig. 30 se realiza el equivalente paralelo del sistema para el sistema anillo cuyo resultado es cuando el sistema esté operando con las protecciones adecuadas y planteado en el presente desarrollo.

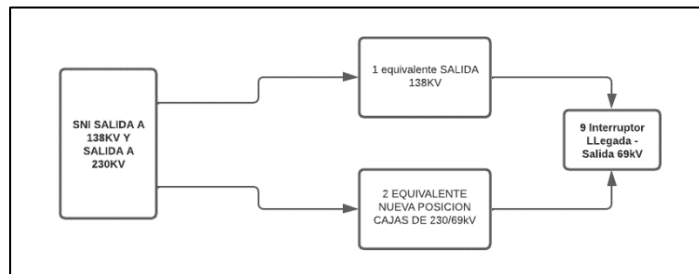


Fig. 31. Equivalente del diagrama de bloques del sistema caso 1 anillo 1 y 2

Tabla 36. Valores de los casos anillos.

	λ total[1/año]	Tr total [h]	λ iTri [1/año]	1/Tri [h]
Caso ANILLO CAJAS 230/69 [kV]	0,753	1,844	1,389	0,542
Caso ANILLO BELLAVISTA 138/69 [kV]	1,078	2,007	2,164	0,498

Tabla 37. Resultados de los parámetros de confiabilidad de los casos anillos.

$\sum \lambda$ iTri [año]	0,0004055
\sum 1/Tri [h]	1,040
\sum Tri [año]/8760	0,0004397
Trp [h]	0,961
λ p[1/año]	0,000000133
A	0,999999872
\bar{A}	0,000000128

Tabla 38. Valores de confiabilidad de los componentes de LST

N°	Componente	λ [1/año]	Tr [h]
6	Línea S/E Cayambe- S/E Cananvalle	0,224	1
7	Línea S/E Cayambe- S/E Ecuajugos	0,136	1
	Interruptor de entrada S/E Ecuajugos 69 kV	0,001	1,500
	S/E Ecuajugos	0,019	2,500
	EQUIVALENTE línea S/E Cayambe- S/E Cananvalle	0,38	1,5

3.3. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema Lazo abierto

Se realiza primero el análisis de confiabilidad serie formado en la LST Cayambe - Cananvalle y se determina el equivalente para analizar el tramo de lazo propuesto.

Análisis Lazo Abierto S/E Cajas LST Cayambe -Cananvalle

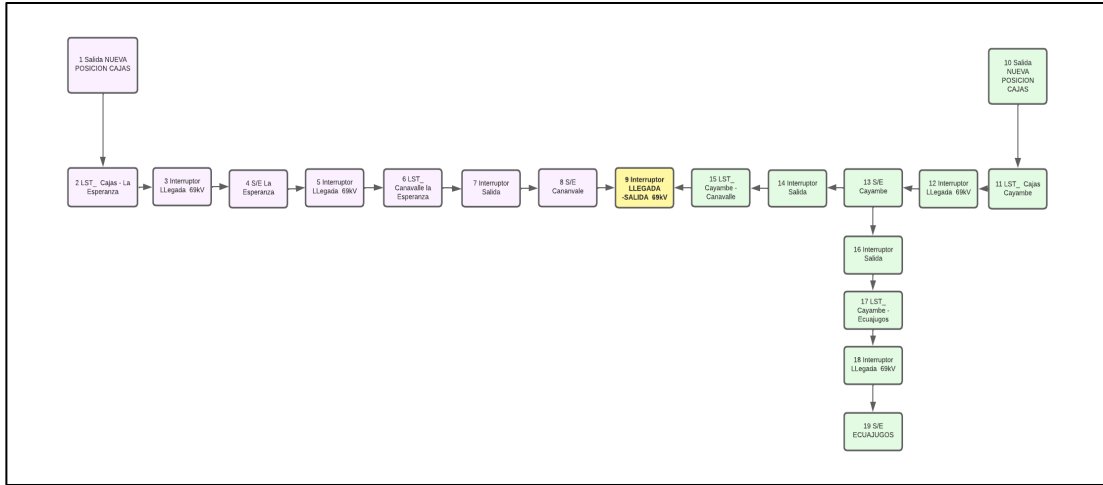


Fig. 32. Diagramas de bloques Análisis Lazo Abierto S/E Cajas LST Cayambe -Cananvalle.

Para el caso del lazo completo **S/E Cajas LST Cayambe - Cananvalle**, se determina el siguiente cálculo.

Tabla 39. Valores de confiabilidad de los componentes del lazo completo S/E Cajas LST Cayambe – Cananvalle.

N°	Componente	λ [1/año]	Tr [h]	$\lambda iTri$ [h]	longitud [km]
1	Interruptor de salida Cajas B 69 kV	0,001	1,500	0,002	
2	Línea S/E Cajas- S/E Cayambe	0,4824	2	0,965	12,06
3	Interruptor de entrada S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	
4	S/E Cayambe	0,019	2,500	0,048	
5	Interruptor de salida S/E Cayambe 69 kV	0,001	1,500	0,002	
6	Línea S/E Cayambe- S/E Cananvalle	0,38	1,5	0,570	5,6

$\sum \lambda i$	0,884
$\sum \lambda iTri$ [h]	1,587

Tabla 40. Resultados del lazo completo S/E Cajas LST Cayambe – Cananvalle.

λ total [1/año]	0,884
Tr total [h]	1,794
A	0,999819
\bar{A}	0,000181

3.4. Análisis de los índices de confiabilidad del sistema propuesto

Análisis del Lazo Abierto S/E Cajas S/E La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle

Tabla 41. Valores de Confiabilidad de los Componentes para el Análisis del Lazo Abierto S/E Cajas S/E La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle.

N°	Componente	λ [1/año]	Tr [h]	λ iTri [h]	longitud [km]
1	Interruptor de salida Cajas A 69 kV	0,001	1,500	0,002	
2	Línea S/E Cajas- S/E La Esperanza	0,202	1	0,202	5,05
3	Interruptor de entrada S/E La Esperanza 69 kV	0,001	1,500	0,002	
4	S/E La Esperanza	0,019	2,500	0,048	
5	Interruptor de salida S/E La Esperanza 69 kV	0,001	1,500	0,002	
6	Línea S/E La Esperanza- S/E Cananvalle	0,686	2	1,372	17,15
7	Interruptor de entrada S/E Cananvalle 69 kV	0,001	1,500	0,002	
8	S/E Cananvalle	0,019	2,500	0,048	
9	Interruptor de salida S/E Cananvalle 69 kV	0,001	1,500	0,002	

$\sum \lambda$	0,931
$\sum \lambda$ iTri [h]	1,677

Tabla 42. Resultados Confiabilidad de lazo Abierto subestaciones Cajas - La Esperanza - Interruptor de salida S/E Cananvalle.

λ total[1/año]	0,931
Tr total [h]	1,801
A	0,999809
\bar{A}	0,000191

3.5. Análisis de resultados del sistema

Tabla 43. Resultados entre la comparación actual y propuesto.

Descripción de Línea	λ total[1/año]	Tr total [h]	A	\bar{A}
Sistema actual	2,802	2,0182	0,99935	0,00065
Sistema actual para derivación de Ecuajugos	2,007	1,8866	0,99957	0,00043
Sistema Propuesto				
Conformación anillo 1(Cajas -Otavalo - Bellavista)	0,00000013 3	0,96111019 6	0,9999998 7	0,00000012 8
Conformación Lazo 1(Cajas-Cayambe - LST Cayambe - Cananvalle)	0,88440	1,7942	0,99982	0,00018
Conformación Lazo 2(Cajas - La Esperanza- Cananvalle)	0,931	1,8008	0,99981	0,00019

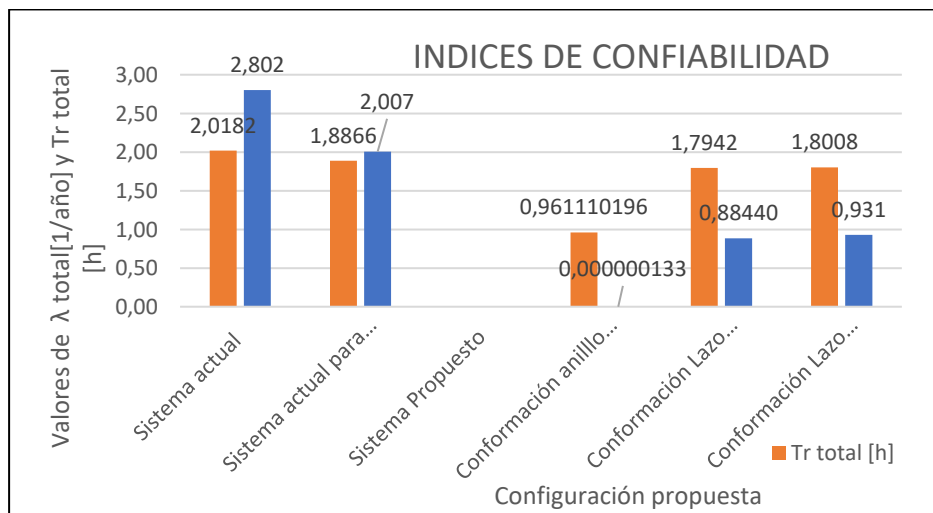


Fig. 33. Índices de confiabilidad para la topología actual y las topologías propuestas.

Los índices de confiabilidad para un sistema anillo entre la posición Cajas, Subestación Otavalo – subestación San Vicente – Subestación Atuntaqui y la posición Bellavista, tienden a cero, la índice lambda (λ) debido a que presta mayor confiabilidad y disponibilidad (A) del sistema que tiende a 1.

Para los casos propuestos de la construcción de una línea de 69 kV entre la nueva posición Cajas y la subestación Cayambe que conformarían el lazo 1 y lazo 2, se reduce el valor del índice lambda (λ) pero los tiempos de reposición de falla bajan en un bajo valor de 0.2 de hora.

3.5.1. Software de cálculo de índices de confiabilidad de programa Matlab

El Diagrama de flujo se expone en la figura 34 la cual se expone la programación y lógica seguida para determinar los índices de confiabilidad, cuyo lenguaje de programación se expone en el anexo 16.

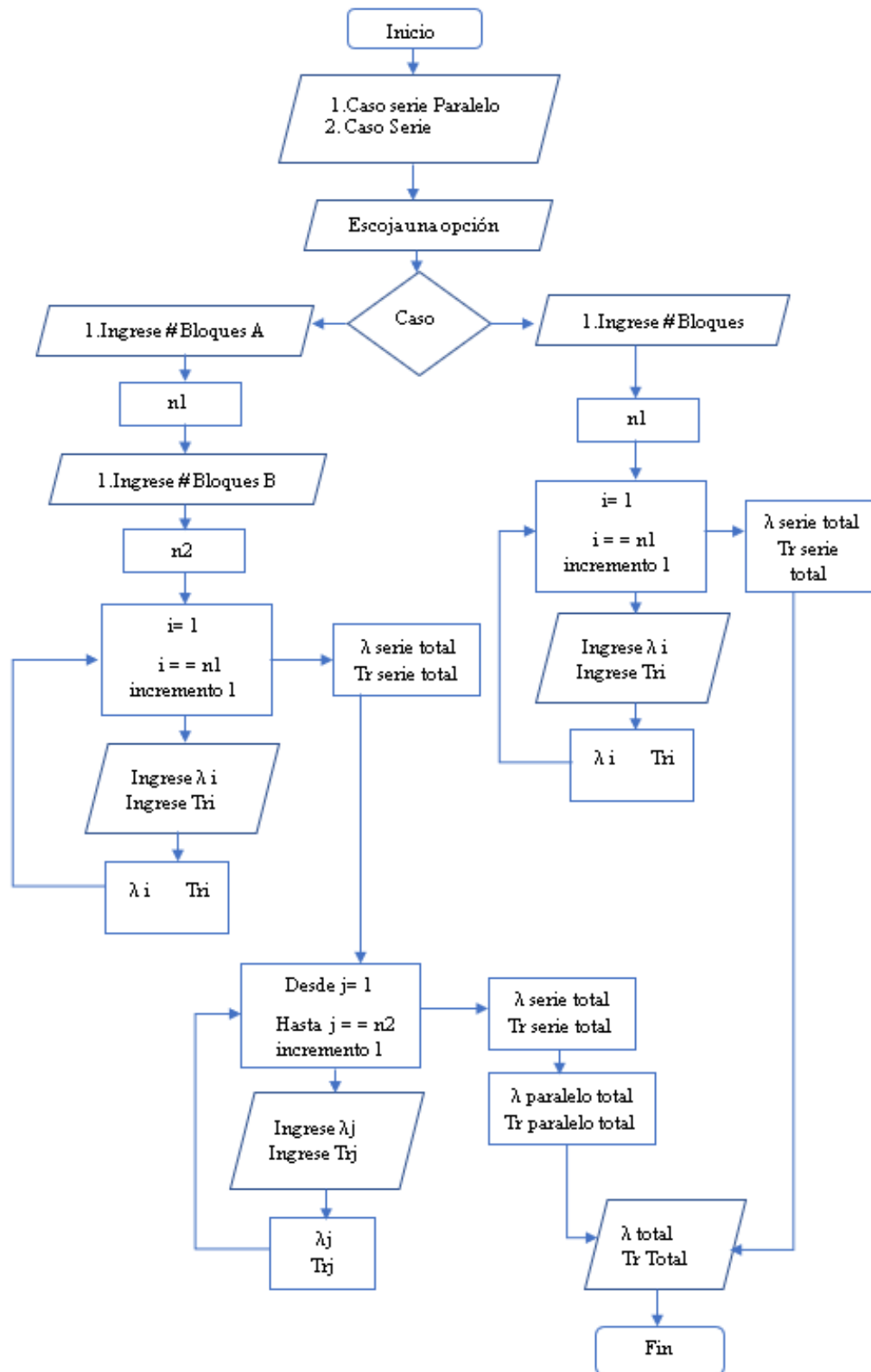


Fig. 34. Diagrama de flujo del cálculo de índices de confiabilidad de programa Matlab.

3.6. Análisis técnico Económico

El análisis económico se realizará desde tres puntos de vista:

- a) Evaluando las pérdidas técnicas y valorando al valor facturado promedio por EMELNORTE S.A.

Tabla 44. Pérdidas en el sistema de 69 kV obtenidas del sistema PME.

DETALLE DE LINEA DE SUBTRANSMISION(LTS)_ACTUAL	A (kWh)	B (kWh)	Diferencia (kWh) POR DIA	Pérdidas (MWh) al año	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES
LST Bellavista - Atuntaqui	919544,87	907096,79	12448,09	4543,55	\$453.446,39
LST Atuntaqui- San Vicente	793108,84	781344,1	11764,74	4294,13	\$428.554,05
LST San Vicente - Otavalo	666258,90	663606,08	2652,82	968,28	\$96.634,40
LST Otavalo - Cayambe	538003,35	520936,73	17066,62	6229,32	\$621.685,88
LTS Cayambe - Cananvalle	276724,80	275346,13	1378,66	503,21	\$50.220,59
LST Cananvalle La Esperanza	96613,52	95984,48	629,04	229,60	\$22.913,94
Totales			45939,97	16768,09	\$1.673.455,25

Tabla 45. Pérdidas en el sistema de 69 kV propuesto obtenidas por DIgSILENT.

DETALLE DE LÍNEA DE SUBTRANSMISION (LTS) Propuesto	A(kWh)	B(kWh)	Diferencia (kWh) por Día	Pérdidas (MWh) al año	PÉRDIDAS ECONÓMICAS ANUALES
LTS_ S_ E CAJAS - S/E Otavalo	319761,6	316653,6	3108	1134,42	\$56.721,00
LTS S/E Otavalo - S/E San Vicente	138000	137925,6	74,4	27,156	\$1.357,80
LTS S/E Otavalo - S/E Atuntaqui	0	0	0	0	\$0,00
LTS S/E Bellavista - S/E Atuntaqui	184843,2	184437,6	405,6	148,044	\$7.402,20
LTS_ S_ E CAJAS - S/E Esperanza	284335,2	283471,2	864	315,36	\$15.768,00
LTS_ S/E Esperanza_ S/E Cananvalle	142005,6	141840	165,6	60,444	\$3.022,20
LTS_ S/E Cananvalle_ S/E Cayambe	0	0	0	0	\$0,00
LTS_ S_ E CAJAS_ S/E Cayambe	382048,8	378420	3628,8	1324,512	\$66.225,60
LTS_ S/E Cayambe_ Ecuajugos	52816,8	52800	16,8	6,132	\$306,60
			Totales	3016,068	\$150.803,40

El ahorro anual se muestra en la tabla 44 y 45 y se realiza bajo consideraciones del Plan Estratégico de Expansión del 2021 y costos determinados en el estudio de referencia para el caso de energía factura que se considera el valor de CUSD. 9.98(centavos)

Por lo tanto, el beneficio económico es de USD. 1'522.651,85 derivado de la tabla 44 y 45.

b) Considerando el ámbito legal la regulación ARCERNNR 001/2020 cuyo contenido está en el anexo 17 respecto de calidad de energía donde se establecen las multas por incumplimientos en los índices de calidad de servicio y producto.

La regulación ARCERNNR 001/2020 debido a 26.2 incumplimiento reiterado determina lo siguiente:

“Se considera que la distribuidora incurre en un incumplimiento reiterado de los índices de calidad de producto cuando, luego de cumplido el plazo para efectuar las acciones correctivas, producto de la sanción por reincidencia al incumplimiento parcial de los índices, no logra solventar los incumplimientos en los puntos identificados. En este caso, la ARCERNNR iniciará el procedimiento de imposición de sanción a la distribuidora por cada índice incumplido, mismo que, de ser el caso, se establecerá una sanción de 30 SBU por cada índice incumplido, multiplicado por los factores de ajuste del numeral 26.3. Para el caso de consumidores en AV, se establecerá una sanción de 30 SBU por cada consumidor y por índice incumplido. Sin perjuicio de lo anterior, la distribuidora deberá implementar nuevamente acciones para subsanar los incumplimientos en los puntos de medición, conforme lo establecido en los numerales anteriores”. (ARCERNNR. Regulación 002/2020).

Los índices incumplidos son 3 en FMIK y 3 de TTIK para el año 2021 lo cual se expuso en el capítulo 2 respecto a los alimentadores.

Para el caso de calidad de producto en el parámetro de voltaje son 18 alimentadores que incumplen en el parámetro de Voltaje.

Son 24 índices que no son calificados y que aplicarán sanciones lo cual corresponde a un valor anual de sanción de USD. 324000,00.

c) Determinación del Costo por energía no suministrada (CENS)

El costo por energía no suministrada (CENS) está establecido basándose en la Resolución No. 025/11 “Estimación Referencial de CENS en Ecuador” y el “Estudio de costos para fijación de tarifas” emitidos por el CONELEC, con lo cual se establecen los costos de inversión y los años de recuperación.

Tabla 46. Costo de ENS

Costo de energía no suministrada	CENS
	USD/kWh
Residencial	0,646
Comercial	1,791
Industrial	4,003
Otros	1,507

Fuente: [25]

Cálculo de promedio CENS expuesto en la tabla 46 aplicando número de clientes industriales, residenciales e industriales.

Tabla 47. Determinación de costo promedio considerando el tipo de Usuarios

Tipo de consumidor	% clientes	CENS USD/kWh clientes	% clientes
Residencial	0,7000	0,646	0,4522
Comercial	0,1000	1,791	0,1791
Industrial	0,1900	4,003	0,76057
Otros	0,0100	1,507	0,01507
		PROMEDIO	1,40694

Se expone en la tabla 47 para determinar el valor promedio de ENS para cada kWh está considerado 1.40 dólares para energía no suministrada.

En la tabla 47 se realiza el cálculo de ENS determinado a partir de los Índices de FMIK y TTIK que son resultados de los tiempos fuera de servicio del alimentador,

considerando los alimentadores que suministran energía a los cantones en estudios de determina que es MWh 577.63, como lo expuesto en el anexo 15.

El valor de CNES corresponde a un valor de USD. 808689,00 dólares, para el año 2022.

d) Determinación de las inversiones:

Las inversiones se acogen al presupuesto referencia para la implementación y puesta en marcha de la subestación Cajas determinado por parte de CEELC Transelectric, el cual fue publicado en el portal de compras públicas como referencial para la adquisición de materiales y sumando lo contratado a través de este en mano de obra, cuyo presupuesto se expone en el anexo 16.

El valor del presupuesto de inversión inicial de la subestación Cajas determinado por parte de CEELC Transelectric es de USD. 12'515885.50 y un gasto de operación y mantenimiento anual de aproximadamente

Para el caso de las dos líneas de subtransmisión se determina y toma los valores referenciales asignados por parte del BID para esta inversión de USD. 3.174.336,10 considerando la línea Cajas La Esperanza y Cajas Cayambe. Adicionalmente la inversión del patio de 69 kV de llegada a la subestación La Esperanza.

El costo de mantenimiento anual tomado del informe “Determinación de Los Costos de Inversión y Costos Fijos de Operación de la Unidad de Punta del SEN y de los SSMM” desarrollado para una subestación de 230 kV, potencia de 100MVA, lo cual no otorga un valor similar o referencial.

Tabla 48. Costos de operación y mantenimiento

Costo de mantenimiento de una subestación de 230 kV.	VALOR ANUAL
1 Técnico electricista (capataz)	\$1.314,00
1 Electricista mantenimiento	\$828,00
1 Ayudante electricista	\$513,00
Alimentación personal	\$513,00
Camioneta	\$801,00
Equipamiento de pruebas y mediciones	\$711,00
Insumos	\$1.296,00
Total valor cuadrilla	\$5.976,00
GG y utilidad contratista (20%)	\$1.195,00
Costo total	\$7.171,00
Costo de arriendo terreno e instalaciones com.	\$19.988,00
Mantenimiento Especializado en caliente	\$25.352,00
Mantenimiento especializado interno	\$16.500,00
Seguros de personal y equipos	\$9.859,00
Total de Gasto Anual	\$92.017,00

Fuente: [26]

e) Determinación de los indicadores económicos VAN, TIR, Beneficio Costo.

Tabla 49. Resumen de inversión, gastos e ingresos

Valores de Inversiones Iniciales	Valor USD.
S/E Cajas	\$12.515.885,50
LST Cajas -La Esperanza y Cayambe	\$3.174.336,10
TOTAL	\$15.690.221,60

Valores de Operación	Valor USD.
MTO S/E Cajas	\$92.017,00
MTO LST Cajas -La Esperanza Y Cayambe	\$26.500,00
TOTAL	\$118.517,00

Ahorros por inversión	Valor USD.
Valor por reducción de pérdidas	\$1.673.455,25
Valor por reducción de pagos de multas y penalizaciones	\$324.000,00
Valor por Energía No suministrada CENS	\$808.689,00
Total	\$2.806.144,25

Cálculo de índices financieros considerando valores de las tablas 48 y 49.

Tabla 50. Índices Financieros.

VAN	\$8.705.206,19
TIR	17%
Beneficio costo	1,46
VNA EGRESOS	\$16.766.005,15
VNA INGRESOS	\$24.395.427,79

Se determina que es un proyecto viable que desde el décimo año empieza a tener rentabilidad y es permite resolver los parámetros técnicos de calidad de energía en la zona II de operación de Emelnorte S.A.

Considerando los 25 años de vida útil de los equipos se determina valor de TIR del 17%, B/C=1,46 y un valor actual neto de **\$8.705.206,19**, que determinan la viabilidad del proyecto incluso siendo un proyecto de carácter social para clientes residenciales y comerciales.

CONCLUSIONES

Mediante la revisión bibliográfica y con las consideraciones técnicas de la recolección de datos de las subestaciones y líneas se determinó utilizar las configuraciones anillo entre las subestaciones Cajas – Otavalo – San Vicente – Atuntaqui – Bellavista Ibarra, para las subestaciones Cajas - Cayambe – Cananvalle -La Esperanza -Cajas se conformará en Lazo Abierto.

Se determina mediante las simulaciones que el sistema eléctrico en 69 kV, de la zona I y II, ubicar la subestación Cajas de 230/69 kV, con las líneas de 69 kV en el tramo Cajas – Otavalo, Cajas - Cayambe y Cajas - La Esperanza, lo cual mejorará la fiabilidad del sistema convirtiéndose en un modo de redundancia necesaria para mejorar los índices de calidad de servicio y operabilidad del sistema eléctrico de subtransmisión en la posición 69 kV Otavalo.

La propuesta topológica reduce las pérdidas totales en un 2,1% que corresponde a un ahorro de energía anual que corresponde a USD. \$1.673.455,25al año para Emelnorte S.A., lo cual justificará una inversión de magnitud.

Se determinó que los perfiles de voltaje subirán en todas las barras de las subestaciones a un mínimo de 0.976 de 0.862 P.U., lo cual permite el cumplimiento de la calidad del producto y por ende las evita penalizaciones de ARCERNNR por calidad de producto.

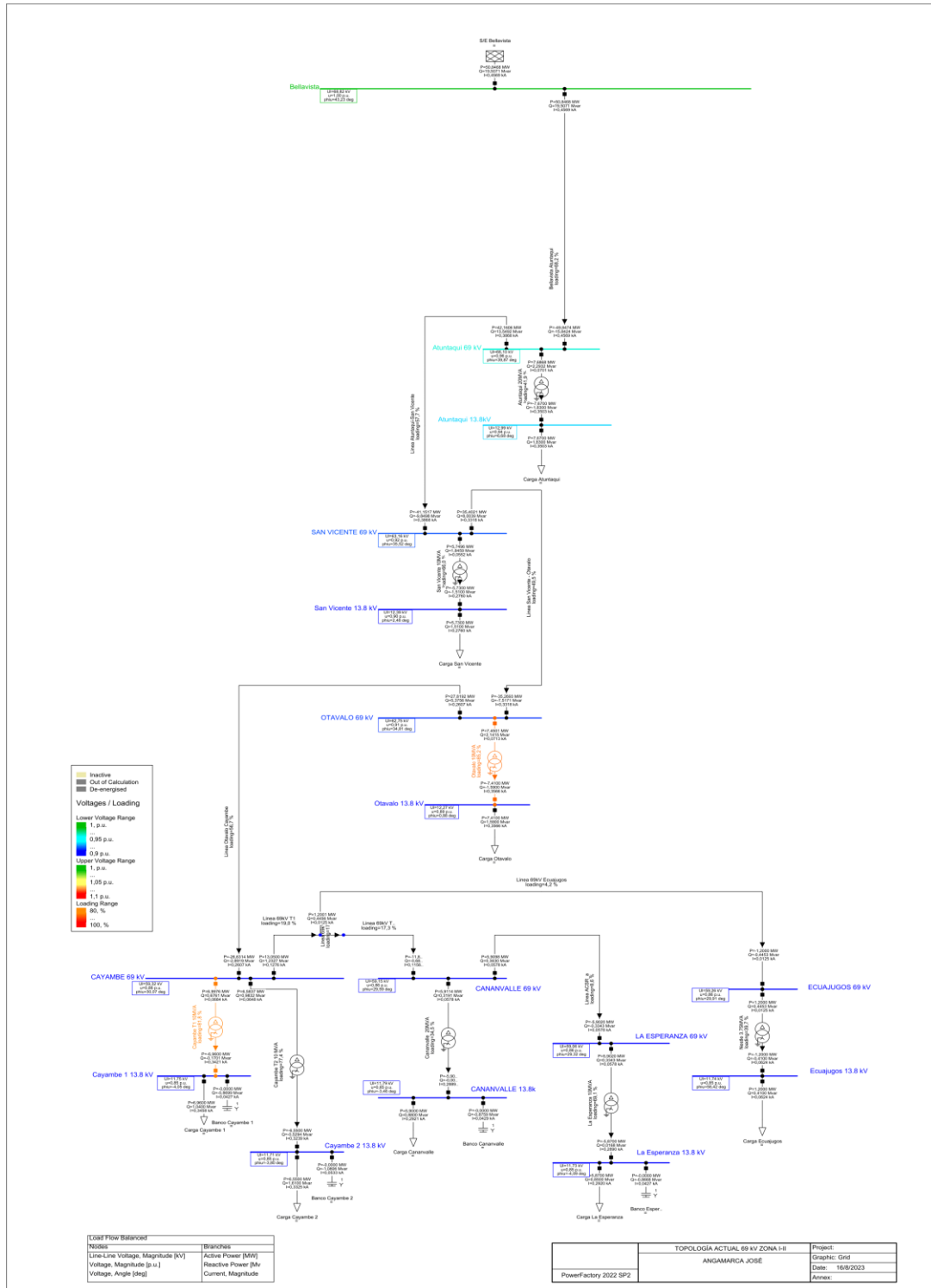
BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Salazar, «Tesis, “Análisis de la seguridad Dinámica del SIN ante inestabilidad transitoria basado en modelos híbridos: Análisis de la seguridad en SEP”,» Posgrado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Dic. 15, 2016.
- [2] Á. Montoya Acosta , Análisis de sistemas eléctricos de potencia un enfoque moderno., Bogotá Colombia: Ediciones de la U, 2014.
- [3] J. Grainger y W. J. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, México: McGraw-Hill, 1996.
- [4] C. P. y. W. Alarcón, «Informe N°:INF.DCDCSE.2021.334, Mayo 15, 2021 Calidad del Servicio Técnico de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. corte diciembre 2020.,» ARCERNNR, Quito, 2020.
- [5] ARCERNNR, «Calidad del servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica.,» Regulacion N°: ARCERNNR 002-20, Quito, 2020.
- [6] R. Ramirez, «Tesis: “Estimación de estado en redes de subtransmisión utilizando ediciones históricas fasoriales y convencionales”,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, Mayo, 2020.
- [7] K. A, «“Reduction of Reactive Power Losses in the Radial Distribution Lines and Its Relationship with Harmonic: DISTRIBUTION LINES AND ITS” , , TRONOH, Perak, 2006.,» *Electrical & Electronics Engineering*, vol. 1, pp. 1-20, 2006.
- [8] A. Mena Panchano, CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1983.
- [9] O. C. H. Perez, «Informe anual de calidad de servicio y producto de año 2020 de sistema eléctrico de EMELNORTE S.A.,» Dirección de Planificación Emelnorte S.A., Ibarra, Mayo 2020.
- [10] C. F.-E. A.-P. H. y. C. A. C. E. Acha, Modelling and Simulation in Power Networks: Modelling and Simulation., Inglaterra: Jhon Wiley & Sons, 2004.
- [11] H. P. Omar Chacón, «"Informe anual de calidad de servicio y producto de año 2021 de sistema eléctrico de EMELNORTE S.A",» Dirección de Planificación Emelnorte S.A., Ibarra, Junio 2021.
- [12] P. Anderson, Power System Control and Stability, 2nd ed., New York, United States of America: WILEY & SONS, 2003.
- [13] S. G. Ph.D., Real Time Power System Control and Operation., New York: ElectriMarts, Abril, 2006..
- [14] P. Kundur, Power System Dynamics and Stability., New York: Wiley, 2001.
- [15] R. Hernandez Sampieri , Metodología de la Investigación., México: McGraw-Hill, 2014.
- [16] G. Arguello Rios, Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia., Quito, 1988.

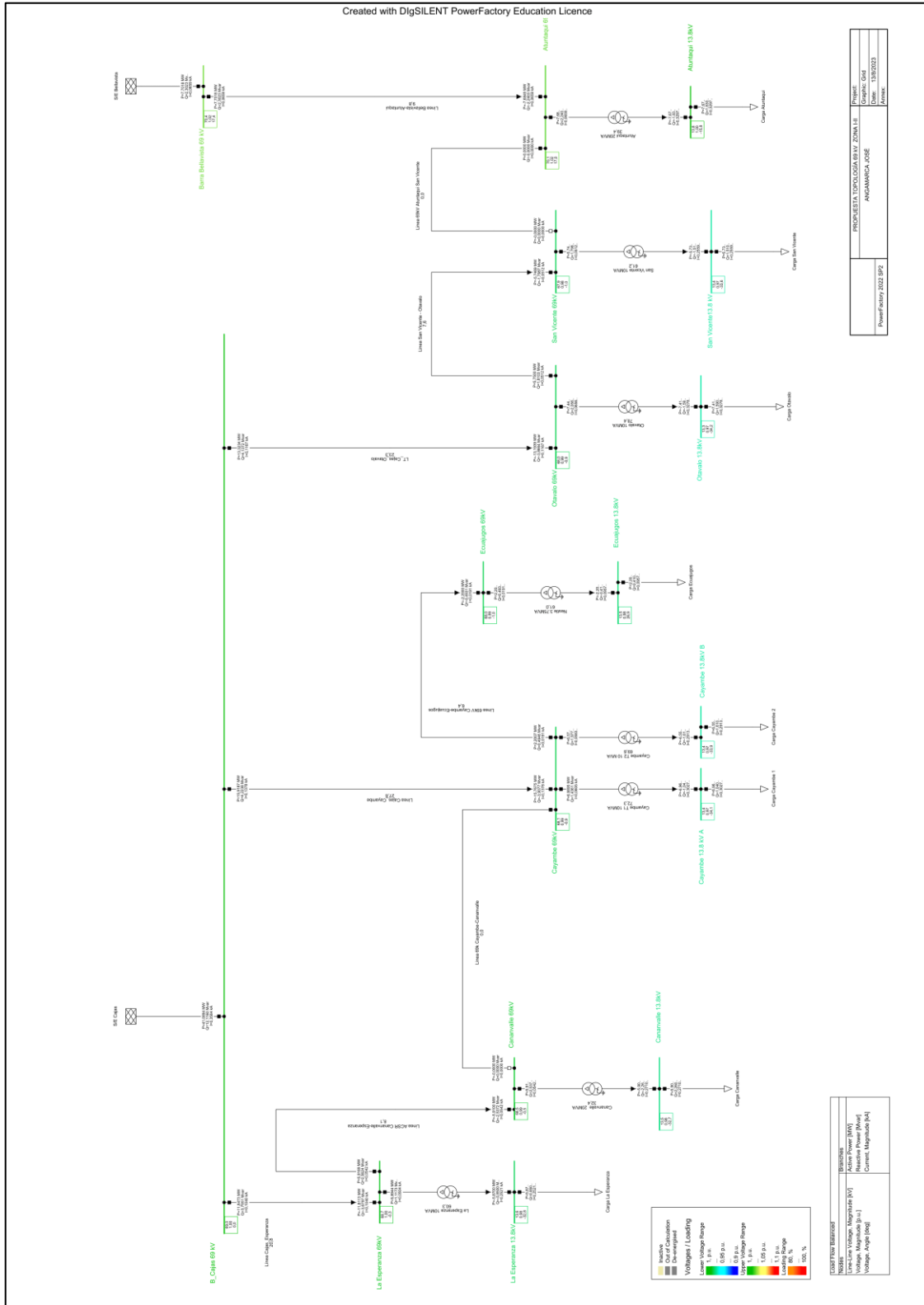
- [17] B. Village, «“Power System Model Validation”,» *NERC*, n° NJ 08540, p. pp. 1–53 www.nerc.com, Dic. 8, 2010.
- [18] I. P. & E. Society, «IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,» New York, 2012.
- [19] M. Poveda, Calculate Power Distribution Losses. A New Method to Calculate Power Distribution Losses., Quito: EPN, 2016.
- [20] CONELEC, «CONELEC - Resolución No. 025/11 "Estimación Referencial de CENS en Ecuador",» Quito, 2011.
- [21] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, «DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM,» CNE, Chile, 2021.
- [22] E. W. Kimbark, POWER SYSTEM STABILITY., New York: Wiley & Sons, Publication 1995.
- [23] B. Roy y R. AHan, «Probability array method in two interconnected systems,» de *Reliability Evaluation of Power Systems*, Great Britain, British Library Cataloguing, 1984, pp. 106-134.
- [24] R. Billinton y R. Allan, «Network modelling and evaluation of simple systems,» de *Reliability Evaluation of Engineering Systems - Concepts and Techniques*, Boston, Pitman Publishing Limited, 1985, pp. 62-79.
- [25] W. Blume, ELECTRIC POWER SYSTEM BASICS., United States of America: Wiley & Sons, 2007.
- [26] J. M. Gutiérrez Gordillo, Gestión financiera, Madrid: Editorial Editex, 2021.

ANEXOS

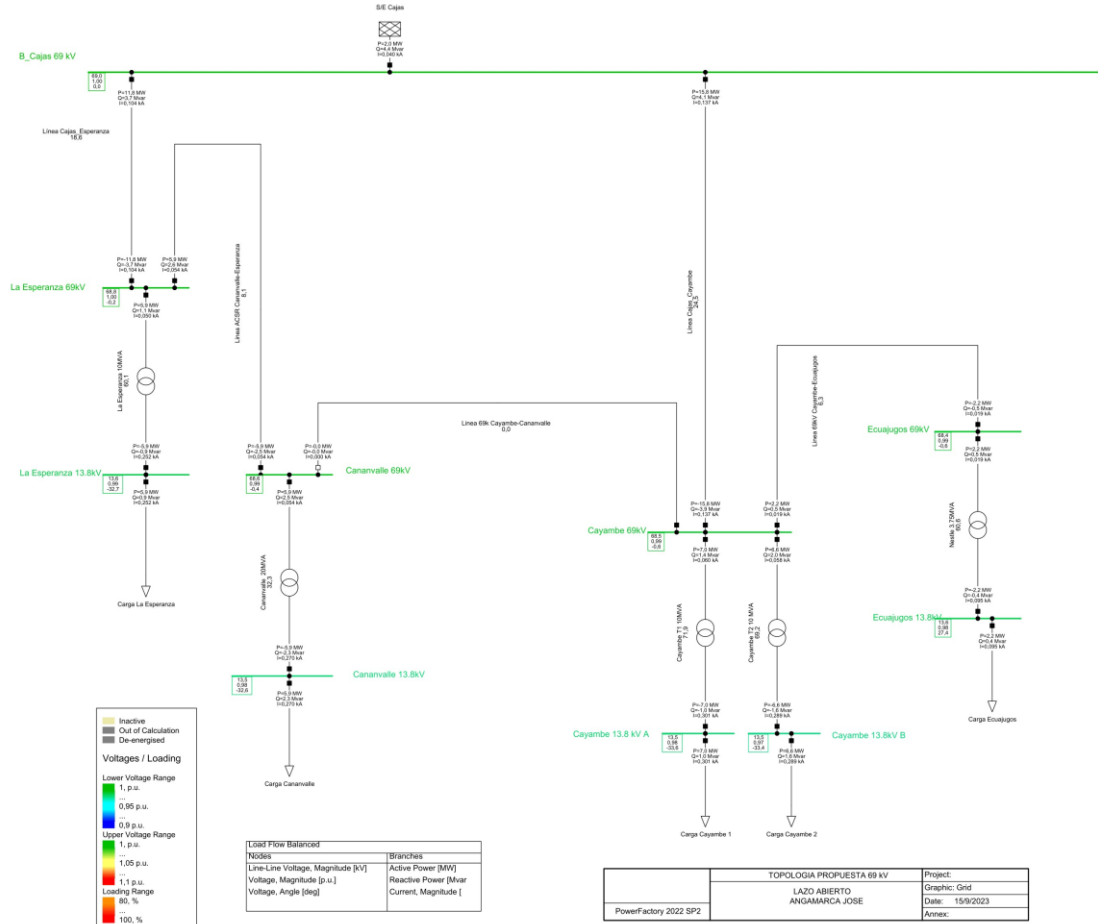
ANEXO. 1. Topología actual simulada de 69 kV Zona I-II- Actual



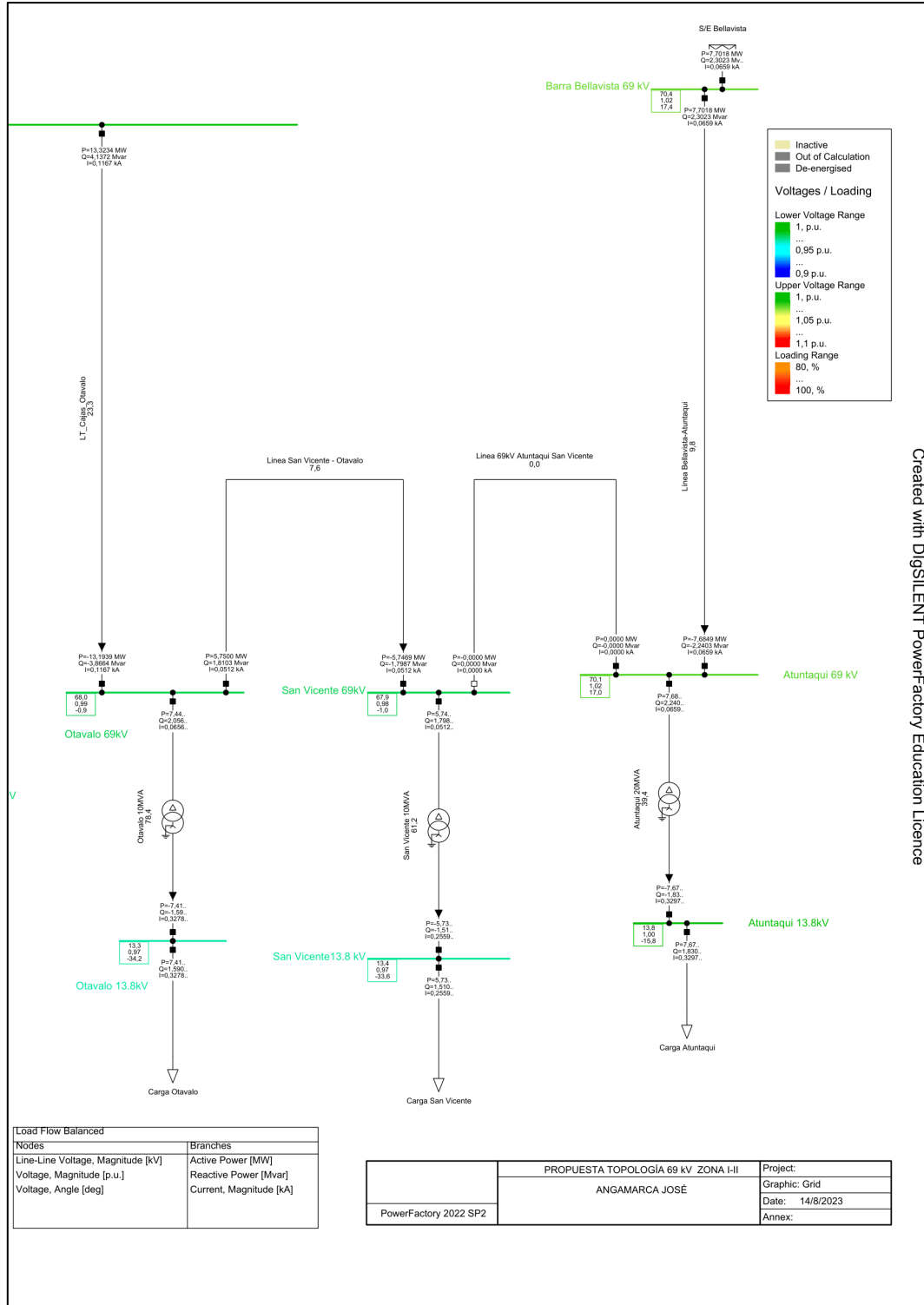
ANEXO. 2. Topología propuesta de 69 kV Zona I-II- General



ANEXO. 3. Topología propuesta de 69 kV Zona I-II- Lazo abierto



ANEXO. 4. Topología propuesta de 69 kV Zona I-II- Anillo



ANEXO. 5. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación de Atuntaqui.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	Vll avg
1:00	5303,21	1963,56	5655,05	13829,50
2:00	5144,27	1977,49	5511,26	13879,84
3:00	4972,08	1862,59	5309,50	13827,05
4:00	5086,70	1891,60	5427,03	13822,21
5:00	5126,62	1905,65	5469,35	13773,78
6:00	4822,57	1885,41	5178,03	13711,01
7:00	5375,50	1908,48	5704,23	13495,07
8:00	6055,20	2191,71	6439,64	13219,77
9:00	6709,62	2498,11	7159,58	13145,13
10:00	7056,13	2592,21	7517,21	13043,01
11:00	7356,87	2848,88	7889,21	13199,29
12:00	7438,01	2883,49	7977,38	13232,64
13:00	7278,49	2821,46	7806,22	13342,12
14:00	6791,51	2873,63	7374,44	13438,12
15:00	7160,52	3151,61	7823,40	13421,45
16:00	7086,97	3217,75	7783,26	13537,33
17:00	7059,21	2939,27	7646,68	13404,46
18:00	7459,24	2744,81	7948,22	13514,50
19:00	9900,12	2324,20	10169,28	13425,91
20:00	9396,60	2159,66	9641,59	13511,52
21:00	8851,28	2044,81	9084,40	13503,79
22:00	7858,63	1994,69	8107,83	13582,56
23:00	6642,78	2039,65	6948,87	13701,83
23:55	5951,40	2107,11	6313,40	13832,57

ANEXO. 6. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación San Vicente.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	VII avg
1:00	5185,57	2042,154	5573,203	13800,000
2:00	5052,665	2106,203	5474,076	13390,000
3:00	4667,411	2044,327	5095,488	13250,000
4:00	4981,902	2127,399	5417,119	13160,000
5:00	5113,000	2051,914	5509,367	13256,667
6:00	4617,820	2173,782	5103,880	13263,333
7:00	5498,190	1987,549	5846,405	13366,667
8:00	5935,006	2180,896	6323,021	13643,333
9:00	6635,684	2502,845	7092,005	13613,333
10:00	6841,335	2671,929	7344,594	13656,667
11:00	6941,026	2727,034	7457,517	13610,000
12:00	7246,169	2891,448	7801,759	13730,000
13:00	6919,947	2691,447	7424,928	13330,000
14:00	6624,316	2708,058	7156,476	13366,667
15:00	6814,721	2955,817	7428,141	13613,333
16:00	6872,312	2997,656	7497,641	13740,000
17:00	6948,807	2862,181	7515,185	13766,667
18:00	7248,619	2636,910	7713,351	13883,333
19:00	9680,292	2154,994	9917,261	14013,333
20:00	9280,218	1980,934	9489,285	13960,000
21:00	8647,223	2057,318	8888,589	13993,333
22:00	7557,761	1989,650	7815,271	14023,333
23:00	6696,591	2033,661	6998,579	13973,333
23:55	5934,728	2008,946	6265,529	13933,333

ANEXO. 7. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación Otavalo.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	Vll avg
1:00	4155,416	1384,676	4380,046	13857,610
2:00	3996,921	1386,186	4230,472	13893,059
3:00	4005,615	1391,481	4240,421	13895,919
4:00	3998,361	1401,038	4236,721	13855,507
5:00	4305,015	1394,570	4525,260	13708,907
6:00	4403,896	1255,770	4579,439	13680,247
7:00	4155,948	1173,747	4318,517	13522,692
8:00	4497,965	1280,147	4676,587	13265,281
9:00	4808,958	1375,676	5001,855	12990,447
10:00	5043,419	1530,465	5270,521	13019,361
11:00	5210,517	1578,594	5444,395	12986,850
12:00	5388,510	1668,013	5640,772	13067,374
13:00	5165,847	1644,503	5421,289	13279,209
14:00	4949,914	1676,219	5226,026	13388,908
15:00	5168,034	1706,010	5442,339	13358,780
16:00	5386,155	1844,429	5693,206	13434,609
17:00	5401,005	1818,024	5698,777	13593,232
18:00	6183,814	1812,398	6443,939	13378,259
19:00	7021,401	1512,361	7182,430	13373,639
20:00	6710,853	1454,103	6866,583	13526,131
21:00	6177,215	1417,883	6337,852	13593,771
22:00	5484,541	1445,376	5671,798	13701,883
23:00	4818,140	1432,345	5026,538	13766,226
23:55	4518,498	1421,250	4736,748	13809,99

ANEXO. 8. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación Cayambe T1.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	VII avg
1:00	5320,583	-93,025	5321,396	14012,791
2:00	5292,339	-121,872	5293,742	14087,230
3:00	5231,756	-184,649	5235,014	14119,381
4:00	5283,687	-166,811	5286,319	14110,809
5:00	5644,047	-148,779	5646,008	13956,449
6:00	6017,397	-3,324	6017,398	13829,890
7:00	6975,468	479,700	6991,943	13111,014
8:00	7529,880	877,892	7580,883	12674,096
9:00	8643,639	1372,868	8751,985	12253,559
10:00	8686,058	1051,928	8749,523	12281,195
11:00	8649,146	1046,260	8712,196	12277,029
12:00	8356,571	934,115	8408,617	12352,829
13:00	8577,135	1025,255	8638,193	12594,261
14:00	7937,842	794,372	7977,490	12810,543
15:00	7854,233	714,723	7886,685	12890,332
16:00	6438,742	339,592	6447,692	13187,470
17:00	5745,505	-109,775	5746,553	13377,733
18:00	5904,282	-187,714	5907,265	13548,550
19:00	6995,525	-336,419	7003,609	13160,871
20:00	6260,520	-379,459	6272,008	13378,055
21:00	5958,141	-405,995	5971,957	13554,132
22:00	5405,430	-439,578	5423,274	13674,632
23:00	4948,882	-365,513	4962,362	13919,214
23:55	4898,610	-243,934	4904,680	14012,534

ANEXO. 9. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación Cayambe T2.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	Vll avg
1:00	4635,548	1832,970	4984,785	14141,434
2:00	4562,132	1883,226	4935,544	14239,092
3:00	4544,640	1956,556	4947,915	14247,564
4:00	4678,095	1942,740	5065,453	14229,302
5:00	5235,906	1974,749	5595,922	13991,394
6:00	5706,083	1905,131	6015,722	13896,927
7:00	6234,127	2216,352	6616,386	13503,143
8:00	7392,285	2724,379	7878,333	12833,147
9:00	7738,042	2930,040	8274,201	12677,738
10:00	7998,229	2960,566	8528,576	12466,957
11:00	8135,829	3001,629	8671,880	12329,498
12:00	7838,603	2957,570	8378,002	12483,156
13:00	7541,690	2856,597	8064,567	12664,579
14:00	7353,676	2947,761	7922,490	12729,498
15:00	7439,041	2918,715	7991,135	12850,093
16:00	6934,101	2834,797	7491,183	13098,287
17:00	6395,304	2578,574	6895,575	13244,688
18:00	6391,987	2452,307	6846,262	13463,838
19:00	7385,247	2069,774	7669,800	13161,807
20:00	7400,642	2041,121	7676,958	13319,539
21:00	6860,545	1835,193	7101,761	13429,677
22:00	6172,797	1885,796	6454,429	13619,570
23:00	5525,297	1762,885	5799,713	13581,965
23:55	5105,128	1889,291	5443,505	13795,311

ANEXO. 10. Valores de la potencia en el día de la demanda máxima de la subestación Cananvalle.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	Vll avg
1:00	4661,833	1499,659	4897,108	13489,564
2:00	4823,514	1569,699	5072,498	13516,747
3:00	4740,277	1514,452	4976,323	13514,554
4:00	4919,541	1548,886	5157,608	13466,574
5:00	5305,823	1622,005	5548,212	13340,577
6:00	5476,547	1886,932	5792,502	13381,919
7:00	6989,148	2185,869	7322,993	12958,514
8:00	8565,357	1869,377	8766,979	12447,584
9:00	9005,964	2067,614	9240,260	12428,117
10:00	9235,406	2167,868	9486,432	12326,434
11:00	9007,400	2031,195	9233,581	12389,961
12:00	8924,882	1932,870	9131,785	12426,182
13:00	8410,239	1782,723	8597,105	12679,626
14:00	8086,015	1707,668	8264,367	12786,938
15:00	7671,354	1550,552	7826,487	12896,916
16:00	7337,808	1444,117	7478,563	13112,691
17:00	6458,496	1188,617	6566,961	13229,723
18:00	6185,495	949,899	6258,007	13344,340
19:00	6651,295	578,992	6676,449	13336,056
20:00	6637,449	624,768	6666,789	13464,203
21:00	5996,695	586,568	6025,315	13555,450
22:00	5448,755	497,111	5471,385	13754,571
23:00	5420,322	673,638	5462,021	13830,292
23:55	5086,080	713,074	5135,823	13933,531

ANEXO. 11. Valores de demanda máxima de la subestación La Esperanza.

Local Time	kW tot	kVAr tot	kVA tot	Vll avg
1:00	3507,700	1345,830	3757,900	13536,667
2:00	3418,790	1368,600	3683,230	13616,667
3:00	3366,800	1371,400	3635,690	13620,000
4:00	3374,740	1347,470	3634,360	13583,333
5:00	3665,270	1336,090	3902,100	13450,000
6:00	3444,850	1322,880	3692,550	13380,000
7:00	3871,740	718,530	3939,200	13300,000
8:00	4149,070	1072,960	4286,090	12713,333
9:00	4533,790	1278,560	4712,180	12416,667
10:00	4231,030	1296,390	4426,450	12366,667
11:00	4105,300	1328,120	4316,360	12330,000
12:00	4334,240	1229,880	4506,850	12356,667
13:00	4144,950	1216,900	4320,280	12553,333
14:00	4557,920	1311,530	4743,750	12546,667
15:00	4058,650	1128,390	4241,610	12756,667
16:00	3566,160	844,600	3665,630	13020,000
17:00	3661,260	669,320	3723,250	13270,000
18:00	4316,130	670,950	4380,870	13306,667
19:00	4948,270	630,150	4989,030	13006,667
20:00	4714,010	579,950	4749,950	13183,333
21:00	4451,400	1441,670	4679,700	13043,333
22:00	4170,220	1447,330	4414,830	13120,000
23:00	3838,880	1417,330	4092,450	13256,667
23:55	3575,910	1354,260	3824,060	13433,333

ANEXO. 12. Energía no suministrada en los alimentadores de la ZONA I y II.

DETALLE DE ALIMENTADOR	Energía No Suministrada (MWh)	COSTO PROMEDIO DE ENS USD. POR kWh	CENS TOTAL USD.
1300010T01 (ALIM-LA ESPERANZA 1)	19,42	1,4	\$27.188,00
1300010T02 (ALIM-LA ESPERANZA 2)	77,27	1,4	\$108.178,00
1300010T03 (ALIM-LA ESPERANZA 3)	5,154	1,4	\$7.215,60
1300010T04 (ALIM-LA ESPERANZA 4)	5,58	1,4	\$7.812,00
1300020T01 (ALIM-CAYAMBE 1)	0,27	1,4	\$378,00
1300020T02 (ALIM-CAYAMBE 2)	25,86	1,4	\$36.204,00
1300020T03 (ALIM-CAYAMBE 3)	0,012	1,4	\$16,80
1300020T06 (ALIM-CAYAMBE 6)	0,066	1,4	\$92,40
1300020T07 (ALIM-CAYAMBE 7)	10,78	1,4	\$15.092,00
1300020T08 (ALIM-CAYAMBE 8)	53,54	1,4	\$74.956,00
1300030T01 (ALIM-OTAVALO 1)	0,175	1,4	\$245,00
1300030T02 (ALIM-OTAVALO 2)	6,95	1,4	\$9.730,00
1300030T03 (ALIM-OTAVALO 3)	0,026	1,4	\$36,40
1300030T04 (ALIM-OTAVALO 4)	2,52	1,4	\$3.528,00
1300030T05 (ALIM-OTAVALO 5)	9,94	1,4	\$13.916,00
1300040T01 (ALIM-SAN VICENTE 1)	2,59	1,4	\$3.626,00
1300040T02 (ALIM-SAN VICENTE 2)	27,59	1,4	\$38.626,00
1300040T04 (ALIM-SAN VICENTE 4)	13,54	1,4	\$18.956,00
1300040T05 (ALIM-SAN VICENTE 5)	0,49	1,4	\$686,00
1300060T01 (ALIM-ATUNTAQUI 1)	19,68	1,4	\$27.552,00
1300060T02 (ALIM-ATUNTAQUI 2)	3,69	1,4	\$5.166,00
1300060T03 (ALIM-ATUNTAQUI 3)	0,065	1,4	\$91,00
1300060T04 (ALIM-ATUNTAQUI 4)	2,34	1,4	\$3.276,00
1300060T05 (ALIM-ATUNTAQUI 5)	1,67	1,4	\$2.338,00
1300060T01 (ALIM-ATUNTAQUI 1)	19,687	1,4	\$27.561,80
1300060T02 (ALIM-ATUNTAQUI 2)	3,69	1,4	\$5.166,00
1300060T03 (ALIM-ATUNTAQUI 3)	0,66	1,4	\$924,00
1300060T04 (ALIM-ATUNTAQUI 4)	2,34	1,4	\$3.276,00
1300060T05 (ALIM-ATUNTAQUI 5)	1,67	1,4	\$2.338,00
1300170T01 (ALM-CANANVALLE 1)	34,21	1,4	\$47.894,00
1300170T02 (ALM-CANANVALLE 2)	36,17	1,4	\$50.638,00
1300170T03 (ALM-CANANVALLE 3)	0,42	1,4	\$588,00
1300170T04 (ALM-CANANVALLE 4)	65,69	1,4	\$91.966,00
1300170T05 (ALM-CANANVALLE 5)	30,54	1,4	\$42.756,00
1300050T03 (ALIM-COTACACHI 3)	93,34	1,4	\$130.676,00
ENS TOTAL (MWh)	577,635		\$808.689,00

ANEXO. 13. Cálculo de ingresos y egresos.

Valores de Inversiones Iniciales	Valor USD.
S/E CAJAS	\$12.515.885,50
LST CAJAS -LA ESPEANZA Y CAYAMABE	\$3.174.336,10
TOTAL	\$15.690.221,60
Valores de Operación	Valor USD.
MTO S/E CAJAS	\$92.017,00
MTO LST CAJAS -LA ESPEANZA Y CAYAMABE	\$26.500,00
TOTAL	\$118.517,00
Ahorros por inversión	Valor USD.
Valor por reducción de pérdidas	\$1.673.455,25
Valor por reducción de pagos de multas y penalizaciones	\$324.000,00
Valor por Energía No suministrada CENS	\$808.689,00
Total	\$2.806.144,25

ANEXO. 14. Tabla de ingresos netos para cálculos de VAN.TIR y B/C

Año	Inversión y operación	Ingresos	Ingreso Neto
0	\$15.690.221,60		-\$15.690.221,60
1	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
2	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
3	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
4	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
5	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
6	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
7	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
8	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
9	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
10	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
11	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
12	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
13	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
14	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
15	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
16	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
17	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
18	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
19	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
20	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
21	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
22	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
23	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
24	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25
25	\$118.517,00	\$2.806.114,25	\$2.687.597,25

ANEXO. 15. Valoración Subestación Cajas

CONSTRUCCIÓN DE OBRAS CIVILES, MONTAJE ELECTROMECHANICO, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN A 230/138/69 KV Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES - CUATRO (4) LOTES						
LOTE 1: SISTEMA DE TRANSMISIÓN CAJAS 230/69 kv, 2x75 MVA - LISTA DE CANTIDADES						
ESP. TÉC.	RUBRO	DESCRIPCIÓN	UNID.	CANT.	PRECIO	PRECIO
					UNITARIO	TOTAL
LOTE 1: SISTEMA DE TRANSMISIÓN CAJAS 230/69 kv, 2x75 MVA					100.0%	\$ 12 515 885.50
PARTE A: SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES PARA SUBESTACIÓN CAJAS					11.7%	\$ 1 464 202.25
	1	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES-CORRIENTE ALTERNA				\$ 95 367.27
	2	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES-CORRIENTE CONTINUA				\$ 681.24
	3	SISTEMA DE ILUMINACIÓN EXTERIOR Y TOMAS DE PATIO				\$ 111 527.07
	4	CONDUCTORES DESNUDOS				\$ 13 180.00
	5	CABLES				\$ 393 069.98
	6	ESTRUCTURAS METÁLICAS, DUCTOS Y SOPORTES				\$ 362 690.85
	7	SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS				\$ 344 120.92
	8	EQUIPAMIENTO DE TELECOMUNICACIONES				\$ 143 564.92
PARTE B: OBRAS CIVILES PARA SUBESTACIÓN CAJAS					69.6%	\$ 8 713 181.13
	1	CAPÍTULO 1: PRELIMINARES				\$ 88 378.28
	2	CAPÍTULO 2: CONFORMACIÓN DE PLATAFORMA				\$ 2 672 574.02
	3	CAPÍTULO 3: VÍAS INTERNAS				\$ 322 498.67
	4	CAPÍTULO 4: VÍA DE ACCESO				\$ 737 856.97
	5	CAPÍTULO 5: MUROS				\$ 854 982.69
	6	CAPÍTULO 6: CERRAMIENTO PERIMETRAL				\$ 279 202.71
	7	CAPÍTULO 7: CASA DE CONTROL				\$ 440 314.24
	8	CAPÍTULO 8: CASETA GRUPO DIESEL Y BASE PARA TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES				\$ 22 798.03
	9	CAPÍTULO 9:CASETA DE GUARDIANÍA				\$ 26 813.15
	10	CAPÍTULO 10: CASETAS DE TABLEROS METÁLICOS 230KV - 69KV				\$ 17 743.86
	11	CAPÍTULO 11: CIMENTACIONES PARA EQUIPOS EN PATIOS (230-69KV) - MUROS CORTAFUEGOS				\$ 983 890.58
	12	CAPÍTULO 12: CANALETAS DE PATIO (230-138kv, BANCO DE DUCTOS, CANALETAS DE CRUCE SCI, BLOQUES DE HORMIGÓN PARA SOPORTE DE TUBERÍA SCI				\$ 460 143.65
	13	CAPÍTULO 13: ACABADOS DE PATIO, MALLA DE TIERRA, GRAVA, HERBICIDA Y ACERAS				\$ 491 556.39
	14	CAPÍTULO 14: INSTALACIONES HIDRÁULICAS Y SANITARIAS				\$ 206 643.03
	15	CAPÍTULO 15: CASETA DE BOMBAS, CISTERNA CONTRA INCENDIO, CANALES Y APOYOS DE TUBERÍA				\$ 90 437.23
	16	CAPÍTULO 16: SUMINISTRO DE ESTRUCTURAS METÁLICAS				\$ 513 021.30
	17	CAPÍTULO 17: VIGILANCIA Y CUSTODIA				\$ 100 000.00
	18	CAPÍTULO 18: OBRAS DE ORNAMENTACIÓN Y REFORESTACIÓN				\$ 4 177.60
	19	CAPÍTULO 19: PLAN DE MANEJO AMBIENTAL				\$ 47 184.86
	20	CAPÍTULO 20: LOGÍSTICA Y TRANSPORTE				\$ 72 057.60
	21	CAPÍTULO 21: LOGISTICA DE OFICINAS				\$ 60 030.00
	22	CAPÍTULO 22: PROVISIÓN DE PERSONAL PARA FISCALIZACIÓN				\$ 94 800.00
	23	CAPÍTULO 23: PLANOS AS BUILT				\$ 3 082.00
	24	CAPÍTULO 24: SEGURIDAD Y SALUD LABORAL				\$ 122 994.30
PARTE C: MONTAJE ELECTROMECHANICO PARA SUBESTACIÓN CAJAS					18.7%	\$ 2 338 502.12
	1	ESTRUCTURAS METÁLICAS				\$ 124 770.68
	2	EQUIPO PRIMARIO				\$ 485 630.54
	3	EQUIPOS SISTEMA DE SUPERVISIÓN CONTROL Y PROTECCIÓN				\$ 322 362.50
	4	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES-CORRIENTE ALTERNA				\$ 10 719.59
	5	SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES-CORRIENTE CONTINUA				\$ 6 426.00
	6	SISTEMAS DE ILUMINACIÓN Y TOMAS, VOZ/DATOS				\$ 94 374.84
	7	VANOS Y CONDUCTORES DE ALTA TENSIÓN				\$ 60 906.38
	8	TENDIDO DE CABLES				\$ 169 740.00
	9	CONEXIONADO DE CABLES				\$ 57 267.96
	10	ESTRUCTURAS METÁLICAS, DUCTOS Y SOPORTES				\$ 49 059.30
	11	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL				\$ 210 000.00
	12	PLANOS AS BUILT				\$ 10 500.00
	13	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				\$ 112 000.00
	14	EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES				\$ 51 525.00
	15	SERVICIOS DE LOGÍSTICA PARA PERSONAL DE FISCALIZACIÓN				\$ 286 269.36
	16	SISTEMA DE PREVENCION CONTRA INCENDIOS				\$ 147 400.00
	17	TRANSPORTE				\$ -
	18	SEGUROS				\$ -
	19	SEGURIDAD Y SALUD LABORAL				\$ 139 549.97

Fuente: <https://www.compraspublicas.gov.ec/ProcesoContratacion/compras/>

ANEXO. 16. Lenguaje de programación MATH LAB

```
%% Inicialización
% Programa
% Elaborado por: Ing. José Angamarca
% Fecha: Abril 2023

clc
clear
close all

fprintf('\n ***ESCOJA SU CASO *** \n');
fprintf('\n 1.Sistema en serie-paralelo');
fprintf('\n 2.Sistema en serie');

n = input('\n Ingrese su opción: ');

switch n
    case 1
        n1 = input('Ingrese el número de elementos en el ramal A:');
        n2 = input('Ingrese el número de elementos en el ramal B:');

        %% Ramal A
        % PROCESO SERIE
        for i=1:1:n1
            fprintf('\n Bloque %d -Ramal A \n',i)
            ld(i)= input(['Ingrese  $\lambda$ ',num2str(i),':']);
            tr(i)=input(['Ingrese Tr',num2str(i),':']);
            % $\lambda_i T_{ri} = l_{dtr}$ 
            ldtr(i)=ld(i)*tr(i);
        end

        %Serie  $\lambda = s_{ld}$ 
        sld=sum(ld);
```

```

%ΣλiTri= sldtr
sldtr=sum(ldtr);

% Tr serie=trs
trs=(sldtr)/(sld);

%% Ramal B
% PROCESO SERIE
for j=1:1:n2

fprintf('\n Bloque %d -Ramal B \n',j)
ld1(j)= input(['Ingrese λ',num2str(j),':']);
tr1(j)=input(['Ingrese Tr',num2str(j),':']);
%λiTri= ldtr
ldtr1(j)=ld1(j)*tr1(j);
end

%Serie λ= sld
sld1=sum(ld1);
%ΣλiTri= sldtr
sldtr1=sum(ldtr1);
% Tr serie=trs
trs1=(sldtr1)/(sld1);

%% PROCESO PARALELO

%ftr=Σ1/tri
ftr=sum(1/trs+1/trs1);

%Tr paralelo =trp
trp=1/ftr;

%Paralelo λ=ldp
ldp=((sld*sld1)*((trs+trs1)/8760))/(1+((sld*trs+sld1*trs1)/8760));

```



```

a=1/(1+(ldp*trp));
ca=1-a;

fprintf('\n El valor de  $\lambda_p$  es: %f',ldp)
fprintf('\n El valor de  $T_{rp}$  es: %f',trp)
fprintf('\n El valor de A es: %f',a)
fprintf('\n El valor de  $\bar{A}$  es: %f',ca)

disp('***Proceso Finalizado***')
case 2
%% Ramal
% PROCESO SERIE
n1 = input('\n Ingrese el número de elementos en el ramal:');
for i=1:1:n1
fprintf('\n Bloque %d -Ramal \n',i)
ld(i)= input(['Ingrese  $\lambda$ ',num2str(i),':']);
tr(i)=input(['Ingrese Tr',num2str(i),':']);
% $\lambda_i T_{ri}$ = ldtr
ldtr(i)=ld(i)*tr(i);
end

%Serie  $\lambda$ = sld
sld=sum(ld);

% $\sum \lambda_i T_{ri}$ = sldtr
sldtr=sum(ldtr);

% Tr serie=trs
trs=(sldtr)/(sld);

a=1/(1+(sld*trs)/8760);
ca=1-a;
fprintf('\n El valor de  $\lambda_s$  es: %f',sld)
fprintf('\n El valor de  $T_{rs}$  es: %f',trs)

```

```
fprintf('\n El valor de A es: %f',a)
fprintf('\n El valor de  $\bar{A}$  es: %f \n',ca)

disp('***Proceso Finalizado***')

otherwise
    fprintf('\n Su opción elegida es incorrecta \n')
end
```

CAPÍTULO II

CALIDAD DE PRODUCTO

8 NIVEL DE VOLTAJE

8.1 Índice

La calidad de nivel de voltaje en un punto del sistema de distribución se determinará con el siguiente índice:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100 \text{ [%]}$$

Donde:

ΔV_k = Variación del voltaje de suministro respecto al voltaje nominal en el punto k .

V_k = Voltaje de suministro en el punto k , determinado como el promedio de las medidas registradas (al menos cada 3 segundos) en un intervalo de 10 minutos.

V_N = Voltaje nominal en el punto k .

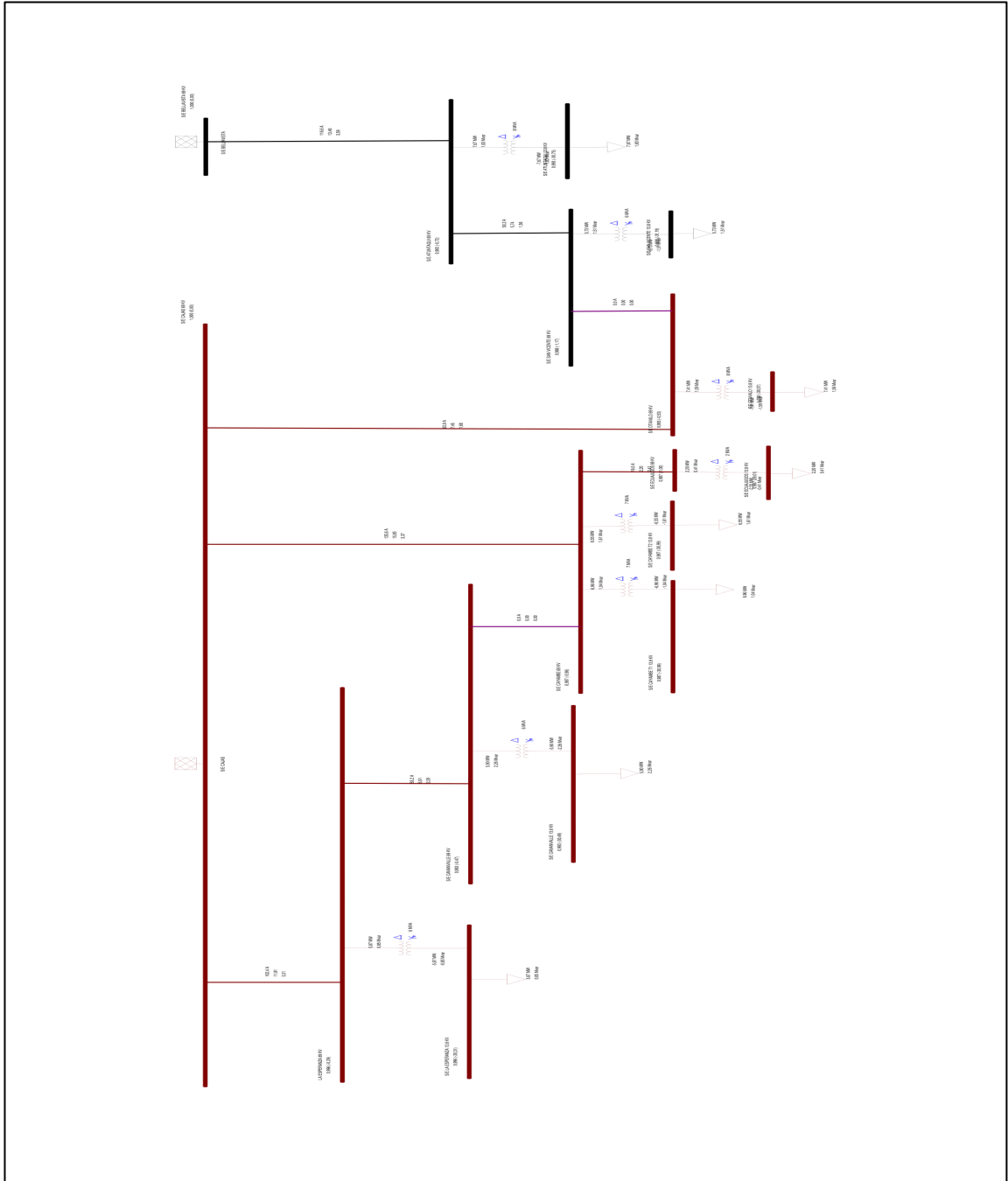
Las variaciones de voltaje admitidas son las siguientes:

Tabla 51. Valores de límites de % de mediciones fuera de estándar.

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	$\pm 5.0 \%$
Medio Voltaje	$\pm 6.0 \%$
Bajo Voltaje	$\pm 8.0 \%$

Fuente: [5]

ANEXO. 18. Simulación en el programa CYME



ANEXO. 19. Diagrama Topológico en el programa ARGIS

