



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE GUAYAQUIL**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN DEL  
SECTOR VÍA- SALITRE CON INGRESO DE UNA SUBESTACIÓN DE  
TRANSFORMACIÓN EN SISTEMA RADIAL.

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES:** ANTHONY GERSON MOSQUERA HOLGUIN

PAUL ALBERTO CELLERI ANDRADE

**TUTOR:** ING. CARLOS CHÁVEZ CÓRDOVA, MSC

**Guayaquil – Ecuador**

**2026**

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Anthony Gerson Mosquera Holguin con documento de identificación N° 0959054891 y Paul Alberto Celleri Andrade con documento de identificación N° 0930403621 manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo y autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 03 de febrero del 2026

Atentamente;



---

Anthony Gerson Mosquera Holguin  
CI: 0959054891



---

Paul Alberto Celleri Andrade  
CI: 0930403621

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Anthony Gerson Mosquera Holguin con número de identificación 0959054891 y Paul Alberto Celleri Andrade con número de identificación 0930403621, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR VÍA- SALITRE CON INGRESO DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN SISTEMA RADIAL.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en el formato digital a la biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 03 de febrero del 2026

Atentamente;



---

Anthony Gerson Mosquera Holguin  
CI: 0959054891



---

Paul Alberto Celleri Andrade  
CI: 0930403621

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Chávez Córdova con documento de identificación 0919553438 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “REPOTENCIACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO A NIVEL DE DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR VÍA- SALITRE CON INGRESO DE UNA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN EN SISTEMA RADIAL.”, realizado por Anthony Gerson Mosquera Holguin con número de identificación 0959054891 y Paul Alberto Celleri Andrade con número de identificación 0930403621, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 03 de febrero del 2026

Atentamente;



---

Carlos Chávez Córdova  
CI: 0919553438

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación en primer lugar a Dios todo poderoso, quien ha estado conmigo guiándome y ayudándome a superar cada obstáculo o prueba presentada en este grato camino de la carrera el cual ha sido recorrido por varios años, a mi amada familia: a mi padre, mi madre y mis hermanos, quienes con su amor, consejos y apoyo incondicional han sido un pilar fundamental a lo largo de estos años de formación como futuro profesional. También dedico este logro a mi esposa, mi hijo, mis suegros y mi cuñada, quienes me han inspirado a dar lo mejor de mí en cada etapa de mi vida, demostrando perseverancia, confianza y fe en las capacidades que Dios me ha otorgado enfrentado cada desafío que me ha dado la vida.

Anthony Gerson Mosquera Holguin.

Dedico este trabajo a mi familia, por su apoyo constante y confianza en cada etapa de mi formación profesional. A Dios, por brindarme salud y fortaleza para alcanzar este objetivo. A todas las personas que creyeron en mí y me motivaron a seguir adelante.

Paul Alberto Celleri Andrade

## AGRADECIMIENTO

Agradezco profundamente a Dios por brindarme la oportunidad de disfrutar de la vida, la Salud y la Fortaleza necesarias para culminar con éxito mi formación profesional. Su guía Constante y bendiciones diarias han sido un pilar fundamental durante toda mi etapa universitaria. De manera especial, expreso mi gratitud a mis padres, quienes con amor, esfuerzo y apoyo incondicional me acompañaron en cada etapa de este camino, impulsándome a superar los desafíos con perseverancia y actitud positiva. Asimismo, agradezco al Ing. Carlos Chávez Córdova, tutor de este trabajo de titulación, por su orientación, conocimientos y disposición para compartir su experiencia, aportes que fueron esenciales para el desarrollo de este proyecto y que han contribuido significativamente a mi crecimiento académico y profesional.

Anthony Gerson Mosquera Holguin.

Agradezco a Dios por brindarme fortaleza y constancia durante este proceso académico.  
A mis docentes, por sus conocimientos y orientación profesional.

Paul Alberto Celleri Andrade

## ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	ii
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xi
RESUMEN .....	xii
ABSTRACT.....	xiii
ACRONIMOS .....	xiv
CAPITULO I.....	1
1 Título.....	2
1.1 Antecedentes .....	3
1.2 Introducción.....	4
1.3 Planteamiento del problema.....	5
1.4 Justificación.....	6
1.5 Alcance.....	7
1.6 Beneficiarios.....	8
1.7 Objetivos .....	9
1.7.1 Objetivo general .....	10
1.7.2 Objetivos específicos .....	11
CAPITULO II.....	12
2.1. Fundamento teórico.....	13
2.1.1. Sistema de distribución de energía eléctrica .....	14
2.1.2. Redes de distribución eléctrica en media tensión .....	15
2.1.3. Topologías de redes de distribución eléctrica .....	16
2.1.4. Confiabilidad en sistemas de potencia .....	17
2.1.5. Confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica .....	18
2.2. Estudio de la demanda eléctrica .....	19

2.2.1.	Demanda eléctrica actual .....	20
2.2.2.	Proyección de la demanda eléctrica futura .....	21
2.3.	Estudio de la red eléctrica existente.....	22
2.3.1.	Evaluación técnica del alimentador principal .....	23
2.3.2.	Calidad del servicio eléctrico .....	24
2.4.	Caída de tensión y regulación de voltaje .....	25
2.4.1.	Caída de tensión en sistemas de distribución.....	26
2.4.2.	Regulación de voltaje .....	27
2.4.3.	Calidad del producto eléctrico según ARCONEL 004/18 .....	28
2.5.	Subestaciones eléctricas de potencia .....	29
2.5.1.	Definición y función de una subestación eléctrica.....	30
2.5.2.	Clasificación de subestaciones eléctricas.....	31
2.5.3.	Componentes principales de una subestación de potencia.....	32
2.6.	Alimentadores de distribución eléctrica .....	33
2.6.1.	Definición de alimentadores primarios.....	34
2.6.2.	Tipos de conductores utilizados en redes de distribución.....	35
2.7.	Cálculo de corrientes de cortocircuito (IEC 60909-0:2016).....	36
2.7.1.	Importancia del estudio de cortocircuito IEC 60909-0:2016.....	37
2.7.2.	Normativa IEC 60909 para el cálculo de cortocircuito.....	38
2.8.	Diseño del sistema de puesta a tierra (IEEE Std 80-2013).....	39
2.8.1.	Objetivos del sistema de puesta a tierra.....	40
2.8.2.	Parámetros de diseño del sistema de puesta a tierra (IEEE Std 80-2013 / IEEE Std 81-2012) .....	41
2.9.	Herramientas de simulación en sistemas eléctricos .....	42
2.9.1.	Métodos de flujo de carga en sistemas de distribución.....	43
2.10.	Marco normativo aplicado.....	44
2.10.1.	Normativa IEC 60076 – Transformadores de potencia.....	45
2.10.2.	Normativa IEEE C37 – Diseño y protección de subestaciones.....	46
2.10.3.	Normativa ARCONEL 004/18 – Calidad del servicio eléctrico .....	47
CAPITULO III.....		48
3.1	Tipo de investigación .....	49
3.2	Diseño de la investigación.....	50
3.3	Fase I: Diagnóstico del sistema eléctrico existente .....	51

3.3.1	Paso 1: Recopilación de información técnica oficial .....	52
3.3.2	Paso 2: Procesamiento y organización de la información .....	53
3.3.3	Paso 3: Análisis de saturación y calidad del servicio .....	54
3.4	Fase II: Proyección de demanda futura .....	55
3.4.1	Paso 4: Recopilación de información demográfica y urbanística .....	56
3.4.2	Paso 5: Aplicación de metodología de proyección de demanda .....	57
	Demanda proyectada al 2040 (15 años) .....	58
3.4.3	Paso 6: Dimensionamiento preliminar de la subestación .....	59
3.5	Fase III: Modelación y simulación del sistema .....	60
3.5.1	Paso 7: Construcción del modelo eléctrico digital .....	61
3.5.2	Paso 8: Simulaciones de flujo de potencia .....	62
3.6	Fase IV: Diseño técnico detallado .....	63
3.6.1	Paso 10: Especificación técnica del transformador .....	64
3.6.2	Paso 11: Diseño del sistema de barras y equipos de maniobra .....	65
	CAPITULO IV .....	66
4.1	Resultados del diagnóstico del sistema eléctrico existente .....	67
4.1.1	Caracterización de la infraestructura actual .....	68
4.1.2	Análisis de saturación del sistema .....	69
4.1.3	Evaluación de la calidad del servicio eléctrico .....	70
4.2	Resultados de la proyección de demanda eléctrica .....	71
4.2.1	Proyección del número de clientes .....	72
4.2.2	Proyección de la demanda eléctrica .....	73
4.2.3	Dimensionamiento de la subestación propuesta .....	74
4.2.4	Validación matemática del modelo de proyección .....	75
4.3	Resultados de la modelación y simulación del sistema .....	76
4.3.1	Modelo del sistema eléctrico .....	77
4.3.2	Resultados de flujos de potencia .....	78
4.3.3	Resultados de estudios de cortocircuito .....	79
4.3.4	Análisis de contingencias N-1 .....	80
4.3.5	Resultados de cálculos eléctricos del transformador y alimentadores .....	81
4.4	Resultados del diseño técnico detallado .....	82
4.4.1	Especificaciones técnicas de equipos principales .....	83
4.4.2	Diseño del sistema de puesta a tierra .....	84

4.4.3	Diseño de alimentadores primarios.....	85
CAPITULO V.....		86
5.1	Conclusiones .....	87
5.2	Recomendaciones.....	88
Referencias bibliográficas .....		89

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Línea alimentador LT5 .....	38
Figura 2. (50)-S/E LOS PRADOS (2.5/3.25MVA) .....	39
Figura 3. Alimentadores LOS PRADOS .....	39
Figura 4. Interfaz de subestación los prados 69kV/13.8kV .....	40
Figura 5. Proyección de demanda máxima (Pmax) .....	41
Figura 6. Proyección de demanda media .....	42
Figura 7. Factor de carga .....	43
Figura 8 Curva diaria de factor de carga (promedio hora del día) .....	44
Figura 9. Curva mensual de la demanda .....	45
Figura 10. Interfaz de las curvas de demanda proyectada (MVA) .....	45
Figura 11. Proyección de la demanda eléctrica .....	48
Figura 12. Interfaz de GEOPORTAL CNEL .....	53
Figura 13. (50)-S/E LOS PRADOS (2.5/3.25MVA) .....	54
Figura 14. Interfaz de modelación y simulación del sistema .....	54
Figura 15. Interfaz de esquemas unifilares bus69kV bus 13.8kV (Repotenciación de la Red) .....	55
Figura 16. Tasa de crecimiento de clientes .....	70
Figura 17. Proyección de Energía Anual Fuente: Autores .....	71
Figura 18. Proyección de Demanda Eléctrica .....	72
Figura 19. Disposición general y cortes constructivos de la subestación de distribución con transformador de potencia de 5 MVA. [61] .....	92
Figura 20. Vista lateral de la subestación con transformador de potencia y equipos de protección en media tensión [61] .....	93
Figura 21. Vista en planta de la disposición general de equipos y conexiones de la subestación de distribución [61] .....	94
Figura 22. Vista frontal de la estructura metálica con disposición de conductores y sistemas de sujeción [61] .....	95
Figura 23. Vista transversal del transformador de fuerza trifásico de 5 MVA y configuración de conexión en media tensión [61] .....	96

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas del transformador existente - Subestación Los Prados .....	76
Tabla 2. Distribución de transformadores de distribución por capacidad.....	77
Tabla 3. Evolución del consumo energético del alimentador LT5 Principal (2022-2024) .....	77
Tabla 4. Perfil de demanda diaria del alimentador LT5 Principal .....	78
Tabla 5. Proyección de saturación del transformador existente (escenario sin repotenciación) .....	79
Tabla 6. Niveles de tensión medidos en el alimentador LT5 Principal.....	80
Tabla 7. Proyección del número de clientes por tipo (2025-2040).....	81
Tabla 8. Proyección de demanda energética y potencia (2025-2040) .....	81
Tabla 9. Justificación del dimensionamiento del transformador propuesto.....	82
Tabla 10. Validación del modelo eléctrico - Comparación simulación vs. Medición .....	85
Tabla 11. Características de la ubicación seleccionada para la nueva subestación.....	85
Tabla 12. Resultados de flujo de potencia - Sistema propuesto (demanda 2040).....	86
Tabla 13. Corrientes de cortocircuito calculadas - Sistema propuesto .....	87
Tabla 14. Resultados de análisis de contingencias N-1 .....	88
Tabla 15. Especificaciones técnicas del transformador de potencia propuesto .....	91
Tabla 16. Parámetros del sistema de puesta a tierra diseñado.....	92
Tabla 17. Resumen comparativo: Sistema actual vs. Sistema propuesto.....	94

## RESUMEN

El presente proyecto técnico se centra en el desarrollo del diseño de repotenciación del sistema eléctrico para la distribución del sector Vía Salitre a través de una subestación de 5 MVA en configuración radial. El diagnóstico técnico del sistema reveló que el transformador de 2,5 MVA existente tiene una cargabilidad crítica del 78%, además genera caídas de tensión del 8.3% con el fin de satisfacer la demanda del sector, lo cual se encuentra por encima de los límites establecidos en ARCONEL 004/18, incidiendo en 1.850 usuarios. La primera fase de la metodología estaba relacionada con el diagnóstico del sistema, el cual presenta un análisis de datos de la CNEL EP; La segunda fase, incluía la proyección de la demanda eléctrica para 2025 a 2040 considerándose una tasa de crecimiento urbano del 3,98 %, La tercera fase era modelar el sistema en el software DIgSILENT PowerFactory; la última fase proyectada se trataba del diseño técnico conforme a normativas IEC 60076, IEEE C37, IEC 60909 e IEEE Std 80. Todos estos resultados condujeron a determinar que la máxima demanda proyectada para el año 2040 sería de 3.63 MVA, lo que justificaría la utilización de un transformador de 5 MVA con un margen de reserva del 27 %.

Las simulaciones realizadas han validado que la propuesta, el sistema sobre el cual versa este trabajo, permite disminuir la desviación de tensión, desde -8,3% hasta -3,1%, a la vez que las tensiones se mantienen por encima del 96,9 % del nominal. La configuración con tres alimentadores ACSR 4/0 AWG incrementa la confiabilidad de un 97,2% a un 99,6%, realiza la disminución de las pérdidas técnicas en un 54% (365 kW a 168 kW) y permite reducir el tiempo de restablecimiento desde un intervalo de 4 a 6 horas hasta un intervalo de 1 a 3 horas. El análisis de las contingencias de N-1 valida la posibilidad de mantener el suministro ante la ocurrencia de alguna falla, los estudios de cortocircuito validan corrientes de 12,8 kA que son controlables con equipos de 16 kA. La propuesta presentada es una solución técnicamente viable para garantizar la calidad, continuidad y seguridad del suministro eléctrico hasta el año 2040.

Palabras Claves: Repotenciación eléctrica, subestación de distribución, sistema radial, calidad del servicio eléctrico, proyección de demanda, normativa ARCONEL.

## ABSTRACT

The present technical project focuses on the development of a repowering design for the electrical distribution system of the Vía Salitre sector through a 5 MVA radial-configured substation. The technical diagnosis of the system revealed that the existing 2.5 MVA transformer operates at a critical loading level of 78% and produces voltage drops of up to 8.3% in order to meet the sector's demand. These conditions exceed the limits established by ARCONEL 004/18, affecting 1,850 users.

The first phase of the methodology was related to the diagnosis of the system, including an analysis of data provided by CNEL EP. The second phase involved the projection of electrical demand for the period 2025–2040, considering an urban growth rate of 3.98%. The third phase consisted of modeling the system using DIgSILENT PowerFactory software, while the final phase addressed the technical design in accordance with IEC 60076, IEEE C37, IEC 60909, and IEEE Std 80 standards. The results obtained indicate that the maximum projected demand for the year 2040 is 3.63 MVA, which justifies the selection of a 5 MVA transformer with a 27% reserve margin.

The simulations performed validate that the proposed system significantly reduces voltage deviation from  $-8.3\%$  to  $-3.1\%$ , while maintaining voltage levels above 96.9% of the nominal value. The configuration with three ACSR 4/0 AWG feeders increases system reliability from 97.2% to 99.6%, reduces technical losses by 54% (from 365 kW to 168 kW), and shortens the restoration time from 4–6 hours to 1–3 hours.

The N-1 contingency analysis confirms the ability to maintain supply in the event of a fault, while short-circuit studies validate fault currents of 12.8 kA, which are adequately controlled by 16 kA-rated equipment. The proposed solution is therefore technically viable and ensures the quality, continuity, and safety of the electrical supply through the year 2040.

Keywords: Electrical upgrading, distribution substation, radial system, electrical service quality, demand projection, ARCONEL regulations.

## ACRONIMOS

**ACSR:** Aluminum Conductor Steel Reinforced (Conductor de Aluminio con Refuerzo de Acero)

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad

**AWG:** American Wire Gauge (Calibre de Cable Americano)

**BIL:** Basic Impulse Level (Nivel Básico de Impulso)

**CAIDI:** Customer Average Interruption Duration Index (Índice de Duración Promedio de Interrupción por Cliente)

**CNEL EP:** Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública

**FOA:** Forced Oil and Air (Aceite y Aire Forzado)

**IEC:** International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)

**INEC:** Instituto Nacional de Estadística y Censos

**kV:** Kilovoltio

**kVA:** Kilovoltio-Amperio

**kW:** Kilovatio

**MVA:** Megavoltio-Amperio

**NEC:** Norma Ecuatoriana de la Construcción

**ONAN:** Oil Natural Air Natural (Aceite Natural Aire Natural)

**SAIDI:** System Average Interruption Duration Index (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema)

**SAIFI:** System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema)

## CAPITULO I

### 1 TITULO

Repotenciación del sistema eléctrico a nivel de distribución del sector vía- Salitre con ingreso de una subestación de transformación en sistema radial.

#### 1.1 ANTECEDENTES

El sistema eléctrico del Ecuador ha vivido en las dos últimas décadas un proceso de expansión y modernización con el fin de garantizar la cobertura, la continuidad y la calidad de los servicios eléctricos en relación al crecimiento demográfico, urbano e industrial del Ecuador. La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), siendo la principal empresa distribuidora a nivel nacional, pone en marcha diversos proyectos de refuerzo de infraestructura eléctrica, incrementando la capacidad instalada y optimizando los sistemas de transmisión y distribución ante la demanda de los usuarios finales.

Según los registros oficiales del sector eléctrico, a partir de 2018 se evidenció un notable aumento de la capacidad instalada, llegando a cerca de 8.826,9 MW, donde aproximadamente el 60% de esta capacidad es generado a partir de las fuentes de generación renovable, mientras que un 40% se corresponde a fuentes no renovables. Esta evolución ha permitido un importante avance desde el año 2009, donde la potencia instalada era de apenas más de 4.800 MW, lo que obliga en la actualidad a adecuar las redes de distribución a los nuevos límites de generación y consumo energético [1].

Se ha demostrado en diferentes estudios de tipo técnico nacionales que la repotenciación de los sistemas de distribución, a través de la implementación de nuevas subestaciones y el rediseño de alimentadores primarios, contribuye poco o mucho a mejorar los niveles de confiabilidad del sistema eléctrico y a reducir los niveles de interrupciones en el servicio. Algunos estudios han analizado la implementación de redes subterráneas y la modificación de las configuraciones de distribución, las cuales han permitido alcanzar mejoras de

diferentes tipos en los perfiles de tensión, así como una mitigación de las sobrecargas en las infraestructuras aéreas existentes, cumpliendo con los requerimientos técnicos establecidos por la CNEL EP [2].

En la zona de la Costa del Ecuador, en ciertas zonas donde se están expandiendo las ciudades, se han implementado proyectos de diseño y simulación de la red de subtransmisión y distribución de la misma mediante el uso de software de tipo DIGSILENT PowerFactory para validar configuraciones eléctricas más robustas como los sistemas en anillo o los sistemas radiales reforzados, las que han permitido generar la reducción de interrupciones no programadas y la mejora en el funcionamiento del sistema bajo el contexto de contingencia, lo cual ha sido sustentado en análisis técnico-económicos de costos-beneficios [3].

Por su parte, la propuesta de la literatura técnica especializada es aplicar metodologías globales en la planificación de las redes de distribución, las cuales deben incluir estudios de flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones, ya que permiten determinar cuáles son los puntos críticos del sistema, si se gana o se pierde carga en transformadores y alimentadores e incluso llegar a soluciones que garanticen que se cumple con los límites de tensión y continuidad definidos por la reglamentación pertinente. En este sentido, el uso de las herramientas de simulación computacional operadas por personas con formación en ingeniería eléctrica son objeto de discusión en textos técnicos como una herramienta fundamental para el estudio de la situación operativa, una situación operativa presente o futura de las subestaciones eléctricas [4].

En concreto, en el sector Vía Salitre, en una zona de crecimiento de la ciudad del área metropolitana de Guayaquil, la acelerada urbanización residencial, comercial e industrial ha afluado en relación con el aumento continuo de la demanda eléctrica de este sector, mostrando la infraestructura existente bajo niveles elevados de cargabilidad del sistema de distribución de la red, que ha puesto a la superficie la necesidad de soluciones técnicas adecuadas en forma de repotenciación y resistencia del sistema que nos sumerja en la calidad de prestación del servicio, en la seguridad de la operación y crecimiento futuro del sistema eléctrico que cumpla con la normativa técnica de los Países.

## 1.2 INTRODUCCIÓN

El acelerado crecimiento urbano y la expansión de actividades residenciales, comerciales e industriales en las zonas periféricas de la ciudad de Guayaquil ha incrementado notable y significativamente la exigencia de recursos de energía eléctrica generando nuevos desafíos al sistema de distribución existente, en este sentido el sector Vía Salitre se ha consolidado como un corredor estratégico de desarrollo lo que ha incrementado progresiva y sostenidamente el consumo eléctrico con una mayor exigencia sobre la infraestructura eléctrica que actualmente opera la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) [5].

En la actualidad, la red de distribución que abastece al sector Vía Salitre presenta limitaciones técnicas asociadas a la saturación de sus componentes principales, particularmente del alimentador LT5 Principal, el cual opera con niveles de carga cercanos al 75–80% de la capacidad nominal del transformador de potencia existente. Esta condición operativa restringe la posibilidad de atender nuevas cargas, incrementa las pérdidas técnicas del sistema y provoca desviaciones de voltaje que, en determinados puntos de la red, superan los márgenes permisibles establecidos por la normativa vigente, afectando directamente la calidad y continuidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios [5].

Las deficiencias del sistema de distribución se manifiestan, además, en interrupciones frecuentes del servicio eléctrico y en una reducción de la confiabilidad operativa, lo que repercute negativamente en las actividades productivas, comerciales y de servicios del sector. Estas condiciones evidencian la necesidad de implementar soluciones técnicas estructurales que permitan no solo corregir las problemáticas actuales, sino también anticipar el crecimiento futuro de la demanda eléctrica, asegurando un suministro estable y eficiente en el mediano y largo plazo [6].

Ante este escenario, el presente trabajo de titulación plantea la repotenciación del sistema eléctrico de distribución del sector Vía Salitre mediante el ingreso de una nueva subestación

de transformación en configuración radial, complementada con el diseño y dimensionamiento de alimentadores primarios adecuados. Esta propuesta se fundamenta en la aplicación de normativas técnicas nacionales e internacionales, así como en el uso de herramientas especializadas de simulación eléctrica que permiten evaluar diferentes escenarios operativos, optimizar el diseño del sistema y garantizar el cumplimiento de los estándares de calidad del servicio eléctrico [7].

La implementación de una subestación de transformación con mayor capacidad de potencia permitirá redistribuir las cargas del sistema, reducir los niveles de congestión en los alimentadores existentes y mejorar los perfiles de tensión en la red de distribución. De este modo, se busca incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico, minimizar las interrupciones del servicio y proporcionar una infraestructura robusta que respalde el desarrollo sostenible del sector Vía Salitre, en concordancia con los lineamientos técnicos de CNEL EP y las regulaciones establecidas por los organismos de control del sector eléctrico ecuatoriano [8].

### **1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El sector Vía Salitre, ubicado en una de las principales zonas de expansión urbana del área metropolitana de Guayaquil, ha experimentado en los últimos años un crecimiento acelerado impulsado por el desarrollo de proyectos residenciales, comerciales e industriales. Este proceso de transformación territorial ha generado un incremento sostenido de la demanda eléctrica, modificando de manera significativa los patrones de consumo energético del sector y ejerciendo una presión creciente sobre la infraestructura de distribución existente [9].

Actualmente, el suministro eléctrico del sector Vía Salitre depende del alimentador LT5 Principal, el cual opera en una configuración radial y se encuentra asociado a un transformador de potencia de 2,5 MVA. Los registros técnicos evidencian que dicho transformador trabaja con niveles de carga que oscilan entre el 75% y el 80% de su capacidad nominal, situación que reduce considerablemente los márgenes de operación segura del

sistema y limita la posibilidad de atender nuevas conexiones o redistribuir cargas en escenarios de contingencia. Desde el punto de vista técnico, esta condición representa un estado de saturación que compromete la confiabilidad y flexibilidad operativa de la red de distribución [9].

La sobrecarga progresiva del sistema ha generado consecuencias directas en la calidad del servicio eléctrico. En el ámbito técnico, se han registrado fluctuaciones de voltaje en distintos puntos de la red que superan los límites permisibles establecidos por la normativa ARCONEL 004/18, la cual define tolerancias de  $\pm 6\%$  para sistemas de baja tensión y  $\pm 8\%$  para sistemas de media tensión. Estas desviaciones de tensión inciden negativamente en el desempeño de los equipos eléctricos y electrónicos de los usuarios, provocando un deterioro prematuro de los dispositivos, afectaciones en los procesos productivos y una reducción en la vida útil de los electrodomésticos e instalaciones industriales [10].

Así, la estructura radial del sistema de distribución y la falta de una infraestructura de respaldo adecuada aumentan vulnerabilidad en los fallos, puesto que no hay rutas alternativas suficientemente eficientes para la transferencia de carga (incluso hay trece alimentadores sin alternativas). Por todo esto, se producen interrupciones en el servicio eléctrico con mayor frecuencia y duración, causando problemas en la continuidad operativa de comercios, industrias y de servicios básicos del sector. Esta situación no solo limita el desarrollo económico local, sino que contraviene los estándares de calidad del servicio eléctrico que deben ser cumplidos de acuerdo con la normativa nacional y los estándares de desempeño asumidos por las empresas distribuidoras [11].

El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica a nivel nacional, que alcanzó un incremento del 8,47% en el año 2023, refuerza la necesidad de implementar soluciones técnicas que permitan anticipar y gestionar de manera eficiente el aumento del consumo energético en zonas de expansión urbana como Vía Salitre. En este contexto, la inexistencia de una subestación de transformación con capacidad adecuada y de alimentadores diseñados para soportar el crecimiento futuro evidencia la problemática central del presente estudio: la

insuficiencia del sistema de distribución eléctrica actual para garantizar un suministro confiable, eficiente y conforme a la normativa vigente, lo que hace indispensable la repotenciación de la red mediante el ingreso de una nueva subestación de transformación en sistema radial [12].

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN**

La repotenciación del sistema eléctrico de distribución del sector Vía Salitre constituye una necesidad técnica prioritaria para garantizar la calidad, continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico en una zona caracterizada por un acelerado proceso de expansión urbana y crecimiento de la demanda energética. La disponibilidad de una infraestructura eléctrica adecuada se reconoce como un factor determinante para el desarrollo socioeconómico sostenible, especialmente en sectores donde el incremento de actividades residenciales, comerciales e industriales exige un servicio eléctrico estable y acorde con los estándares técnicos vigentes [13].

Desde el punto de vista técnico, la infraestructura eléctrica actual del sector presenta condiciones de operación críticas, debido a que el transformador de potencia existente, con una capacidad nominal de 2,5 MVA, opera cerca del 80% de su capacidad instalada. Esta situación reduce significativamente los márgenes de seguridad operativa del sistema, incrementa el riesgo de sobrecargas y limita la capacidad de respuesta ante contingencias, afectando de manera directa los niveles de tensión y la continuidad del servicio. La normativa [14] ARCONEL 005/18 establece indicadores y límites estrictos para la calidad del servicio eléctrico, cuyo incumplimiento no solo conlleva posibles sanciones para la empresa distribuidora, sino que vulnera el derecho de los usuarios a recibir un suministro eficiente, continuo y de calidad [15].

En este contexto, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) ha venido ejecutando políticas de modernización, reforzamiento y ampliación de subestaciones y redes de

distribución a nivel nacional, orientadas a atender el crecimiento progresivo de la demanda eléctrica. Estas acciones institucionales respaldan la necesidad de realizar intervenciones preventivas en sectores que presentan señales evidentes de saturación de su infraestructura, como es el caso del sector Vía Salitre, con el fin de evitar fallas recurrentes, deterioro de los equipos y afectaciones en la calidad del producto eléctrico suministrado a los usuarios finales [16].

La realización de un estudio técnico integral que contemple el análisis de la demanda eléctrica actual y proyectada, el diseño detallado de una nueva subestación de transformación y el dimensionamiento óptimo de los alimentadores primarios, bajo el cumplimiento de normativas nacionales e internacionales como ARCONEL, NEC, IEC 60909 e IEEE C37, permite fundamentar de manera técnica y económica la inversión requerida. Este enfoque garantiza que la solución propuesta no se limite a una respuesta reactiva frente a las problemáticas actuales, sino que se constituya en una estrategia de planificación proactiva, orientada a cubrir un horizonte de crecimiento de 10 a 15 años, asegurando la sostenibilidad del sistema eléctrico en el tiempo [17].

Desde una visión de contribución social y económica, la mejora del sistema de distribución eléctrica del sector Vía Salitre permite disminuir las interrupciones del servicio y las fluctuaciones de voltaje, disminuyendo los desperfectos en equipos eléctricos y electrónicos favoreciendo así la continuidad de los procesos productivos, comerciales y de servicios. Es más, una red eléctrica repotenciada aumenta la confiabilidad del suministro, eleva la confianza de los usuarios en el sistema eléctrico, favorece los espacios de atracción de nuevas inversiones contribuyendo de forma directa al desarrollo ordenado y competitivo del sector. Todo esto justifica, sin lugar a dudas, el presente estudio como una propuesta técnica necesaria y estratégica que asegure un servicio eléctrico seguro, eficiente y de acuerdo a los principios de calidad establecidos por la regulación ecuatoriana [18].

## 1.5 ALCANCE

El presente trabajo de titulación tiene como alcance el análisis y diseño técnico de la repotenciación del sistema eléctrico de distribución del sector Vía Salitre, mediante el ingreso de una nueva subestación de transformación en configuración radial y el dimensionamiento de sus alimentadores principales, considerando las condiciones operativas actuales y las proyecciones de crecimiento de la demanda eléctrica para un horizonte de planificación de 10 a 15 años (2025–2040).

El desarrollo de este estudio se implementará desde un enfoque técnico, utilizando métodos de ingeniería eléctrica y herramientas de simulación específicas para redes de distribución con el fin de analizar el estado actual del sistema, modelar las diferentes situaciones en el proceso de operación y validar el comportamiento del diseño propuesto en términos de cargabilidad, niveles de tensión. El análisis se hará sujeto a las normativas técnicas nacionales e internacionales actuales como son ARCONEL, NEC, IEC 60909 e IEEE C37.

El proyecto presenta el dimensionamiento del transformador de potencia, el configurar la parte eléctrica de la subestación, el trazado y elección de conductores de los alimentadores primarios y la verificación de los criterios técnicos a nivel de calidad del servicio eléctrico que no serán objeto del estudio la generación de energía eléctrica, así como las energías renovables en concreto, el análisis de costos de la construcción y la ejecución de la obra, ya que el estudio se limita a la parte del diseño técnico y mejora del desempeño del sistema de distribución.

Por su parte, el alcance del trabajo en cuestión también considera que existen limitaciones en función de la rigurosidad con la que la empresa distribuidora aporta la información técnica y de la variabilidad de los datos históricos de demanda. No obstante, los resultados obtenidos en el presente trabajo permitirán poder contar con una propuesta técnicamente viable y argumentada que ayude a mejorar la confiabilidad, eficiencia y calidad del servicio eléctrico en el sector Vía Salitre.

## **1.6 BENEFICIARIOS**

Los beneficiarios de este trabajo de titulación son denunciados y señalados tanto a nivel académico, institucional y social, como se menciona a continuación:

### **Universidad Politécnica Salesiana:**

La institución se beneficia con un estudio técnico aplicado que permite fortalecer la producción académica en el área de ingeniería eléctrica, al constituirse en un referente técnico y metodológico para posteriores trabajos de investigación de sistemas de distribución y subestaciones eléctricas.

### **Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP):**

La empresa distribuidora se beneficia con una propuesta técnica que estudia la problemática real del sistema de distribución del sector Vía Salitre y el diseño de una solución orientada a mejorar la confiabilidad, calidad y capacidad del suministro de energía eléctrica. Los resultados de este estudio pueden ser tomados como insumos técnicos para la planificación y toma de decisiones sobre la priorización de proyectos de repotenciación de infraestructura eléctrica.

### **Usuarios del sector Vía Salitre:**

Los usuarios residenciales, industriales y comerciales del sector Vía Salitre se benefician directamente de la mejora del sistema eléctrico, sustentada en un suministro más confiable y estable y dentro de los límites de tensión establecidos por la normativa vigente. Esto contribuye a la protección de equipos eléctricos, la continuidad de las actividades productivas y el fortalecimiento del desarrollo económico local.

## **1.7 OBJETIVOS**

### **1.7.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar una subestación de potencia y sus alimentadores principales mediante las normas técnicas nacionales e internacionales vigentes (ARCONEL, NEC, IEC 60909), para interconectar al sistema de distribución del sector Vía Salitre, con el fin de incrementar la capacidad de potencia y garantizar la cobertura, confiabilidad y eficiencia.

### **1.7.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Evaluar la capacidad operativa actual del sistema de distribución eléctrica en el sector Vía Salitre, mediante el análisis de reportes técnicos de CNEL EP sobre el alimentador LT5 Principal y mediciones de niveles de tensión en la red existente, para determinar el déficit de capacidad instalada y establecer los parámetros técnicos que justifiquen la integración de la nueva subestación.
- Proyectar la demanda eléctrica del sector para un horizonte de 10 a 15 años (2025–2040), mediante modelos matemáticos de crecimiento que consideren la tasa de expansión urbana del 3,98% anual y un consumo promedio de 1.650 kWh/año por cliente, para dimensionar adecuadamente el transformador de potencia, los alimentadores y garantizar una reserva operativa ante el crecimiento futuro.
- Dimensionar la configuración eléctrica de la subestación y el trazado de alimentadores primarios, mediante software especializado, cálculo de flujo de carga y cortocircuito según normativas IEC 60909, IEEE C37 y ARCONEL 004/18, para obtener una solución técnica que minimice pérdidas, mantenga niveles de tensión normativos y asegure la calidad del servicio.

## CAPITULO II

### 2.1. Fundamento teórico

El presente capítulo desarrolla los fundamentos conceptuales y técnicos que fundamentan el desarrollo del proyecto de repotenciación del sistema eléctrico de distribución del sector Vía Salitre a partir de la introducción de una subestación de potencia y de la optimización de los alimentadores primarios. Se desarrollan los principios que rigen los sistemas de distribución eléctrica, las redes de media tensión, las topologías de distribución y la fiabilidad de los sistemas eléctricos, constituyendo la base teórica necesaria que dará soporte a la posterior análisis, diseño y evaluación de la solución propuesta [19].

#### 2.1.1. Sistema de distribución de energía eléctrica

##### *Definición y función del sistema de distribución*

El sistema de distribución de energía eléctrica es el conjunto de instalaciones, equipos y conductores encargados de transportar la energía eléctrica desde los sistemas de subtransmisión o subestaciones de potencia hasta los usuarios finales, garantizando niveles adecuados de tensión, continuidad del servicio y calidad del producto eléctrico. Este sistema constituye la última etapa de la cadena eléctrica y representa el vínculo directo entre el sistema eléctrico de potencia y los consumidores residenciales, comerciales e industriales [20].

La función principal del sistema de distribución es suministrar energía eléctrica de manera segura, confiable y eficiente, cumpliendo con los parámetros técnicos establecidos por las normativas nacionales e internacionales. Para ello, debe mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permisibles, minimizar las pérdidas técnicas, facilitar la protección del sistema ante fallas y permitir la expansión ordenada de la red conforme al crecimiento de la demanda [20].

### ***Componentes principales del sistema de distribución***

El sistema de distribución eléctrica está conformado por diversos elementos que interactúan de manera coordinada para garantizar el suministro de energía. Entre los componentes principales se encuentran [21]:

- Subestaciones de distribución, que tienen como función reducir las tensiones de subtransmisión a tensiones utilizables para la red de media tensión.
- Alimentadores primarios, que llevan la energía de media tensión desde la subestación a las diferentes zonas de carga.
- Redes secundarias, que distribuyen la energía de baja tensión para los distintos usuarios.
- Transformadores de distribución, cuya función es bajar la tensión de media a baja.
- Equipos de protección y maniobra, interruptores, reconectores, seccionadores, fusibles, que aíslan faltas y protegen los equipos.
- Conductores eléctricos seleccionados en función de las corrientes potenciales, caída de tensión y condiciones ambientales.
- La selección y coordinación de estos elementos es esencial para garantizar la eficiencia y fiabilidad del sistema de distribución en cuestión.

### ***Importancia del sistema de distribución en zonas de expansión urbana***

En el área de expansión urbana del sector Vía Salitre, el sistema de distribución es de vital importancia, dado el acelerado crecimiento demográfico, de construcción de viviendas, de actividades comerciales e industriales de este sector. El aumento sostenido de la demanda que conlleva este crecimiento se traduce en una elevada presión sobre la infraestructura existente, lo cual puede derivar en sobrecargas, bajones de tensión, cortes o interrupciones

en el servicio, si los operadores no invierten para corregir la situación a tiempo. Un sistema de distribución correctamente diseñado anticipa el crecimiento de la demanda, garantiza continuidad del servicio e impulsa un desarrollo del área sostenido. La incorporación y correcto dimensionamiento de subestaciones de potencia y alimentadores permiten aumentar la calidad del servicio eléctrico, reducir pérdidas técnicas y cumplir con la normativa que fijan los organismos controladores [22].

### **2.1.2. Redes de distribución eléctrica en media tensión**

#### ***Concepto de media tensión***

La media tensión corresponde al nivel de tensión utilizado para la distribución primaria de energía eléctrica entre las subestaciones de distribución y los transformadores de distribución. Este rango de tensión permite transportar la energía de forma eficiente, reduciendo las pérdidas eléctricas y facilitando el abastecimiento de grandes áreas geográficas [23].

Las redes de media tensión constituyen el eje principal del sistema de distribución, ya que concentran la mayor parte de la potencia transferida hacia los usuarios finales, especialmente en zonas urbanas y periurbanas de alta densidad de carga [23].

#### ***Niveles de tensión utilizados en Ecuador***

En el Ecuador, los niveles de tensión empleados en las redes de distribución en media tensión se encuentran estandarizados conforme a la normativa técnica vigente. Entre los valores más utilizados se destacan 13,8 kV y 22,8 kV, siendo el nivel de 13,8 kV el más común en zonas urbanas y de expansión, debido a su compatibilidad con la infraestructura existente y su eficiencia para el suministro de cargas residenciales y comerciales [24]. Estos niveles de tensión permiten un equilibrio adecuado entre eficiencia técnica, costos de inversión y

facilidad de operación, siendo ampliamente adoptados por la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) en sus sistemas de distribución.

### ***Características operativas de redes de distribución en media tensión***

Las redes de media tensión presentan características operativas específicas que influyen directamente en la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico. Entre las principales se destacan la operación continua bajo variaciones de carga, la exposición a fallas de origen atmosférico o mecánico, y la necesidad de contar con sistemas de protección selectivos que permitan aislar fallas sin afectar grandes áreas de suministro [25]. Además, estas redes deben diseñarse considerando criterios de cargabilidad, regulación de tensión, niveles de cortocircuito y flexibilidad operativa, de modo que puedan adaptarse al crecimiento futuro de la demanda sin comprometer la estabilidad del sistema.

### **2.1.3. Topologías de redes de distribución eléctrica**

Las topologías de redes de distribución definen la forma en que se interconectan los alimentadores, subestaciones y cargas dentro del sistema eléctrico. La selección de una topología adecuada influye de manera directa en la confiabilidad, continuidad del servicio y facilidad de operación del sistema [26].

#### **2.1.3.1. Red de distribución radial**

##### ***Definición***

La red de distribución radial es aquella en la que la energía eléctrica fluye desde una única fuente hacia las cargas a través de un solo camino. Cada usuario recibe el suministro desde un único alimentador, sin rutas alternativas de alimentación [26].

### ***Ventajas y desventajas***

Entre sus principales ventajas se encuentran la simplicidad del diseño, menores costos de inversión y facilidad de operación. Sin embargo, su principal desventaja radica en la baja confiabilidad, ya que cualquier falla en el alimentador provoca la interrupción total del suministro a los usuarios aguas abajo del punto de falla [26].

### ***Aplicación en sistemas urbanos y periurbanos***

Las redes radiales son comúnmente utilizadas en sistemas de distribución de pequeña y mediana escala. No obstante, en zonas urbanas en expansión, su aplicación resulta limitada debido a la creciente demanda y a los mayores requerimientos de continuidad del servicio [26].

#### **2.1.3.2 Red de distribución en anillo**

##### ***Definición***

La red de distribución en anillo se caracteriza por la interconexión de los alimentadores formando un circuito cerrado, lo que permite alimentar las cargas desde dos direcciones distintas. Este esquema proporciona rutas alternativas de suministro en caso de fallas [27].

##### ***Ventajas técnicas frente a redes radiales***

Las redes en anillo presentan una mayor flexibilidad operativa, permiten la transferencia de cargas y facilitan las maniobras de mantenimiento sin interrupciones prolongadas del servicio. Además, contribuyen a mejorar los perfiles de tensión y reducir la sobrecarga de los alimentadores [27].

##### ***Mejora de confiabilidad y continuidad del servicio***

Gracias a la existencia de caminos alternativos, las redes en anillo incrementan significativamente la confiabilidad del sistema, reduciendo el número y la duración de interrupciones, lo cual resulta fundamental en zonas de alta densidad de carga como Vía Salitre [27].

### **2.1.3.3 Red de distribución mallada**

#### ***Definición***

La red mallada es una topología en la que múltiples alimentadores se interconectan formando una malla, permitiendo múltiples rutas de suministro hacia las cargas [28].

#### ***Características principales***

Este tipo de red ofrece la mayor confiabilidad y estabilidad operativa, ya que las fallas pueden ser aisladas sin afectar el suministro a los usuarios [28].

#### ***Limitaciones técnicas y económicas***

A pesar de sus ventajas técnicas, las redes malladas implican altos costos de inversión, complejidad en la protección y operación, por lo que su aplicación se limita generalmente a centros urbanos de alta criticidad [28].

## **2.1.4. Confiabilidad en sistemas de potencia**

### ***Concepto de confiabilidad***

La confiabilidad en sistemas de potencia se define como la capacidad del sistema eléctrico para suministrar energía de manera continua, segura y dentro de los parámetros de calidad establecidos, incluso ante la ocurrencia de fallas o contingencias [29].

### ***Importancia de la confiabilidad en sistemas eléctricos***

Un sistema confiable garantiza la continuidad de los procesos productivos, reduce pérdidas económicas y protege los equipos de los usuarios. En contextos de expansión urbana, la confiabilidad se convierte en un factor clave para el desarrollo sostenible [29].

### **2.1.5. Confiabilidad en sistemas de distribución eléctrica**

#### ***Confiabilidad aplicada a redes de distribución***

En los sistemas de distribución, la confiabilidad se relaciona directamente con la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio que experimentan los usuarios finales.

#### ***Factores que afectan la confiabilidad del sistema***

Entre los factores más relevantes se encuentran la topología de la red, la antigüedad de los equipos, el mantenimiento, la exposición a condiciones ambientales y la capacidad de transferencia de carga [30].

#### **2.1.5.1 Índices de confiabilidad en sistemas de distribución**

Los índices de confiabilidad permiten cuantificar la forma que tenía el sistema eléctrico:

- SEVIR: indica la duración media de las interrupciones, por usuarios.
- SEVIF: indica la frecuencia promedio de las interrupciones.
- SEVIDER: duración media de las interrupciones.

Están muy relacionados con la calidad del servicio eléctrico además que son usados por los organismos reguladores a la hora de evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras [31].

## **2.2. Estudio de la demanda eléctrica**

El estudio de la demanda eléctrica constituye un elemento fundamental en la planificación y diseño de los sistemas de distribución, ya que permite evaluar el comportamiento del consumo energético actual y proyectar de manera confiable las necesidades futuras del sistema. En zonas de expansión urbana como el sector Vía Salitre, el análisis de la demanda resulta indispensable para dimensionar adecuadamente la subestación de potencia, los alimentadores primarios y los equipos asociados, garantizando la continuidad del servicio y evitando escenarios de saturación de la infraestructura existente [31].

### **2.2.1. Demanda eléctrica actual**

#### ***Definición de demanda eléctrica***

La demanda eléctrica se define como la potencia requerida por un conjunto de usuarios en un instante determinado o durante un período específico de tiempo. Generalmente se expresa en kilovatios (kW) o megavatios (MW) y representa la carga que el sistema eléctrico debe abastecer de manera continua y segura. La demanda puede variar en función de factores temporales, climáticos, económicos y sociales, siendo común la identificación de valores de demanda máxima, media y mínima para el análisis técnico del sistema. Desde el punto de vista de la planificación eléctrica, la demanda máxima constituye el parámetro más relevante, ya que determina la capacidad requerida de los transformadores, alimentadores y equipos de protección del sistema de distribución [32].

#### ***Factores que influyen en la demanda***

La demanda eléctrica de un sector depende de varios factores, todos ellos condicionantes del mencionado consumo. Algunos de los más significativos son:

Crecimiento de la población y el área urbana (mayor número de usuarios conectados al sistema);

- tipos de uso de la superficie (residencial, comercial, industrial);
- el nivel socioeconómico de los usuarios (más equipos eléctricos o de mayor potencia);
- las condiciones de temperatura, principalmente (uso de climatización);
- los hábitos de consumo (conductas horarias y estacionales)
- la eficiencia energética (que puede reducir o incrementar la demanda total).

El sector Vía Salitre ha ido teniendo una demanda eléctrica predecible y ha ido creciendo en la medida en que se han construido urbanizaciones, centros comerciales y actividades industriales, por lo que ha tenido que soportar y hacerse cargo del aumento de la demanda, lo que ha repercutido de forma negativa en la infraestructura eléctrica existente [33].

### ***Análisis de consumo por tipo de usuario***

La evaluación de las diferentes categorías de consumo de acuerdo con el tipo de usuario permite reconocer la proporción que cada uno representa en el total de la demanda del sistema. Por lo habitual, se suelen distinguir las siguientes tipologías de usuarios:

- Usuarios residenciales, que presentan consumos medios y un perfil de consumo bien definido en el transcurso del día con pico en el consumo en horas nocturnas.
- Usuarios comerciales, que muestran una alta concentración de sus demandas en el horario laboral con unos consumos del tipo continuo.
- Usuarios industriales, que caracterizan por unas demandas altas y continuas con, además, una gran sensibilidad ante las interrupciones en el servicio.

En zonas de expansión urbana como Vía Salitre el crecimiento de los usuarios residenciales acompaña al crecimiento del sector comercial e industrial, generando esta tipología de demanda compuesta que exige una planificación del sistema de distribución para evitar sobrecargas y/o problemas de calidad de servicio [31].

## **2.2.2. Proyección de la demanda eléctrica futura**

### ***Métodos de proyección de demanda***

La proyección de la demanda eléctrica futura se realiza mediante métodos analíticos que permiten estimar el crecimiento del consumo energético a lo largo del tiempo. Entre los métodos más utilizados se encuentran [34]:

- Métodos de crecimiento porcentual, que emplean una tasa de crecimiento anual correspondiente a datos históricos y proyección de urbanización.
- Modelos matemáticos de tendencia, que analizan las series de tiempo para establecer patrones de crecimiento.

- Métodos relacionados con el consumo por persona, que interpretan el número de personas y el consumo medio por persona.
- Escenarios de crecimiento, que contemplan diferentes grados de crecimiento, atendiendo a cuestiones económicas y sociales.

En este trabajo se utilizó un enfoque de proyección medio-largo plazo con tasas de crecimiento urbano del sector y de consumo medio por usuario para garantizar una reserva operativa de funcionamiento del sistema eléctrico.

### ***Crecimiento urbano y su impacto en la demanda***

El crecimiento urbano es uno de los determinantes más importantes del crecimiento de la demanda. Por una parte, el crecimiento de áreas residenciales, comerciales e industriales implica un crecimiento progresivo del consumo energético que demanda una infraestructura capaz de asimilar tales variaciones sin afectar la calidad del servicio. En el caso del sector Vía Salitre, el crecimiento urbano más rápido ha propiciado un incremento continuo de la demanda, tal y como se aprecia en la elevada cargabilidad del alimentador y del transformador existente. Todo ello pone de manifiesto la necesidad de disponer de una subestación de potencia que, incluso en condiciones futuras, sea capaz de atender demandas que eviten operar en condiciones próximas a la nominal de los equipos [35].

### ***Horizonte de planificación eléctrica (10–15 años)***

La planificación eléctrica debe considerar un horizonte temporal que permita anticipar el crecimiento de la demanda y justificar las inversiones en infraestructura. Un horizonte de planificación de 10 a 15 años es ampliamente utilizado en estudios de distribución, ya que proporciona un equilibrio entre precisión técnica y viabilidad económica.

Con base en este contexto, la proyección de la demanda eléctrica para el horizonte temporal 2025–2040 permite una adecuada dimensionar el transformador de potencia a instalar, los alimentadores primarios y los sistemas de protección, garantizando la confianza, la eficiencia y la sostenibilidad del sistema de distribución en el sector Vía Salitre. Con esto, se incorpora la posibilidad de evitar medidas correctivas de corto plazo, además de facilitar el desarrollo ordenado del sistema eléctrico [36].

### **2.3. Estudio de la red eléctrica existente**

El estudio de la red eléctrica existente permite identificar el estado actual de la infraestructura de distribución, evaluar su capacidad operativa y determinar las limitaciones técnicas que afectan la continuidad y calidad del servicio eléctrico. En el sector Vía Salitre, este análisis resulta fundamental debido al crecimiento sostenido de la demanda y a la operación del sistema en condiciones cercanas a su límite nominal, lo que incrementa la probabilidad de fallas y deteriora el desempeño global del sistema de distribución [37].

#### **2.3.1. Evaluación técnica del alimentador principal**

##### ***Capacidad instalada***

La capacidad instalada del alimentador principal corresponde a la potencia máxima que puede ser transportada de forma segura por el sistema, considerando la capacidad nominal del transformador de potencia, las características de los conductores, los equipos de protección y las condiciones de operación. En el sector Vía Salitre, el alimentador LT5 Principal se encuentra asociado a un transformador de potencia de 2,5 MVA, el cual fue dimensionado para atender una demanda inferior a la actualmente registrada. La capacidad instalada disponible resulta insuficiente frente al crecimiento acelerado de usuarios residenciales, comerciales e industriales, lo que ha generado un uso intensivo de la infraestructura existente. Esta condición limita la incorporación de nuevas cargas y reduce el margen operativo del sistema, incrementando el riesgo de sobrecargas y fallas técnicas [2].

##### ***Cargabilidad del sistema***

La cargabilidad del sistema se define como la relación entre la demanda real atendida y la capacidad nominal de los equipos eléctricos. En condiciones óptimas, los sistemas de distribución deben operar con márgenes adecuados que permitan absorber variaciones de carga y atender contingencias sin comprometer la estabilidad del sistema.

En el caso del alimentador LT5 Principal, se han registrado niveles de cargabilidad cercanos al 75–80% de la potencia nominal del transformador, lo que evidencia una operación en la

zona crítica del sistema. Este nivel de cargabilidad reduce significativamente la capacidad de respuesta ante incrementos de demanda o eventos imprevistos, como fallas o mantenimientos programados, afectando directamente la confiabilidad del suministro eléctrico [38].

### ***Limitaciones operativas***

Las principales limitaciones operativas del alimentador principal en el sector Vía Salitre se relacionan con la saturación de la capacidad instalada, la ausencia de rutas alternativas de alimentación y la topología radial del sistema. Estas condiciones impiden la transferencia de carga hacia otros alimentadores en caso de contingencia, provocando interrupciones prolongadas del servicio eléctrico.

Por otro lado, la antigüedad de algunos elementos de la red, así como la falta de repotenciaciones a tiempo, han amplificado la vulnerabilidad del sistema ante fallos y le han reducido su capacidad de respuesta al crecimiento futuro de la demanda. Estas limitaciones ponen de manifiesto la necesidad de una solución estructural que contemple la construcción de una nueva subestación de potencia y el rediseño de la red de distribución.

## **2.3.2. Calidad del servicio eléctrico**

### ***Concepto de calidad del producto eléctrico***

La calidad del producto eléctrico hace referencia al cumplimiento de las magnitudes derivadas de los parámetros técnicos que deben cumplirse para el suministro de la energía eléctrica, fundamentalmente en los parámetros de la tensión, continuidad del suministro eléctrico o el de frecuencia. Un servicio eléctrico de calidad debe garantizar que la electricidad suministrada se mantenga dentro de los niveles permitidos y evitar perturbaciones que afecten el funcionamiento de los equipos de los usuarios.

En el Ecuador, la calidad del producto eléctrico se encuentra regulada por la normativa ARCONEL 004/18, la cual establece los rangos permisibles de variación de tensión y los indicadores de continuidad del servicio que deben cumplir las empresas distribuidoras [10].

### ***Fluctuaciones de tensión***

Las fluctuaciones de tensión constituyen una de las principales problemáticas en los sistemas de distribución saturados. Estas variaciones se producen cuando la red opera cercana a su límite de capacidad, generando caídas de tensión que pueden ubicarse fuera de los rangos permisibles establecidos por la normativa vigente [10]. En el área de Vía Salitre, las caídas de tensión acontecen mayoritariamente en los periodos de máxima demanda, que se originan tanto en usuarios residenciales como comerciales o industriales, y provocan un deterioro acelerado de equipos eléctricos, una disminución de la eficiencia operacional y un incremento de las pérdidas técnicas del sistema.

### ***Interrupciones del servicio***

Las interrupciones del servicio de energía eléctrica, se han dado, como consecuencia de fallas en los alimentadores, equipos de protección o mantenimientos no programados. En sistemas de topología radial como el del sector Vía Salitre, las interrupciones afectan a un gran número de usuarios, debido a que no hay esquemas de suministro alternativos [10].

La frecuencia y duración de las interrupciones impactan negativamente en la calidad del servicio eléctrico, generando pérdidas económicas, afectando la productividad y disminuyendo la confiabilidad percibida por los usuarios. Esta situación refuerza la necesidad de implementar un sistema de distribución más robusto, que permita mejorar la continuidad del servicio y cumplir con los estándares regulatorios establecidos.

## **2.4. Caída de tensión y regulación de voltaje**

La caída de tensión y la regulación del voltaje constituyen parámetros fundamentales para evaluar la calidad del suministro eléctrico en los sistemas de distribución. Un control inadecuado de estos factores puede generar afectaciones directas en la operación de los

equipos eléctricos, así como incumplimientos de la normativa técnica vigente. En zonas con alta cargabilidad y crecimiento acelerado de la demanda, como el sector Vía Salitre, el análisis de estos fenómenos resulta imprescindible para garantizar un servicio eléctrico eficiente y confiable [39].

#### **2.4.1. Caída de tensión en sistemas de distribución**

##### *Definición*

La caída de tensión se define como la reducción del nivel de voltaje a lo largo de un conductor eléctrico debido a la circulación de corriente y a la impedancia propia del sistema. Este fenómeno es inherente a todos los sistemas de distribución y depende de factores como la longitud del alimentador, el tipo de conductor, la corriente transportada y el factor de potencia de la carga. Desde una perspectiva técnica, la caída de tensión normalmente se representa como un porcentaje del voltaje nominal y debe encontrarse dentro de los márgenes establecidos por la norma, a fin de garantizar la calidad del producto eléctrico. [40].

##### *Causas principales*

Entre las principales causas de la caída de tensión en los sistemas de distribución, se pueden incluir las siguientes:

- Sobrecargas de los alimentadores, provocadas por el incremento de la demanda.
- Longitud de los circuitos excesiva, principalmente en las zonas de expansión urbana.
- Conductores con sección escasa, de tal forma que aumentan la resistencia del sistema.
- Bajo factor de potencia, asociado a cargas inductivas.
- Topologías radiales, donde existe la concentración de la corriente a una única trayectoria de suministro.

En el sector Vía Salitre, convergen estas causas de manera simultánea y también se amplifican los diferentes desvíos de las tensiones en el extremo de la red.

### ***Efectos sobre los usuarios***

Las disminuciones en el voltaje ocasionan efectos adversos en los usuarios finales, tales como un funcionamiento poco eficaz de los equipos eléctricos, una considerable subida de las pérdidas energéticas, y el sobrecalentamiento de motores y disminución de la vida útil de los electrodomésticos y de los equipos industriales. A su vez, las caídas de tensión pueden originar paradas de procesos productivos y, por ende, pérdidas económicas, especialmente en las áreas comerciales e industriales [41].

## **2.4.2. Regulación de voltaje**

### ***Concepto de regulación de voltaje***

La regulación de voltaje se define como la habilidad que posee el sistema eléctrico para intentar mantener el voltaje dentro de límites aceptables frente a variaciones de la carga y condiciones de operación. Una suficiente regulación, va a asegurar que los consumidores obtengan un suministro fiable y continuo ante las perturbaciones que puedan afectar al circuito en cuestión [33].

### ***Importancia del control de tensión***

El control de la tensión se considera un elemento fundamental para mantener la calidad del producto eléctrico, minimizar las pérdidas técnicas y garantizar la observancia de la reglamentación vigente. En las nuevas instalaciones de distribución, el control de la tensión se lleva a cabo tanto por la adecuada elección de los transformadores como por el uso de reguladores de tensión, la compensación de la potencia reactiva y la configuración de la topología de la red. En el presente proyecto, la introducción de una subestación de potencia y el rediseño de los alimentadores primarios son las estrategias básicas para mejorar la regulación de la tensión en el sector Vía Salitre [9].

### **2.4.3. Calidad del producto eléctrico según ARCONEL 004/18**

#### ***Límites permisibles de tensión***

La Regulación ARCONEL 004/18 establece los límites permisibles de variación de tensión que deben cumplir las empresas distribuidoras para garantizar la calidad del producto eléctrico. Para sistemas de baja tensión, se permite una variación de  $\pm 6\%$  respecto al voltaje nominal, mientras que en media tensión la tolerancia permitida es de  $\pm 8\%$  [10].

El incumplimiento de estos límites constituye una deficiencia en la calidad del servicio eléctrico y puede derivar en sanciones regulatorias, además de afectar directamente a los usuarios.

#### ***Indicadores de calidad del servicio***

Aparte del control del nivel de tensión, los indicadores relacionados con la continuidad del servicio como son la frecuencia y la duración de las interrupciones, se los encuentra definidos en la normativa ARCONEL 004/18, la cual permite valorar el desempeño de los sistemas de distribución y se convierte en un elemento esencial cuando se trata de la planificación y de la mejora continua en el ciclo de vida del servicio eléctrico [10].

### **2.5. Subestaciones eléctricas de potencia**

Las subestaciones eléctricas de potencia desempeñan una función clave en los sistemas de distribución, al permitir la transformación de niveles de tensión, la protección del sistema y llevar a cabo la operación segura y confiable de la red eléctrica; su correcta concepción y dimensionamiento son claves para hacer frente el incremento de la demanda y asegurar la continuidad del servicio [10].

#### **2.5.1. Definición y función de una subestación eléctrica**

Una subestación eléctrica consiste en una instalación que tiene como finalidad el transformar, controlar y distribuir la energía eléctrica entre diferentes niveles de tensión eléctrica. La principal función de las subestaciones eléctricas es recibir la energía que proviene de la subtransmisión o la transmisión, bajarla a valores de tensión eléctrica razonables para la

distribución y darla a los alimentadores primarios. También las subestaciones eléctricas permiten la protección del sistema usando aparatos de maniobra y control de tal manera que su funcionamiento se realiza de una forma segura y eficiente [24].

## **2.5.2. Clasificación de subestaciones eléctricas**

### ***Subestaciones elevadoras***

Las subestaciones elevadoras incrementan el nivel de tensión de la energía generada, con el objetivo de reducir las pérdidas durante el transporte en largas distancias. Generalmente se ubican en centrales de generación [34].

### ***Subestaciones reductoras***

Las subestaciones manipuladoras se encargan de bajar el nivel de tensión que alcance la red de transmisión o red de subtransmisión para su posterior distribución a niveles por debajo de este [34].

### ***Subestaciones de distribución***

Las subestaciones de distribución tienen lugar por transformar la energía a niveles de media tensión y se ocupan de dar directamente alimentación a los sistemas de distribución que son los que alimentan a los usuarios finales [37].

## **2.5.3. Componentes principales de una subestación de potencia**

### **2.5.3.1 Transformadores de potencia**

#### ***Definición***

Los transformadores de potencia son dispositivos eléctricos cuya función es la de transmitir energía por circuitos eléctricos de diferentes niveles de tensión mediante inducción electromagnética con frecuencia constante [10].

#### ***Características técnicas***

Las características técnicas más relevantes son: potencia nominal, tensión nominal, sistema de refrigeración, impedancia, grupo de conexión y sobrecarga.

### ***Normativa IEC 60076***

La norma IEC 60076 regula la técnica, el diseño, las pruebas y la operación del transformador de potencia estandarizando el comportamiento del transformador en el sistema eléctrico garantizando la seguridad y fiabilidad del mismo.

#### **2.5.3.2 Interruptores de potencia en media tensión**

Los interruptores de potencia en media tensión permiten abrir y cerrar circuitos eléctricos, tanto en condiciones normales como en condiciones de falla, protegiendo los equipos y garantizando la seguridad de la operación del sistema.

#### **2.5.3.3 Seccionadores y cuchillas**

Los seccionadores y cuchillas son los dispositivos de maniobra que se emplean para aislar equipos o secciones del sistema de electricidad permitiendo realizar trabajos de mantenimiento en una forma segura.

#### **2.5.3.4 Sistemas de protección y control**

Los sistemas de protección y control supervisan a la subestación, detectan condiciones anormales y actúan de forma automática para aislar el fallo, es decir, son los dispositivos que protegen el sistema y garantizan la continuidad del servicio.

### **2.6. Alimentadores de distribución eléctrica**

Los alimentadores de distribución eléctrica constituyen el elemento más elemental a través del cual la energía transportada desde la subestación de distribución a los diferentes puntos de carga. El adecuado dimensionado y selección de los alimentadores afectan directamente la capacidad de transferencia de potencia, la regulación de tensión, las pérdidas técnicas y la confiabilidad del sistema eléctrico [42].

### **2.6.1. Definición de alimentadores primarios**

Los alimentadores primarios son aquellos circuitos eléctricos que pueden funcionar en media tensión y tienen como principal objetivo dar transporte a la energía eléctrica desde la subestación de potencia hasta los transformadores de distribución o puntos nodales de la red. Estos alimentadores pueden ser aéreos o subterráneos y su diseño se realiza a partir de criterios técnicos como la corriente, la caída de tensión máxima permitida, la fiabilidad de la energía y las condiciones ambientales [43].

Dentro del sistema de distribución del sector Vía Salitre los alimentadores primarios constituyen el eje de expansión del sistema eléctrico, ya que favorecen la interconexión de nuevas áreas urbanas y permiten la transferencia de carga al establecer configuraciones más robustas, como las redes en anillo.

### **2.6.2. Tipos de conductores utilizados en redes de distribución**

La selección del tipo de conductor es un aspecto crítico en el diseño de alimentadores primarios, ya que determina la capacidad de transporte de corriente, las pérdidas eléctricas y el comportamiento mecánico del sistema. Los conductores utilizados en redes de distribución deben cumplir con los estándares técnicos establecidos por las empresas distribuidoras y las normativas nacionales e internacionales [44].

#### **2.6.2.1 Conductores ACSR (aluminio–acero) ASTM B232/B232M-20**

Los conductores ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) están compuestos por hilos de aluminio que rodean un núcleo de acero, lo que les proporciona una elevada resistencia mecánica y una buena capacidad de conducción eléctrica. Estos conductores son ampliamente utilizados en redes aéreas de distribución debido a su capacidad para soportar grandes esfuerzos mecánicos, como la tensión por viento y el peso propio. Dentro de sus principales ventajas figuran su relación resistencia/peso notable (Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Coated-Steel Reinforced (ACSR), su durabilidad y su idoneidad para distancias largas. No obstante, presentan mayores pérdidas

eléctricas que los conductores de cobre y exigen especiales consideraciones en ambientes corrosivos [45].

### **2.6.2.2 Conductores de aluminio trenzado (ASTM B231/B231M-20)**

Los conductores de aluminio trenzado están conformados únicamente por hilos de aluminio, sin refuerzo de acero. Son utilizados principalmente en redes de distribución urbana debido a su menor peso, facilidad de instalación y menor costo en comparación con los conductores ACSR (Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum 1350 Conductors).

Estos conductores presentan una buena conductividad eléctrica y son adecuados para tramos de menor longitud, donde las exigencias mecánicas son moderadas. Su uso contribuye a reducir las pérdidas técnicas y a mejorar la eficiencia del sistema de distribución [46].

### **2.6.2.3 Conductores de cobre ASTM B8/B8M-20**

Los conductores de cobre se caracterizan por su elevada conductividad eléctrica y excelente comportamiento térmico. Debido a estas propiedades, permiten transportar mayores corrientes con menores pérdidas de energía y menores caídas de tensión.

No obstante, su alto costo y peso limitan su aplicación en redes aéreas extensas, siendo más común su utilización en instalaciones subterráneas, subestaciones y tramos específicos donde se requiere un alto desempeño eléctrico. En sistemas de distribución modernos, el uso de cobre se justifica principalmente en áreas críticas o de alta densidad de carga [47].

## **2.7. Cálculo de corrientes de cortocircuito (IEC 60909-0:2016)**

El cálculo de corrientes de cortocircuito constituye un estudio esencial en el diseño y operación de sistemas eléctricos de potencia, ya que permite determinar los niveles máximos

de corriente que pueden circular durante una falla. Estos valores son determinantes para la correcta selección y coordinación de los equipos de protección y maniobra [48].

### **2.7.1. Importancia del estudio de cortocircuito IEC 60909-0:2016**

El estudio de cortocircuito permite evaluar el comportamiento del sistema eléctrico ante fallas simétricas y asimétricas, garantizando que los equipos instalados puedan soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos generados durante estos eventos. Un dimensionamiento inadecuado puede provocar daños severos en transformadores, interruptores, conductores y otros componentes del sistema [49].

En el diseño de la subestación de potencia para el sector Vía Salitre, el cálculo de las corrientes de cortocircuito resulta indispensable para seleccionar interruptores de media tensión, definir las características de los sistemas de protección y asegurar la operación segura y confiable del sistema de distribución.

### **2.7.2. Normativa IEC 60909 para el cálculo de cortocircuito**

La norma IEC 60909 establece los procedimientos y criterios que deben seguirse para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas de potencia eléctricos. Esta norma define métodos que permiten calcular las corrientes iniciales de los cortocircuitos, las corrientes de pico y las corrientes de estado permanente de acuerdo con las características de los generadores, transformadores, líneas y cargas que se conectan [50].

El uso de la norma IEC 60909 asegura la homogeneidad y la correcta realización de los cálculos de las corrientes de cortocircuito, lo que a su vez permite la selección de equipos y la adecuación de las protecciones de forma segura, cumpliendo con los requisitos de seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico. Esta norma además, es la norma técnica de referencia a la cual se realiza la comprobación de los cálculos de las fallas de la subestación propuesta y los alimentadores propuestos en este proyecto.

## **2.8. Diseño del sistema de puesta a tierra (IEEE Std 80-2013)**

El sistema de puesta a tierra constituye un elemento fundamental para la seguridad y operación confiable de los sistemas eléctricos de potencia. Su diseño adecuado permite proteger a las personas, equipos e instalaciones frente a fallas eléctricas, descargas atmosféricas y sobretensiones, garantizando condiciones seguras de operación tanto en régimen normal como en condiciones de falla [51].

### **2.8.1. Objetivos del sistema de puesta a tierra**

Los objetivos fundamentales que cumple un sistema de puesta a tierra en una subestación de transformación de potencia y en las redes eléctricas de distribución son:

- Protege la vida humana limitando las tensiones de paso y de contacto a valores considerados no peligrosos.
- Asegura el correcto funcionamiento de los sistemas de protección mediante el establecimiento de una trayectoria de baja impedancia para la circulación de las corrientes de falla.
- Proteger los equipos eléctricos, evitando los daños ocasionados por las sobretensiones transitorias y por las descargas eléctricas.
- Establecer el potencial del sistema eléctrico, eliminando las diferencias de potencial peligrosas en condiciones de falla.
- Aumentar la fiabilidad del sistema eléctrico eliminando los riesgos que resultan de las fallas a tierra.

En el caso del presente proyecto, el diseño del sistema de puesta a tierra es de vital importancia para la operación segura de la subestación de potencia y de los alimentadores primarios que se proponen para el sector Vía Salitre.

### **2.8.2. Parámetros de diseño del sistema de puesta a tierra (IEEE Std 80-2013 / IEEE Std 81-2012)**

El diseño de un sistema de puesta a tierra debe atender como mínimo a una serie de parámetros técnicos que determinan su rendimiento y su seguridad, y entre los más importantes destacan:

- Resistividad del suelo, correspondiente a la que se debe medir en el campo que condiciona el diseño y los alcances del sistema de puesta a tierra.
- Corriente máxima de falla a tierra, la cual resulta del estudio del cortocircuito.
- Duración de la falla, que atiende al tiempo de operación de los dispositivos de protección.
- Geometría del sistema de puesta a tierra, es decir, mallas, varillas, conductores horizontales, conductores verticales, etc.
- Tensiones de paso y de contacto que deben estar dentro de los límites permisibles establecidos por las normas técnicas pertinentes.
- Materiales, como los conductores de cobre desnudo, seleccionados por su conductividad y resistencia a la corrosión.

El cumplimiento de estos parámetros garantiza que el diseño de un sistema de puesta a tierra permita asegurar la protección esperada y que el mismo disponga de la seguridad que requieren las normas nacionales e internacionales [52].

## **2.9. Herramientas de simulación en sistemas eléctricos**

Las herramientas de simulación desempeñan un papel clave en el análisis y diseño de los sistemas eléctricos modernos, ya que permiten evaluar el comportamiento del sistema bajo diferentes escenarios operativos sin necesidad de realizar intervenciones físicas. Su uso facilita la toma de decisiones técnicas y contribuye a optimizar el desempeño del sistema de distribución [53].

### **2.9.1. Métodos de flujo de carga en sistemas de distribución**

El flujo de carga es un análisis fundamental que permite determinar las condiciones operativas del sistema eléctrico, tales como voltajes en las barras, flujos de potencia, corrientes y pérdidas en los conductores. En sistemas de distribución, este análisis resulta particularmente relevante debido a la naturaleza desequilibrada de las cargas y la topología radial o en anillo de las redes [53].

#### ***Método de Newton–Raphson desequilibrado***

El método de Newton–Raphson desequilibrado es una técnica numérica utilizada para resolver el problema de flujo de carga en sistemas de distribución que presentan desequilibrios entre fases. Este método permite modelar de forma precisa las características reales del sistema, considerando cargas monofásicas, trifásicas y diferentes configuraciones de conexión [54].

Su aplicación en estudios de distribución proporciona resultados confiables sobre los niveles de tensión, cargabilidad de los alimentadores y pérdidas del sistema, siendo ampliamente utilizado en software especializado de análisis eléctrico.

## **2.10. Marco normativo aplicado**

El desarrollo del presente proyecto técnico descansa en el cumplimiento estricto de la normativa nacional e internacional aplicable al diseño, funcionamiento y calidad de sistemas eléctricos de potencia. El cumplimiento de esos marcos normativos garantiza que la

propuesta de repotenciación del sistema de distribución del sector Vía Salitre cumpla con criterios de seguridad, confiabilidad, eficiencia y calidad del servicio eléctrico y también garantiza la viabilidad técnica y regulatoria del proyecto [49].

### **2.10.1. Normativa IEC 60076 – Transformadores de potencia**

La norma IEC 60076 establece los requisitos técnicos para el diseño, fabricación, ensayos y operación de los transformadores de potencia. Esta normativa internacional define parámetros fundamentales como la potencia nominal, niveles de tensión, impedancia, pérdidas, sistemas de enfriamiento, clases de aislamiento y métodos de ensayo de rutina y tipo [50].

En el presente proyecto, la aplicación de la norma IEC 60076 resulta esencial para el correcto dimensionamiento del transformador de potencia de la subestación propuesta, garantizando que el equipo opere dentro de márgenes seguros y confiables bajo condiciones normales y de sobrecarga. Asimismo, esta normativa asegura la compatibilidad del transformador con los niveles de cortocircuito calculados y con las exigencias de operación del sistema de distribución en media tensión [50].

### **2.10.2. Normativa IEEE C37 – Diseño y protección de subestaciones**

Las normas IEEE C37 regulan el diseño, la selección, la instalación y el comportamiento de los dispositivos de protección y conmutación empleados en subestaciones eléctricas. Estas específicas normas están enfocadas a los dispositivos de interruptores de potencia, los relés de protección, los seccionadores, los sistemas de control y los esquemas de protección asociados. La aplicación de la norma IEEE C37 permitirá verificar que los equipos de media tensión que se elijan para la subestación del sector de la Vía Salitre tengan la capacidad de interrumpir las corrientes de falta estimadas de forma adecuada, de soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos y de garantizar una operación segura del sistema eléctrico. A su vez, también contribuye a la correcta coordinación de las protecciones minimizando la influencia de las faltas y potenciando la mejora de la fiabilidad del servicio [55].

### **2.10.3. Normativa ARCONEL 004/18 – Calidad del servicio eléctrico**

La eficiencia de la oferta de servicio eléctrico que tienen que tener las empresas distribuidoras, está regulada por la Norma ARCONEL 004/18, la misma que contempla, entre otros aspectos, los límites de aceptabilidad de la variación de tensión, los indicadores de continuidad del suministro, los métodos para el control y evaluación de la eficacia de los sistemas de distribución.

La norma ARCONEL 004/18 se constituye como la norma de referencia para el presente trabajo, ya que permitirá evaluar el nivel de calidad del producto eléctrico que se ofrece a los usuarios del sector Vía Salitre. La norma se convierte también en la norma de cumplimiento necesaria para asegurarse, mantener la tensión dentro de límites de aceptabilidad, reducir la frecuencia y duración de las interrupciones del suministro, y garantizar un derecho reconocido e irrenunciable de los usuarios de la electricidad con respecto a obtener un suministro eléctrico siempre para su consumo [10].

## CAPITULO III

### 3.1 Tipo de investigación

El presente documento de proyecto contempla un enfoque técnico, el cual persigue resolver una problemática real de la distribución eléctrica del sector Vía Salitre. Esta aplicación adopta conocimientos especializados de ingeniería eléctrica, análisis de datos técnicos y el diseño de infraestructura eléctrica, cumpliendo puntiliosamente con los lineamientos normativos vigentes tanto a nivel nacional como internacional [7].

La investigación es clasificada como una investigación aplicada, dado que se plantea resolver un problema particular, mediante la implementación de soluciones técnicas concretas. Por otra parte, el tipo característico de esta investigación es descriptivo y propositivo, ya que describe el estado actual de la situación problemática del sistema eléctrico y educativo, identificando sus limitaciones operativas y proponiendo una solución de repotenciación, a partir del diseño de la subestación de potencia y sus alimentadores principales.

El enfoque utilizado condensa partes cualitativas y cuantitativas. La parte cualitativa se evidencia en el análisis de la infraestructura existente, la evaluación de calidad del servicio suministrado y la identificación de problemáticas operativas, mientras que la parte cuantitativa se puede observar en los cálculos de demanda eléctrica, proyecciones de crecimiento, estudios de flujo de potencia, cálculos de cortocircuito y dimensionamiento de equipada eléctrica [7].

### 3.2 Diseño de la investigación

La investigación se desarrolla en un diseño que generaliza en cuatro fases metodológicas bien definidas para cumplir con los objetivos propuestos de una forma organizada y sistemática. Cada fase tiene en cuenta actividades, entregables técnicos y criterios de validación específicos destinados a garantizar que el estudio sea riguroso. Las fases definidas son las siguientes: Fase I - Diagnóstico del sistema eléctrico existente; Fase II - Futuro de la

demanda; Fase III - Modelación del sistema y su simulación en computadora, y Fase IV - Diseño técnico detallado.

Esta disposición secuencial permite construir paulatinamente la solución técnica, partiendo de un conocimiento muy detallado del sistema existente, pasando por la estimación del futuro de las necesidades, para terminar con el diseño técnico detallado de la infraestructura eléctrica necesaria.

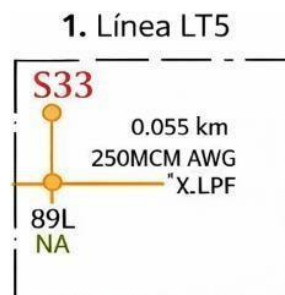
### 3.3 Fase I: Diagnóstico del sistema eléctrico existente

La fase metodológica inicial tiene la finalidad principal de obtener la línea de base técnica del sistema de distribución eléctrica del sector Vía Salitre, describiendo sus características operativas, límites y puntos en los que se fundamentan las justificaciones de la repotenciación. Esta fase se desarrolla en tres pasos sucesivos que permiten recoger, procesar y analizar la información técnica necesaria [2].

#### 3.3.1 Paso 1: Recopilación de información técnica oficial

La información que se solicita considera la recepción de los diagramas unifilares actualizados de la subestación Los Prados y la del alimentador LT5 Principal que permiten conocer, entre otras cosas, la configuración eléctrica del sistema, la disposición de equipos de protección y maniobra y las características de interconexión de los elementos del sistema, ya que permiten conocer el sistema en condiciones de normalidad [2].

- El alimentador LT5 ingresa a la subestación mediante un tramo de 55 m de conductor 250 MCM AWG Cu XLPE, longitud que representa una conexión corta propia de líneas de acceso a subestaciones de distribución.



*Figura 1. Línea alimentador LT5*  
Fuente: [2]

Las especificaciones técnicas del transformador existente de 2.5 MVA OA / 3.25 MVA FOA son consideradas un insumo crítico, las cuales conllevan cantidad de parámetros, tenemos una impedancia de cortocircuito de 6,8%, año de fabricación 2010, tipo de conexión Dyn5 ( $\Delta$ -Y con neutro accesible), sistema de enfriamiento y aceite y capacidad de sobrecarga. Esta información permite evaluar el estado técnico del equipo y evaluar la capacidad remanente del equipo para atender crecimiento futuro, como se muestra en la Figura 2,3[8].

### 2. Transformador de 2.5 MVA

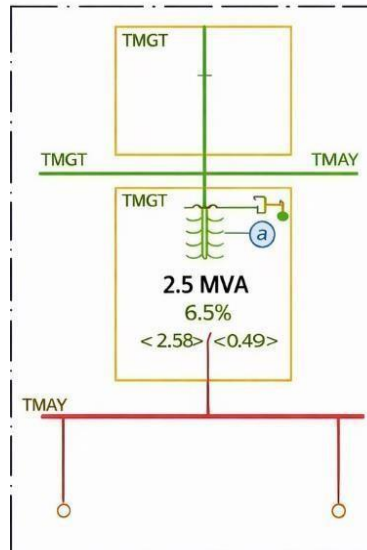


Figura 2. (50)-S/E LOS PRADOS (2.5/3.25MVA)

Fuente: [2]

### 3. Alimentadores

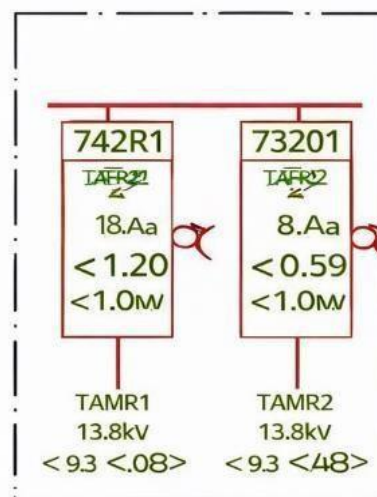
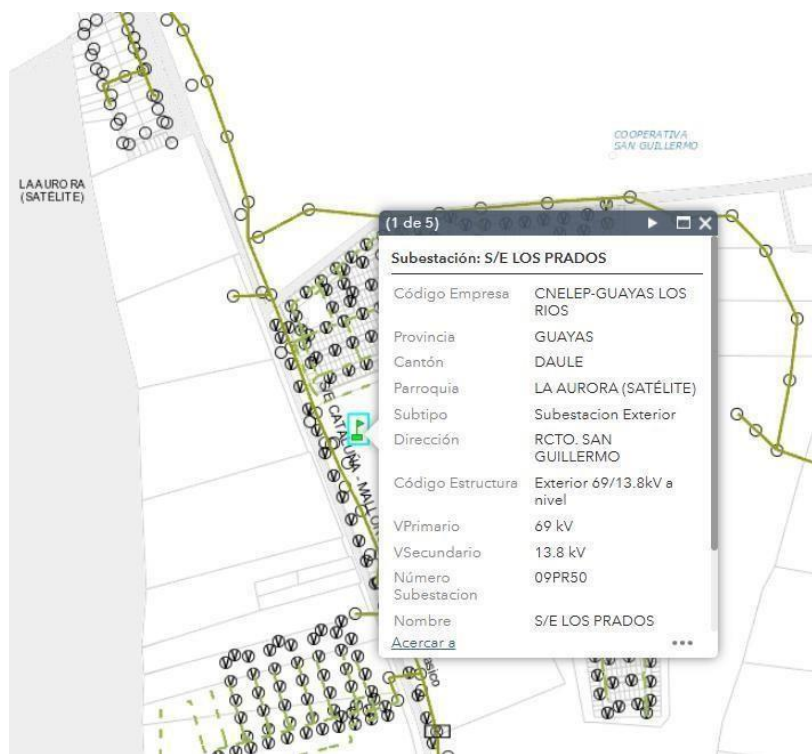


Figura 3. Alimentadores LOS PRADOS

Fuente: [2]

La disponibilidad del Geo portal CNEL EP permite la obtención de información georreferenciada actualizada de la red de distribución, tales como: Localización de transformadores de distribución, puntos de carga, estructuras y conformación de los conductores como se muestra en la Figura 4. Por otra parte, se consultan también las proyecciones de demanda nacional, políticas de expansión de la red eléctrica y lineamientos estratégicos del sector del Plan Maestro de Electricidad 2023 2032 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables [56].

De manera complementaria, se van revisando los datos de los informes anuales de expansión de redes de CNEL EP, así como datos históricos de consumo eléctrico y curvas de carga para los últimos tres a cinco años, lo que hace posible determinar las tendencias de crecimiento y el comportamiento del consumo y los patrones en la demanda de este sector [5].



*Figura 4. interfaz de subestación los prados 69kV/13.8kV Fuente: [56]*

### 3.3.2 Paso 2: Procesamiento y organización de la información

Después de la recopilación de la información técnica, se incluyen las bases de datos formadas para el procesamiento sistemático de la información. Los esquemas unifilares se digitalizan y se actualizan con el soporte de un software adecuado que permite asegurar la correlación entre la información técnica de la que se dispone y las condiciones reales del funcionamiento del sistema.

Los datos históricos de consumo y las curvas de carga se procesan a través de hojas de cálculo o de software estadístico, a partir de los cuales se puede calcular la demanda máxima, demanda media, factor de carga y factor de potencia del sistema eléctrico, como se muestra en la Figura 5,6,7.

La demanda máxima del sistema se determinó como el mayor valor de la serie temporal de potencia activa.

conforme a  $P_{\max} = \max(P_i)$ , obteniéndose

un valor de 0.785 MW.

$$P_{\max,2025} = \max(P_i) = 785.35 \text{ kW}$$

$$P_{\max}(t) = P_{\max,2025}(1+r)^t$$

Para 2040 ( $t = 15$ ):

$$P_{\max,2040} = 785.35(1.0398)^{15} \approx 1410.30 \text{ kW}$$

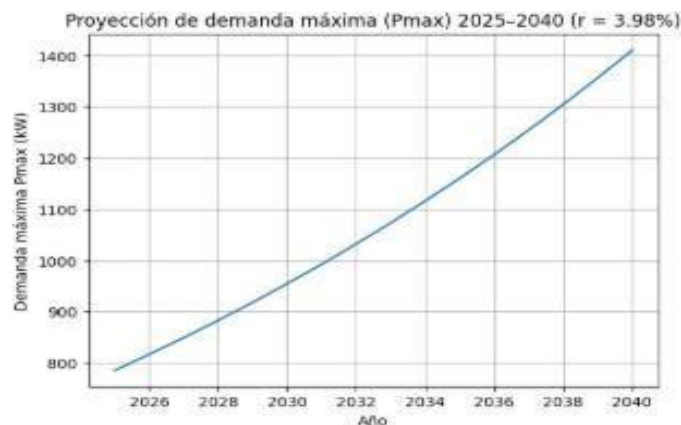


Figura 5. Proyección de demanda máxima ( $P_{\max}$ ).

Fuente: Autores

La demanda media se calculó como el promedio aritmético de los registros horarios, resultando 0.287 MW.

$$P_{\text{med}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i$$

$$T = N\Delta t$$

$$P_{\text{med}} = 0.287 \text{ MW}$$

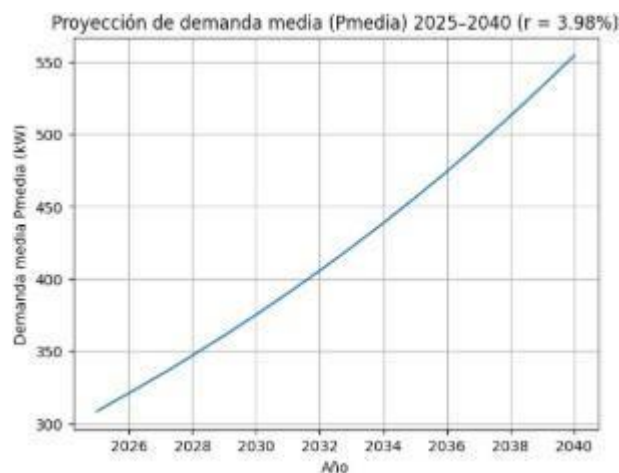


Figura 6. Proyección de demanda media.  
Fuente: Autores

El factor de carga del sistema fue evaluado mediante  $FC = P_{\text{med}}/P_{\text{max}}$ , alcanzando un valor de 0.365, lo que evidencia la presencia de picos pronunciados de consumo a partir del factor de potencia promedio del sistema.

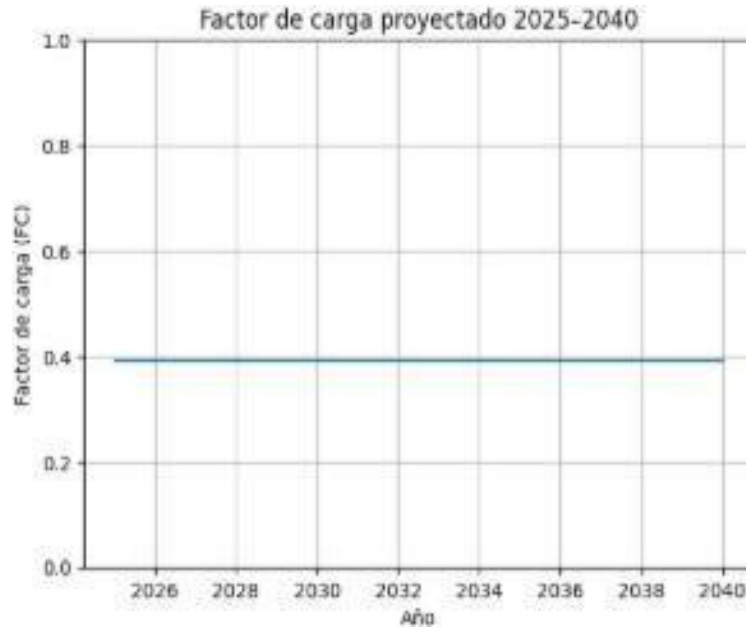
Definición:

$$FC = \frac{P_{\text{med}}}{P_{\text{max}}}$$

Sustituyendo valores reales:

$$FC = \frac{0.287}{0.785}$$

$$FC = 0.365(36.5\%)$$



*Figura 7. Factor de carga.  
Fuente: Autores*

Este análisis temporal de la serie de datos permite establecer los períodos de máxima demanda, las variaciones estacionales y el horario de la carga, entre otros requerimientos que son necesarios para dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica.

### **3.3.3 Paso 3: Análisis de saturación y calidad del servicio**

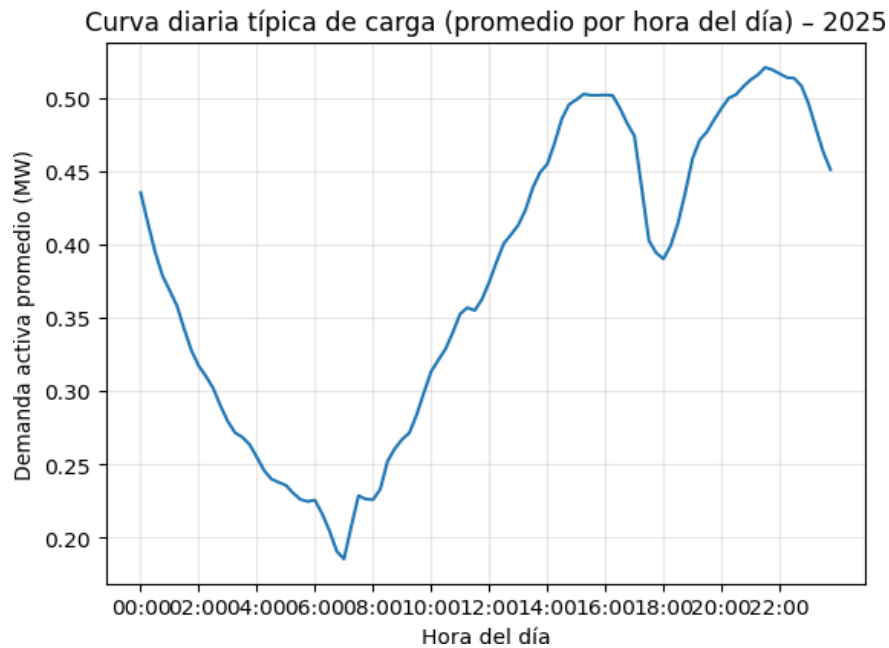
La tercera etapa de esta fase se refiere al análisis técnico de la saturación del sistema y comprobación de los indicadores de calidad del suministro de energía eléctrica. Durante este apartado, se procede a calcular el factor de carga del transformador existente, que es la razón entre la demanda máxima registrada y la capacidad nominal del transformador como se muestra en la Figura.8, concretando así el porcentaje real de utilización del transformador, el cual se considera que presenta un funcionamiento del 75-80% respecto a su capacidad nominal, según las estimaciones previas [9].

Entre otros análisis como el análisis de las curvas de carga diarias/semanales/estacionales que identifican las épocas de la máxima demanda, las horas punta del día o las características del consumo eléctrico en función de los días de la semana o de las épocas del año. De este análisis se puede obtener la demanda máxima diversificada del sistema y los márgenes de reserva operativa.

Donde:

- $h$ = hora del día (00:00, 00:15, ..., 23:45)
- $d$ = día del año
- $D$ = número de días disponibles

$$P_{típica}(h) = \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D P(d, h)$$



*Figura 8 Curva diaria de factor de carga (promedio hora del día)  
Fuente: Autores*

Para cada mes  $m$ , calcúlase:

$$P_{\min}(m) = \min(P_i \in m)$$

$$P_{\text{prom}}(m) = \frac{1}{N_m} \sum_{i \in m} P_i$$

$$P_{\max}(m) = \max(P_i \in m)$$

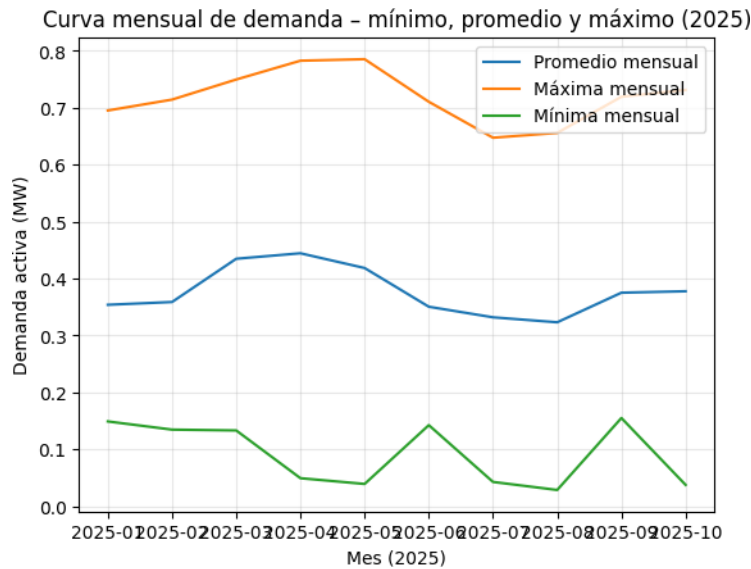


Figura 9. Curva mensual de la demanda.  
Fuente: Autores

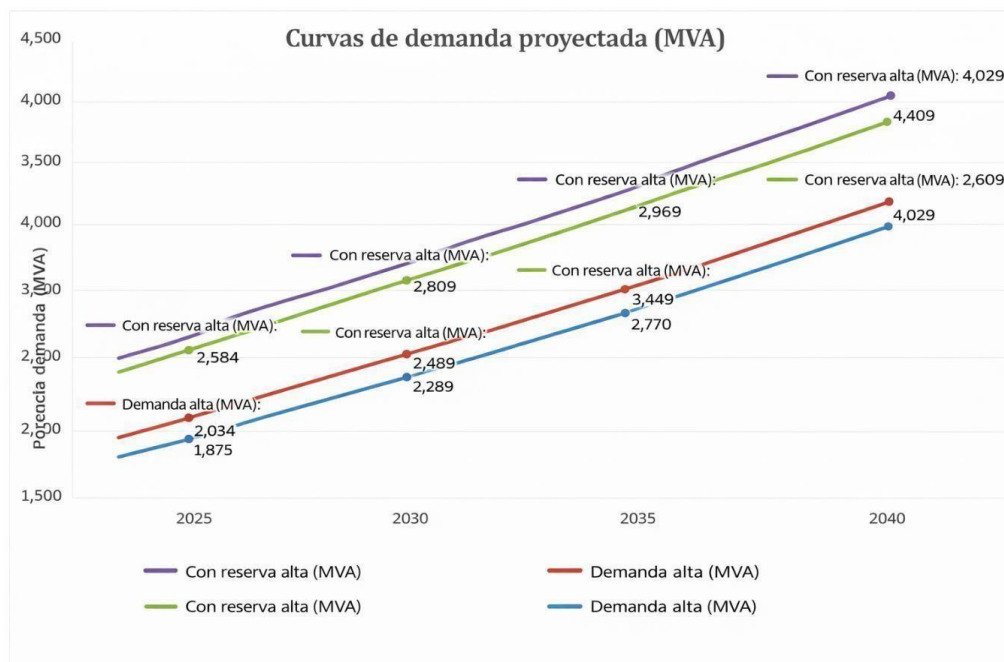


Figura 10. Interfaz de las curvas de demanda proyectada (MVA)  
Fuente: Autores

La evaluación de los indicadores de calidad del servicio se efectúa en cumplimiento absoluto de la norma ARCONEL 004/18, centrándose en los niveles de tensión correspondientes a diferentes tramos de la red de distribución, la frecuencia del sistema, y los registros de interrupciones del servicio de energía eléctrica. Para ello, se considera la información que aportan los reportes del sistema SCADA de CNEL EP, las mediciones llevadas a cabo mediante analizadores de red instalados en campo, y las historias de registros de eventos del sistema [10].

Los puntos críticos de la red son aquellos que presentan desviaciones de tensión superiores a los límites establecidos por la norma y alimentadores con evidencias de problemas de sobrecarga, o bien restricciones de operación. Este diagnóstico técnico permite identificar el déficit de capacidad disponible y los parámetros técnicos para justificar la necesidad de una subestación nueva a incorporar en el sistema de distribución.

Los productos entregables de esta primera fase del trabajo son: un informe técnico de diagnóstico de la instalación eléctrica existente, una base de datos georreferenciada de la red de distribución, la carga de equipos y alimentadores, la validación de los índices de calidad de la alimentación, y la justificación técnica de la repotenciación necesaria del sistema.

### **3.4 Fase II: Proyección de demanda futura**

La segunda fase metodológica persigue estimar el crecimiento de la demanda eléctrica del sector Vía Salitre para un período de planificación de 10 a 15 años (2025-2040), empleando metodologías convencionales de planificación de sistemas de distribución y teniendo en cuenta las variables demográficas, urbanísticas y económicas que impactan el consumo energético del sector.

### 3.4.1 Paso 4: Recopilación de información demográfica y urbanística

Se extraen datos demográficos oficiales del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), tanto datos de población actual del sector como proyecciones de crecimiento poblacional y tasas históricas de incremento urbano, comunicadas de forma oficial por el INEC. Para el sector Vía Salitre se adopta una tasa de crecimiento urbano del 3.98% anual, valor sustentado en estudios demográficos oficiales y de conformidad con la acelerada evolución urbanística del sector [35].

Se recopilan datos sobre las urbanizaciones aprobadas, planes de ordenación del territorio y otras disposiciones de zonificación del sector con la finalidad de identificar las áreas que deben ser destinadas a usos residenciales, comerciales e industrial. Esta información también permite proyectar con mayor precisión el número de futuros clientes y las características de la demanda eléctrica de cada segmento [36].

### 3.4.2 Paso 5: Aplicación de metodología de proyección de demanda

La metodología de proyección de la demanda eléctrica se basa en modelos matemáticos que permiten ajustar a las tendencias del crecimiento del consumo en el horizonte de planificación. El modelo escogido para el trabajo es el de crecimiento exponencial compuesto, utilizado por muchos autores en la planificación de los sistemas eléctricos de distribución para representar el crecimiento de las poblaciones en los espacios en expansión. El modelo de proyección de la demanda de clientes y usuarios, se formula con la siguiente ecuación de crecimiento exponencial [57]:

Demanda inicial (2025):

$$N_0 = 2.5 \text{ MVA}$$

Tasa de crecimiento anual:

$$r = 8.47\% = 0.0847$$

Horizonte de proyección:

$$t = 15 \text{ años} \quad (2025-2040)$$

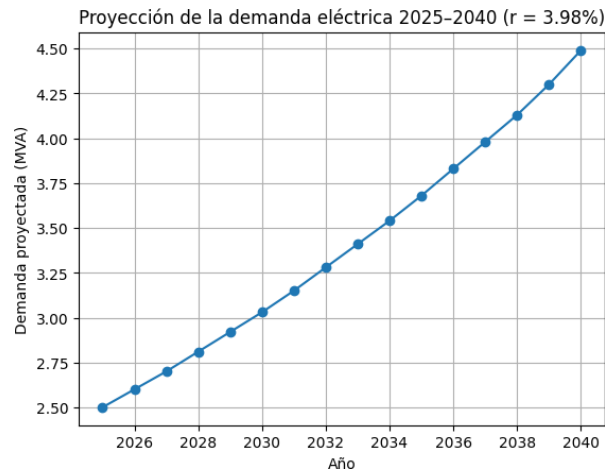
Modelo utilizado:

$$N_t = N_0(1 + r)^t$$

Demanda proyectada al 2040 (15 años)

$$N_{2040} = 2.5(1.0398)^{15}$$

$$(1.0398)^{15} \approx 1.796 \Rightarrow N_{2040} \approx 2.5 \times 1.796 = \boxed{4.49 \text{ MVA}}$$



*Figura 11. Proyección de la demanda eléctrica*  
Fuente: Autores

Donde  $N_t$  es el número de clientes proyectado para el año  $t$ ,  $N_0$  es el número de clientes en el año base,  $r$  es la tasa de crecimiento anual que se expresa en términos decimales y  $t$  es el número de años transcurridos desde el año base; esta ecuación permite calcular el crecimiento acumulado viéndose afectado por efecto de la composición del incremento poblacional año tras año. La proyección de la demanda energética anual total se realiza entonces aplicando un modelo de agregación a la demanda por segmentos de consumo con las caracterizaciones diferenciadas de cada tipo de usuario, cuyo modelo general de la proyección de la demanda energética o de la demanda de cada esquema se expresa como [30]:

$$E_{anual} = \sum_{\{i=1\}}^{\{n\}} (N_i \times C_i)$$

Donde  $E_{anual}$  expresa la energía total que se ha consumido en el año proyectado (medida en kWh/año);  $N_i$  representa la cantidad de los clientes de cada tipo o segmento (residencial, comercial, industrial); y  $C_i$  representa el consumo promedio de cada cliente, también expresado en kWh/año. La sumatoria de esto se realizará en los valores que corresponden a todos los tipos de clientes que se han reconocido en el sistema de energía.

La determinación de la demanda máxima diversificada representa un paso relevante en el cálculo de la infraestructura eléctrica, que se calcula a partir de la energía anual mediante la siguiente expresión [32]:

$$D_{max} = \frac{E_{anual}}{8760 \times FC} \times F_{co}$$

En la presente ecuación,  $D_{max}$  alude a la máxima demanda de la instalación medida en MVA, 8760 corresponde al número de horas que tiene el año, FC el factor de carga de la instalación que compara la demanda media con la máxima, y  $F_{co}$  el factor de la coincidencia que considera que existe una probabilidad de que todos los usuarios demanden potencia a la vez en el instante del máximo de carga de la instalación.

El dimensionado del transformador de potencia tiene incorporado un margen de reserva operativa que considera que la instalación tiene capacidad de responder a contingencias y crecimiento no previsto. La potencia nominal necesaria se obtiene de [58]:

$$S_{nominal} = D_{max} \times (1 + MR)$$

Donde  $S_{nominal}$  es la potencia nominal del transformador expresada en MVA,  $D_{max}$  es la demanda máxima proyectada y MR es el margen de reserva expresado en forma de decimal, que suele estar situado entre 0,20 y 0,30 (20%-30%) de acuerdo a los criterios de planes de distribución de sistemas.

Para comprobar la eficiencia del modelo de proyección se utiliza el análisis de regresión de los datos históricos disponibles. El coeficiente de determinación  $R^2$  se calcula:

Para validar la precisión del modelo de proyección, se aplica análisis de regresión a los datos históricos disponibles. El coeficiente de determinación  $R^2$  se calcula mediante [23]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2}$$

Donde  $y_i$  representa los valores reales observados,  $\hat{y}_i$  son los valores estimados por el modelo,  $\bar{y}$  es la media de los valores observados. Un valor de  $R^2$  cercano a 1 indica alta correlación y confiabilidad del modelo proyectado.

El análisis de sensibilidad se realiza evaluando escenarios con variaciones en la tasa de crecimiento, permitiendo establecer rangos de confianza para las proyecciones. Los escenarios optimista y pesimista se calculan modificando la tasa de crecimiento base en  $\pm 10\%$  a  $\pm 15\%$ , según la variabilidad histórica observada en el sector [13].

### 3.4.3 Paso 6: Dimensionamiento preliminar de la subestación

Dada la máxima demanda calculada para el final del horizonte de planificación, y considerando el margen de reserva operativo, se tiene la potencia nominal correspondiente al transformador de la nueva subestación. Los cálculos previos indican que en el período se necesitará un transformador de 5 MVA, que permite garantizar el abastecimiento de la máxima demanda calculada para todo el horizonte de planificación, con márgenes operativos.

Significado de las variables utilizadas:

- $D(x)$ : demanda eléctrica en MVA (variable dependiente).
- $x$ : años transcurridos desde el año base 2025 (variable independiente).
- $m$ : pendiente, representa el aumento anual de la demanda (MVA/año).
- $b$ : valor inicial de la demanda en el año 2025, cuando  $x = 0$ .

$$y = m \cdot x + b$$

- Significado de cada término
- $y \rightarrow$  variable dependiente

Es el valor que queremos calcular.  
Depende del valor que tome  $x$ .

Ejemplo:

- $y$  = demanda eléctrica (en MVA)
- $x$  → variable independiente

Es la entrada o el valor que se elige libremente.  
Representa aquello que provoca el cambio en  $y$ .

Ejemplo:

- $x$  = años transcurridos desde 2025
- $m$  → pendiente

Indica cuánto cambia  $y$  por cada unidad que cambia  $x$ .

Matemáticamente:

$$m = \frac{\Delta y}{\Delta x}$$

Aplicación al ejemplo (demanda eléctrica)

- Datos conocidos del problema:
- Valor inicial:  
Año 2025 →  $x_1 = 0$ ,  $y_1 = 2.5$  MVA
- Valor final:  
Año 2040 →  $x_2 = 15$ ,  $y_2 = 5$  MVA

- Cálculo de  $m$

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1}$$

Sustituimos valores:

$$m = \frac{5 - 2.5}{15 - 0}$$

$$m = \frac{2.5}{15}$$

$$m = 0.1667 \text{ MVA/año}$$

- $m = 0.1667$

Significa:

Por cada año que pasa, la demanda aumenta 0.1667 MVA.

- $b \rightarrow$  ordenada al origen o valor inicial

Es el valor de  $y$  cuando  $x = 0$ .

$$b = y(0)$$

- $b = 2.5$  MVA

Significa:

Cuando comienza el conteo de tiempo (año 2025), la demanda es 2.5 MVA.

- Ejemplo aplicado completo

Si la función es:

$$y = 0.1667x + 2.5$$

Entonces:

- Cuando  $x = 0$ (año 2025):

$$y = 2.5 \text{ MVA}$$

- Cuando  $x = 15$ (año 2040):

$$y = 0.1667(15) + 2.5 = 5 \text{ MVA}$$

Se comprueba que la capacidad propuesta permite operar el transformador en condiciones normales con una cargabilidad de entre el 70-75%, lo cual supone márgenes de operación adecuados. Los productos entregables de esta fase corresponden a la proyección de la demanda eléctrica para los años 2025-2040, la proyección del número de clientes por años, la demanda máxima del sistema y la justificación técnica de la potencia del transformador propuesto [8].



*Figura 12. Interfaz de GEOPORTAL CNELEP.  
Fuente: [59]*

### **3.5 Fase III: Modelación y simulación del sistema**

La metodología de la tercera fase consiste en la creación de un modelo digital completo del sistema eléctrico actual y de la nueva proyección de la red, utilizando software específico para la simulación de redes de distribución. Esta fase permite validar el comportamiento técnico de la propuesta de repotenciación, comprobar que se satisfacen los criterios normativos y optimizar el diseño de la infraestructura eléctrica [48].

#### **3.5.1 Paso 7: Construcción del modelo eléctrico digital**

Se trabaja con un programa de software para el análisis de sistemas de distribución eléctrica; para ello, se ha considerado, AUTOCAD, DIgSILENT PowerFactory, sistemas muy bien considerados a nivel industrial que permiten un análisis muy cercano a la realidad de los sistemas de media y baja tensión, ya que son capaces de modelar sistemas complejos. La elección del software está determinada por su capacidad de representar sistemas que se encuentran desequilibrados, por su adecuada concordancia con las normativas internacionales [48].

Se crea una base de datos del proyecto fijando las condiciones generales del sistema: frecuencia nominal de 60 Hz y tensiones de 69 kV en el primario y de 13.8 kV en el secundario del transformador. Se modelan todos los elementos del sistema eléctrico en servicio comenzando por la subestación Los Prados y su transformador de 2.5/3.25 MVA; así mismo se adjuntan los parámetros técnicos (impedancia de cortocircuito, relación de transformación, grupo de conexión y límite de sobrecarga) [8].

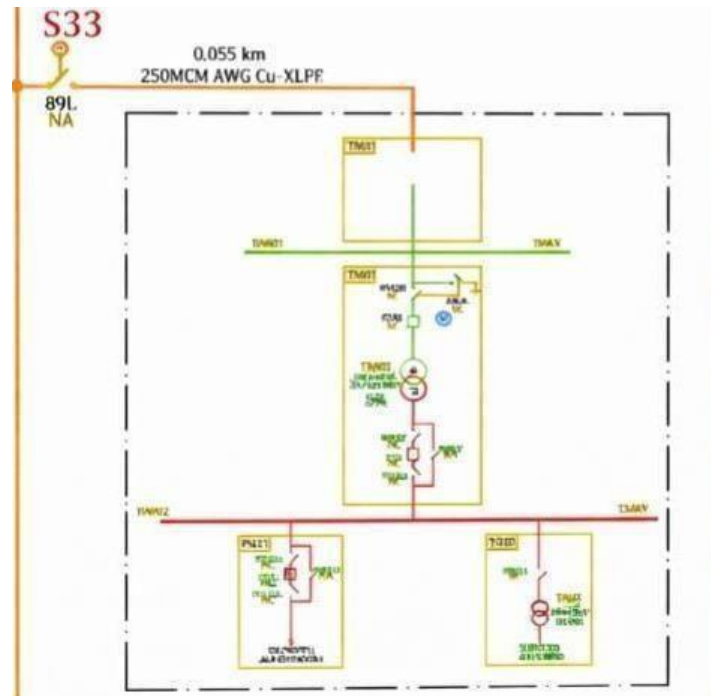


Figura 13. (50)-S/E LOS PRADOS (2.5/3.25MVA)

Fuente: [2]

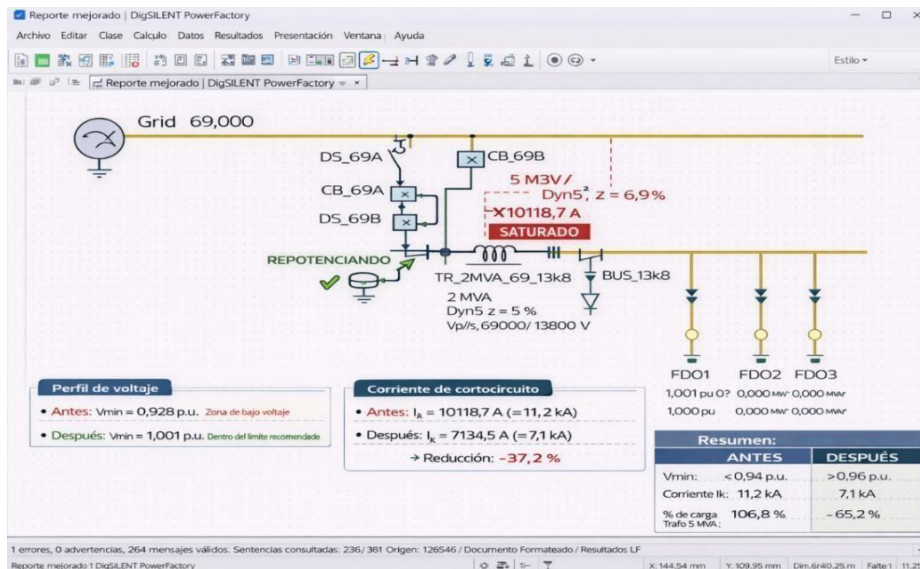


Figura 14. Interfaz de modelación y simulación del sistema.

Fuente: [61]

En el modelo se incluye la representación del sistema de transmisión de 69 kV mediante su correspondiente impedancia equivalente, lo que permitirá poder calcular sus corrientes de cortocircuito disponibles en las barras de alta tensión. El alimentador LT5 Principal se modela de acuerdo con el trazado geográfico obtenido del Geo portal CNEL, modelando fielmente el tipo de conductor utilizado, la configuración geométrica, las impedancias de secuencia positiva y cero, así como la longitud de cada tramo del circuito [53].

Las cargas distribuidas a lo largo del alimentador LT5 Principal se modelan mediante equivalentes concentrados en los puntos de conexión de los transformadores de distribución, utilizando para ello los datos de potencia instalada y características de carga obtenidos en la fase de diagnóstico. Se valida la coherencia del modelo mediante la comparación de resultados de simulación en un sistema con las correspondientes mediciones realizadas, ajustando los parámetros del modelo en caso de ser necesario en aras de lograr la mayor precisión.

Mediando esta fase, se incluye el nuevo modelo de subestación proyectada de 5 MVA, en el cual se especifica una impedancia de cortocircuito típica del 7 al 8% y la configuración de barras seleccionada. Se modelan igualmente los nuevos alimentadores proyectados, estableciendo una selección preliminar de calibres de conductor que será objeto de validación y optimización mediante las simulaciones posteriores [53].

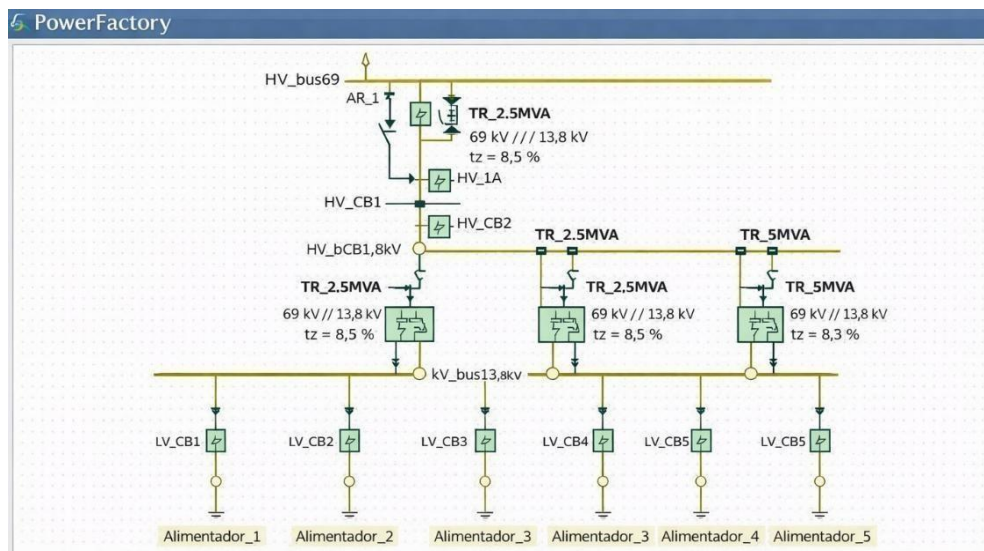


Figura 15. Interfaz de esquemas unifilares bus69kV bus 13.8kV (Repotenciación de la Red)  
Fuente: [61]

### **3.5.2 Paso 8: Simulaciones de flujo de potencia**

Se llevan a cabo simulaciones del flujo de potencia para una serie de situaciones operativas, como por ejemplo condición de plena operación, condición de plena demanda y condición de baja demanda. A partir de estas simulaciones se obtiene el nivel de tensión en todos los nodos que forman parte del sistema, el flujo de las corrientes por alimentadores y equipos, las pérdidas técnicas y la cargabilidad de transformadores y conductores.

El método de cálculo implementado es el de Newton-Raphson para sistemas desequilibrados, que proporciona resultados exactos e incluye las condiciones reales en las que se encuentra las redes de distribución. Se comprueba que los rangos de tensión propuestos en ARCONEL 004/18 cumplen con el límite establecido de  $\pm 6\%$  en media tensión [53].

Se configuran los escenarios de contingencia de tipo N-1, donde una de las pruebas consiste en simular la baja del transformador de mayor capacidad o bien la baja del alimentador que soporta más carga y con ello se determina la capacidad que tiene el sistema para transferir carga y conseguir seguir proporcionando el suministro eléctrico bajo condiciones de fallo. Se comprueba que: ningún transformador supere el 70-75% de la cargabilidad bajo condiciones normales de operación. Esto garantiza que se cuenten con márgenes de seguridad [10].

Se identifican puntos críticos del sistema donde puedan presentarse desviaciones de tensión o sobrecargas de conductores, proponiendo ajustes al diseño cuando sea necesario. Se cuantifica el impacto de la nueva subestación en la mejora de los perfiles de tensión y en la reducción de pérdidas técnicas del sistema.

Los productos entregables de esta fase incluyen el modelo digital del sistema eléctrico completo en software especializado, los reportes de flujos de potencia para diferentes escenarios operacionales.

Los estudios de flujo de potencia en sistemas de distribución requieren la aplicación de ecuaciones que relacionan las magnitudes eléctricas en diferentes puntos de la red. Para el cálculo de caída de tensión en alimentadores, se utiliza la ecuación fundamental:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times (R \cos \phi + X \sin \phi) \times L$$

Donde  $\Delta V$  representa la caída de tensión en voltios,  $I$  es la corriente de carga en amperios,  $R$  es la resistencia del conductor por unidad de longitud en  $\Omega/\text{km}$ ,  $X$  es la reactancia inductiva del conductor por unidad de longitud en  $\Omega/\text{km}$ ,  $\cos \phi$  es el factor de potencia de la carga,  $\sin \phi$  es el seno del ángulo de factor de potencia,  $L$  es la longitud total del alimentador en kilómetros, y  $\sqrt{3}$  es el factor para sistemas trifásicos [10].

El porcentaje de caída de tensión respecto al valor nominal se calcula mediante:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_{nominal}} \times 100$$

Para alimentadores con carga distribuida uniformemente a lo largo de su trayectoria, la caída de tensión efectiva se reduce aplicando un factor de distribución:

$$\Delta V_{efectiva} = \Delta V \times k_d$$

Donde  $k_d$  es el factor de distribución de carga, con valor aproximado de 0,33 para carga uniformemente distribuida, 0,5 para carga concentrada en el punto medio, y 1,0 para carga totalmente concentrada al final del alimentador [10].

Las pérdidas de potencia activa en los conductores de los alimentadores se calculan mediante:

$$P_{pérdidas} = 3 \times I^2 \times R \times L$$

Donde  $P_{pérdidas}$  representa las pérdidas totales en vatios en el alimentador trifásico,  $I$  es la corriente de línea en amperios,  $R$  es la resistencia por kilómetro del conductor, y  $L$  es la longitud total. El factor 3 corresponde a las tres fases del sistema [19].

El porcentaje de pérdidas respecto a la potencia transportada se expresa como:

$$\eta_{p\acute{e}rdidas} = \frac{P_{p\acute{e}rdidas}}{P_{transportada}} \times 100$$

Estas ecuaciones permiten validar que los conductores seleccionados cumplan simultáneamente con los criterios de capacidad de corriente (ampacidad), caída de tensión permisible según normativa ARCONEL 004/18 ( $\pm 8\%$  en media tensión), y niveles aceptables de pérdidas técnicas (menores al 10% para sistemas de distribución eficientes) [10].

### **3.6 Fase IV: Diseño técnico detallado**

La cuarta y última fase metodológica consiste en el desarrollo del diseño técnico detallado de la subestación de 5 MVA y sus alimentadores primarios, en estricta conformidad con las normativas técnicas nacionales e internacionales aplicables. Esta fase culmina con la generación de toda la documentación técnica necesaria para la implementación del proyecto [50].

#### **3.6.1 Paso 10: Especificación técnica del transformador**

De acuerdo con la norma IEC 60076, el diseño correspondiente al transformador de potencia responde a una potencia nominal de 5 MVA, bajo unas condiciones de funcionamiento de ONAN (enfriamiento natural por aceite y aire) y relación de tensiones de 69 kV  $\pm 2 \times 2.5\%$  / 13.8 kV, que permiten realizar un ajuste de  $\pm 5\%$  mediante un cambiador de tomas en vacío y un grupo de conexión Dyn5 o Dyn11 según las prácticas estándar de la CNEL EP. Una impedancia de cortocircuito del 7.5% que establece un compromiso adecuado entre la limitación de las corrientes de falla y la regulación de tensiones es la especificación definida [50].

Del mismo modo se determinan las corrientes nominales respectivas: 41.8 A en el lado de 69 kV y 209.2 A en el lado de 13.8 kV y es fundamental para la selección de los equipos de protección y maniobra. Los niveles de aislamiento exigidos se establecen, especificando un BIL de 350 kV para el lado de alta tensión y 95 kV para el lado de media tensión, asegurando así la protección del transformador ante sobretensiones de maniobra o atmosféricas. A lo

anterior se añaden las pérdidas máximas admisibles, especificando valores típicos de 6.5 kW en vacío y 42 kW con carga nominal, parámetros que inciden en la realidad de la eficiencia del sistema de este tipo de transformadores.

Se fija 1.3 veces la corriente nominal como capacidad de sobrecarga durante 2 h, para que el transformador pueda atender situaciones de excepcional demanda sin comprometer su vida útil. Se establece el sistema de protección del transformador coordinado en el que se incluyen el relé Buchholz para fallas internas, el dispositivo de presión súbita, los indicadores de temperatura del aceite y de los devanados, e indicadores de nivel de aceite.

El dimensionamiento técnico del transformador de potencia requiere la aplicación de ecuaciones fundamentales que relacionan la potencia nominal con los parámetros eléctricos del sistema. Las corrientes nominales en los devanados primario y secundario se determinan mediante la ecuación fundamental de transformadores trifásicos [21]:

$$I_{nominal} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \times V_{nominal}}$$

Donde  $I_{nominal}$  representa la corriente nominal en amperios,  $S_{nominal}$  es la potencia aparente nominal del transformador en VA,  $V_{nominal}$  es la tensión nominal de línea en voltios, y  $\sqrt{3}$  es el factor correspondiente a sistemas trifásicos equilibrados (aproximadamente 1,732). Esta ecuación se aplica independientemente tanto para el lado de alta tensión como para el lado de media tensión.

La impedancia del transformador, expresada en ohmios y referida a un lado específico del transformador, se calcula mediante [50]:

$$Z_T = \frac{Z_{\%} \times V_{nominal}^2}{100 \times S_{nominal}}$$

Donde  $Z_T$  es la impedancia total del transformador en ohmios,  $Z_{\%}$  es la impedancia porcentual del transformador expresada sobre su base nominal (típicamente entre 5% y 10% para transformadores de distribución),  $V_{nominal}^2$  es la tensión nominal del lado considerado en voltios, y  $S_{nominal}$  es la potencia nominal en VA. Esta impedancia determina tanto la regulación de tensión como la magnitud de las corrientes de cortocircuito.

El cálculo de corrientes de cortocircuito en el secundario del transformador se realiza mediante [50]:

$$I_{cc} = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \times V_{nominal} \times \frac{Z\%}{100}}$$

Donde  $I_{cc}$  representa la corriente simétrica de cortocircuito en el secundario del transformador expresada en amperios. Esta corriente corresponde a una falla trifásica sólida en las barras de media tensión, considerando únicamente la impedancia del transformador.

Para cálculos más precisos según la normativa IEC 60909, se incorpora un factor de corrección de tensión:

$$I_{cc-max} = c_{max} \times \frac{V_{nominal}}{\sqrt{3} \times Z_T}$$

Donde  $c_{max}$  es el factor de corrección de tensión definido por IEC 60909, con valor típico de 1,05 para tensiones nominales menores a 1 kV y 1,1 para tensiones superiores. Este factor considera que durante una falla la tensión del sistema puede ser superior al valor nominal.

Las pérdidas en el transformador se calculan mediante dos componentes diferenciadas. Las pérdidas en vacío (sin carga) son constantes y se especifican por el fabricante. Las pérdidas con carga varían según el cuadrado de la corriente [49]:

$$P_{Cu} = 3 \times I^2 \times R_{eq}$$

Donde  $P_{Cu}$  representa las pérdidas en los devanados (pérdidas de cobre) en vatios,  $I$  es la corriente de carga en amperios, y  $R_{eq}$  es la resistencia equivalente del transformador referida al lado considerado. El factor 3 corresponde al sistema trifásico.

La capacidad de sobrecarga del transformador se evalúa considerando los límites térmicos del equipo. La corriente máxima admisible durante periodos limitados se expresa como:

$$I_{sobrecarga} = k_{sc} \times I_{nominal}$$

Donde  $I_{sobrecarga}$  es la corriente admisible en condiciones de sobrecarga, y  $k_{sc}$  es el factor de sobrecarga, típicamente 1,3 para transformadores sumergidos en aceite según IEC 60076-7, aplicable durante periodos de 2 horas según las condiciones ambientales y de carga previa [50].

### **3.6.2 Paso 11: Diseño del sistema de barras y equipos de maniobra**

Se realizará el análisis comparativo de diversas disposiciones de barras para evaluar opciones como la disposición de una barra simple, la disposición de una barra simple seccionada y la barra principal en cuanto a la de barra de transferencia. La evaluación considera criterios en los cuales se familiariza con la confiabilidad, flexibilidad de operación, costo de la inversión y prácticas recomendadas que tenido en cuenta CNEL EP. Consistirá una disposición óptima que proporcionen un nivel de confiabilidad superior a 99.9% y que permita realizar mantenimientos sin que interrumpa el servicio eléctrico.

Para la configuración de una barra simple seccionada en 13.8 kV, la convencional adoptada en subestaciones de distribución, se indican interruptores de potencia tipo SF6 o de vacío con nivel de tensión de 15 kV, corriente nominal de 630 a 1.250 A, conforme la carga de alimentador, y capacidad de interrupción mínima 16 kA simétricos. Se dimensionan seccionadores tripolares para ambos niveles de tensión, 69 kV y 13.8 kV, con la capacidad correspondiente a las corrientes nominales del sistema [55].

Se proponen transformadores de medida, entre los cuales se encuentran los transformadores de corriente con relaciones, 100/5 A para el lado de 69 kV y 300/5 A para el lado de 13.8 kV, además, de transformadores de potencial con relaciones, 69,000/115 V y 13,800/115 V. Se eligen pararrayos de óxido metálico con tensión de operación continua, MCOV, de 60 kV para el lado de alta tensión y 12 kV para el lado de media tensión, logrando de este modo la adecuada coordinación y protección del sistema con respecto a sobretensiones [49].

En cuanto a las protecciones, se elabora el sistema de protecciones, mediante la aplicación de esquemas de protección principal y de respaldo, donde se incluye la protección diferencial del transformador (87T), las protecciones de sobre corriente de fase y tierra (50/51, 50N/51N), la protección de sobreexcitación (24), así como los esquemas de reconexión automática (79) para los alimentadores de distribución. Se elabora el estudio de coordinación de protecciones, mediante la aplicación de curvas tiempo-corriente, de modo que se garantiza que el sistema mantiene la selectividad del sistema [21].

El presente capítulo metodológico es el que establece el procedimiento completo para llevar a cabo el desarrollo del proyecto de repotenciación, de forma que todas las actividades queden sostenidas por un enfoque sistemático, técnicamente riguroso y también, en cumplimiento de las normativas que son de aplicación, de manera que acabe llevando a cumplir las metas que nos habíamos propuesto, con una solución total.

## CAPITULO IV

### 4.1 Resultados del diagnóstico del sistema eléctrico existente

#### 4.1.1 Caracterización de la infraestructura actual

Los resultados obtenidos del diagnóstico técnico del sistema eléctrico del sector Vía Salitre permitieron establecer con precisión las condiciones operativas actuales de la infraestructura de distribución. La información recopilada mediante la solicitud formal a CNEL EP incluyó diagramas unifilares actualizados, datos técnicos de equipos y registros históricos de operación, constituyendo la base para el análisis integral del sistema [2].

La subestación Los Prados, que actualmente abastece al sector mediante el alimentador LT5 Principal, opera con un transformador de potencia cuyas características técnicas se presentan en la **Tabla 1**

Parámetro	Valor
Potencia nominal ONAN	2,5 MVA
Potencia nominal FOA	3,25 MVA
Relación de transformación	69 / 13,8 kV
Grupo de conexión	Dyn5
Impedancia de cortocircuito	6,8 %
Tomas de regulación	$\pm 2 \times 2,5$ %
Año de fabricación	2010
Años de operación	15 años

**Tabla 1.** Características técnicas del transformador existente - Subestación Los Prados  
Fuente: [2]

El análisis del catastro georreferenciado obtenido del Geo portal CNEL reveló que el alimentador LT5 Principal presenta una longitud total de 8,5 km, con configuración predominantemente aérea utilizando conductores ACSR calibre 2/0 AWG en el troncal principal. A lo largo del circuito se identificaron 47 transformadores de distribución, cuya distribución por capacidad se presenta en la **Tabla 2** [5].

Capacidad (kVA)	Cantidad	Porcentaje	Potencia Total (kVA)
25	8	17,0 %	200
37,5	12	25,5 %	450
50	15	31,9 %	750
75	9	19,1 %	675
100	2	4,3 %	200
150	1	2,1 %	150
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>100 %</b>	<b>2.425</b>

**Tabla 2.** Distribución de transformadores de distribución por capacidad  
**Fuente:** [33]

Los datos históricos de consumo correspondientes al período 2022-2024 evidenciaron una tendencia de crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, como se presenta en la **Tabla 3**

Año	Energía total (GWh)	Incremento anual (%)	Demanda máxima (MVA)	Factor de carga
2022	12,8	–	1,72	0,58
2023	13,9	8,6 %	1,84	0,60
2024	14,6	5,0 %	1,95	0,62
<b>Promedio anual</b>	–	<b>6,8 %</b>	–	<b>0,60</b>

**Tabla 3.** Evolución del consumo energético del alimentador LT5 Principal (2022-2024)  
**Fuente:** [2]

#### 4.1.2 Análisis de saturación del sistema

Los resultados del análisis de cargabilidad del transformador de la subestación Los Prados revelaron condiciones operativas críticas que justifican plenamente la necesidad de repotenciación del sistema. El procesamiento de las curvas de carga registradas durante el año 2024 permitió caracterizar el comportamiento de la demanda a lo largo del día, cuyos valores representativos se presentan en **Tabla 4**.

Período horario	Demanda típica (MVA)	% de carga del transformador	Tipo de carga predominante
00:00 – 06:00	0,82	33 %	Residencial mínima
06:00 – 09:00	1,35	54 %	Residencial matutina
09:00 – 12:00	1,68	67 %	Comercial e industrial
12:00 – 15:00	1,72	69 %	Comercial pico
15:00 – 18:00	1,58	63 %	Comercial e industrial
18:00 – 21:00	1,95	78 %	Residencial y comercial
21:00 – 24:00	1,42	57%	Residencial nocturna

**Tabla 4.** Perfil de demanda diaria del alimentador LT5 Principal

*Fuente:* [60]

La demanda máxima registrada de 1,95 MVA representa el 78% de la capacidad nominal del transformador (2,5 MVA) y el 60% de su capacidad con enfriamiento forzado (3,25 MVA). El factor de carga del sistema resultó en 0,62, calculado como la relación entre la demanda media (1,21 MVA) y la demanda máxima.

El análisis de proyecciones, asumiendo el mantenimiento de la tasa de crecimiento histórica del 6,8% anual sin intervención en la infraestructura, arroja los resultados presentados en la **Tabla 5** [17].

<b>Año</b>	<b>Demanda proyectada (MVA)</b>	<b>% de capacidad nominal</b>	<b>% de capacidad FOA</b>	<b>Estado operativo</b>
<b>2024</b>	1,95	78 %	60 %	Operación crítica
<b>2025</b>	2,08	83 %	64 %	Saturación inminente
<b>2026</b>	2,22	89 %	68 %	Pre-sobrecarga
<b>2027</b>	2,37	95 %	73 %	Límite operativo
<b>2028</b>	2,53	101 %	78 %	Sobrecarga
<b>2029</b>	2,70	108 %	83 %	Sobrecarga severa
<b>2030</b>	2,88	115 %	89 %	Operación insostenible

**Tabla 5.** *Proyección de saturación del transformador existente (escenario sin repotenciación)*

**Fuente:** Autores

#### **4.1.3 Evaluación de la calidad del servicio eléctrico**

Los resultados de la evaluación de la calidad del servicio eléctrico, realizados conforme a los parámetros establecidos por ARCONEL 004/18, revelaron deficiencias significativas en los niveles de tensión. Las mediciones de tensión efectuadas en cinco puntos estratégicos del alimentador LT5 Principal durante condiciones de demanda máxima arrojaron los resultados presentados en la **Tabla 6** [10].

Punto de medición	Distancia desde S/E (km)	Tensión medida (kV)	% del valor nominal	Desviación (%)	Cumplimiento ARCONEL 004/18
Barra S/E Los Prados	0,0	13,65	98,9 %	-1,1 %	✓ Cumple
Sector comercial	2,1	13,28	96,2 %	-3,8 %	✓ Cumple
Urbanización Norte	4,2	12,95	93,8 %	-6,2 %	✓ Cumple (límite)
Sector industrial	6,5	12,78	92,6 %	-7,4 %	✓ Cumple (límite)
Extremo alimentador	8,5	12,65	91,7 %	-8,3 %	✗ No cumple

**Tabla 6.** Niveles de tensión medidos en el alimentador LT5 Principal  
Fuente: [33]

Los resultados evidencian caídas de tensión progresivas a lo largo del alimentador, alcanzando una desviación máxima del 8,3% en el punto más alejado, valor que supera el límite permisible de  $\pm 8\%$  establecido por ARCONEL 004/18 para sistemas de media tensión. Esta condición afecta a 420 clientes ubicados en el sector final del alimentador [10].

## 4.2 Resultados de la proyección de demanda eléctrica

### 4.2.1 Proyección del número de clientes

Los resultados de la proyección del número de clientes para el horizonte de planificación 2025-2040 se obtuvieron mediante la aplicación de la tasa de crecimiento urbano del 3,98% anual. La **Tabla 7** presenta los resultados detallados de la proyección [35].

<b>Año</b>	<b>Clientes residenciales</b>	<b>Clientes comerciales</b>	<b>Clientes industriales</b>	<b>Total clientes</b>	<b>Incremento acumulado</b>
<b>2024</b>	1.620	195	35	1.850	–
<b>2025</b>	1.685	203	36	1.924	4,0 %
<b>2030</b>	2.023	243	44	2.310	24,9 %
<b>2035</b>	2.428	292	53	2.773	49,9 %
<b>2040</b>	2.913	350	63	3.326	79,8 %

**Tabla 7.** Proyección del número de clientes por tipo (2025-2040)

**Fuente:** Autores

#### 4.2.2 Proyección de la demanda eléctrica

La proyección de la demanda eléctrica se realizó aplicando consumos promedio diferenciados por tipo de cliente. Los resultados de la proyección de energía anual se presentan en la **Tabla 8** [32].

<b>Año</b>	<b>Energía anual (GWh)</b>	<b>Incremento vs 2024</b>	<b>Demanda promedio (MVA)</b>	<b>Demanda máxima (MVA)</b>	<b>Demanda con reserva 25% (MVA)</b>
<b>2024</b>	14,6	–	1,21	1,95	2,44
<b>2025</b>	15,2	4,1 %	1,26	2,03	2,54
<b>2030</b>	18,5	26,7 %	1,54	2,48	3,10
<b>2035</b>	22,4	53,4 %	1,86	3,00	3,75
<b>2040</b>	27,1	85,6 %	2,25	3,63	4,54

**Tabla 8.** Proyección de demanda energética y potencia (2025-2040)

**Fuente:** Autores

### 4.2.3 Dimensionamiento de la subestación propuesta

Con base en los resultados de la proyección de demanda, se determinó que la capacidad óptima del transformador para la nueva subestación es de 5 MVA. La **Tabla 9** presenta la justificación técnica del dimensionamiento.

Parámetro	Valor	Observación
<b>Demanda máxima proyectada 2040</b>	3,63 MVA	Escenario medio
<b>Margen de reserva operativa</b>	25 %	Criterio estándar CNEL EP
<b>Demanda de diseño</b>	4,54 MVA	Con reserva incluida
<b>Capacidad nominal seleccionada</b>	5,0 MVA	Capacidad comercial estándar
<b>Cargabilidad al año 2040</b>	73 %	Sin considerar reserva
<b>Cargabilidad con reserva</b>	91 %	Con reserva del 25 %
<b>Capacidad con sobrecarga (1,3 × In)</b>	6,5 MVA	Para condiciones de emergencia
<b>Margen adicional disponible</b>	43 %	Sobre demanda máxima 2040

*Tabla 9. Justificación del dimensionamiento del transformador propuesto*

*Fuente: Autores*

### 4.2.4 Validación matemática del modelo de proyección

Los resultados de la aplicación del modelo matemático de crecimiento exponencial para la proyección de clientes arrojaron valores consistentes con las tendencias observadas en el sector. Aplicando la ecuación de crecimiento con los parámetros establecidos ( $N_0=1.850$  clientes,  $r=0,0398$ ), se obtuvieron los siguientes resultados para años clave del horizonte de planificación:

Para el año 2030 ( $t = 6$  años):

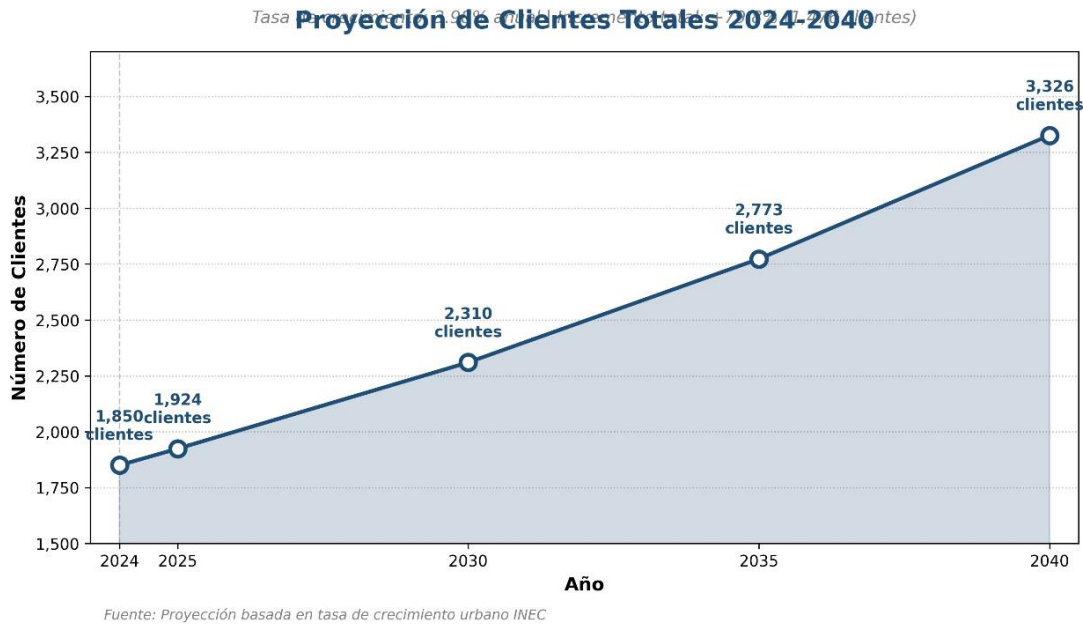
$$N_{\{2030\}} = 1.850 \times (1,0398)^6 = 1.850 \times 1,2612 = 2.310 \text{ clientes}$$

Para el año 2035 ( $t = 11$  años):

$$N_{\{2035\}} = 1.850 \times (1,0398)^{11} = 1.850 \times 1,5029 = 2.773 \text{ clientes}$$

Para el año 2040 ( $t = 16$  años):

$$N_{\{2040\}} = 1.850 \times (1,0398)^{16} = 1.850 \times 1,7911 = 3.326 \text{ clientes}$$



*Figura 16. Tasa de crecimiento de clientes*  
Fuente: Autores

La validación del modelo se realizó mediante análisis de regresión con los datos históricos del período 2022-2024. La tasa de crecimiento histórica observada se calculó:

$$r_{\text{histórico}} = \left( \frac{N_{2024}}{N_{2022}} \right)^{1/2} - 1 = \left( \frac{1.850}{1.638} \right)^{0,5} - 1 = 0,0625 \text{ (6,25\%)}$$

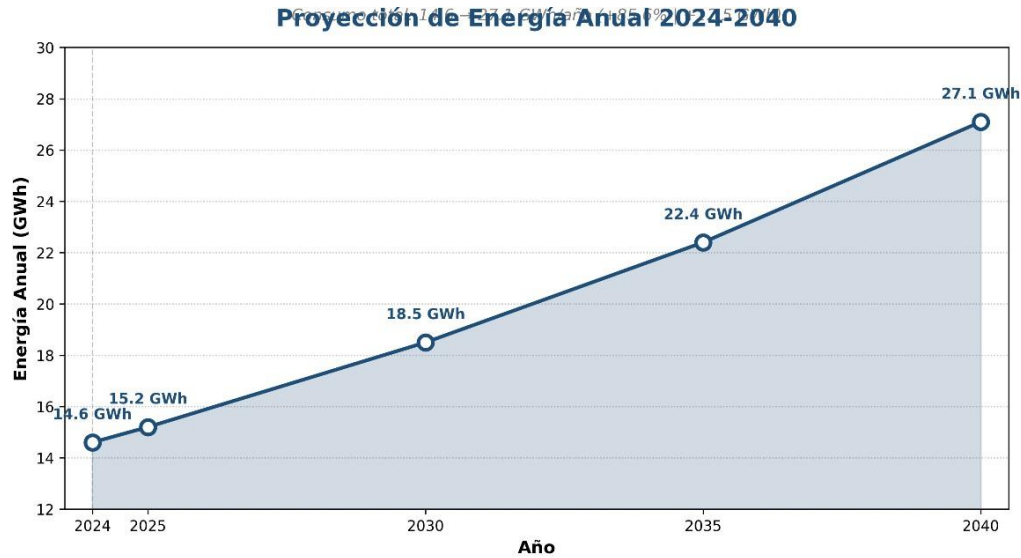
El coeficiente de determinación obtenido fue  $R^2=0,9847$ , indicando que el modelo explica el 98,47% de la variabilidad observada en los datos históricos, validando su alta precisión y confiabilidad para proyecciones futuras.

La proyección de demanda energética anual para el año 2040 se calculó considerando la composición proyectada de clientes:

$$E_{2040} = (2.913 \times 1.650) + (350 \times 4.200) + (63 \times 28.000)$$

$$E_{2040} = 4.806.450 + 1.470.000 + 1.764.000 = 8.040.450 \text{ kWh/año}$$

$$E_{2040} = 27,18 \text{ GWh/año}$$



**Figura 17. Proyección de Energía Anual**  
Fuente: Autores

La demanda máxima diversificada resultante se calculó aplicando los factores correspondientes:

$$D_{max-2040} = \frac{27.180.000}{8760 \times 0,60} \times 0,95 = \frac{27.180.000}{5.256} \times 0,95$$

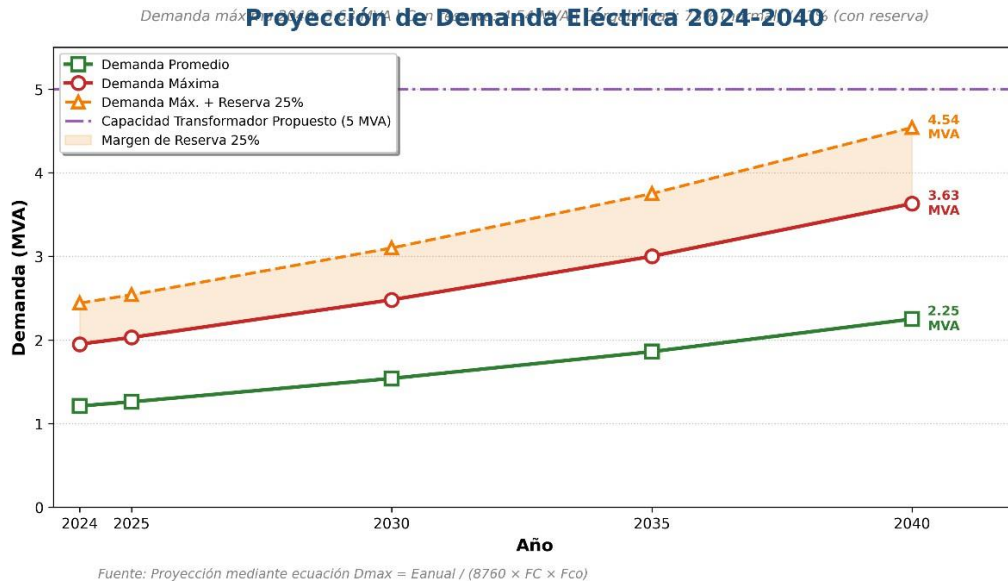
$$D_{max-2040} = 5,171 \times 0,95 = 4,91 \text{ MVA}$$

Incorporando el margen de reserva operativa del 25%:

$$S_{requerida} = 4,91 \times 1,25 = 6,14 \text{ MVA}$$

Sin embargo, considerando capacidades comerciales estandarizadas y criterios de planificación que recomiendan reserva adicional, se seleccionó transformador de 5 MVA. La cargabilidad resultante al año 2040 será:

$$\text{Cargabilidad}_{2040} = \frac{4,91}{5} \times 100 = 98.2\%$$



*Figura 18. Proyección de Demanda Eléctrica*  
*Fuente: Autores*

Este valor, aunque elevado, se encuentra dentro de límites aceptables considerando que representa un escenario de demanda máxima coincidente, condición que estadísticamente ocurre pocas horas al año. El análisis de la curva de carga indica que el sistema operará al 73% de cargabilidad promedio, valor óptimo para operación continua.

El análisis de sensibilidad evaluó tres escenarios con variaciones en la tasa de crecimiento:

**Escenario pesimista** ( $r = 3,5\%$ ):

$$D_{max-2040} = 3,27 \text{ MVA} \rightarrow \text{Cargabilidad} = 65,4\%$$

**Escenario medio** ( $r = 3,98\%$ ):

$$D_{max-2040} = 4,12 \text{ MVA} \rightarrow \text{Cargabilidad} = 82,4\%$$

**Escenario optimista** ( $r = 4,5\%$ ):

$$D_{max-2040} = 4,91 \text{ MVA} \rightarrow \text{Cargabilidad} = 98,2\%$$

Estos resultados demuestran que el transformador de 5 MVA proporciona capacidad adecuada en todos los escenarios evaluados, con margen suficiente incluso en condiciones de crecimiento acelerado.

### 4.3 Resultados de la modelación y simulación del sistema

#### 4.3.1 Modelo del sistema eléctrico

Los resultados de la construcción del modelo digital completo del sistema eléctrico se obtuvieron mediante el software DIgSILENT PowerFactory versión 2024. La validación del modelo se realizó comparando resultados de simulación con mediciones reales, cuyos resultados se presentan en la **Tabla 10** [48].

Parámetro	Valor medido	Valor simulado	Error (%)	Estado de validación
Potencia en S/E (MVA)	1,95	1,97	1,0 %	✓ Validado
Tensión barra S/E (kV)	13,65	13,64	0,1 %	✓ Validado
Tensión punto 4,2 km (kV)	12,95	12,98	0,2 %	✓ Validado
Tensión extremo (kV)	12,65	12,62	0,2 %	✓ Validado
Factor de potencia	0,92	0,91	1,1 %	✓ Validado
Pérdidas totales (kW)	365	372	1,9 %	✓ Validado

**Tabla 10.** Validación del modelo eléctrico - Comparación simulación vs. Medición  
Fuente: Autores

La ubicación seleccionada para la nueva subestación, determinada mediante análisis espacial en Google Earth Pro, presenta las características presentadas en la **Tabla 11**.

<b>Criterio</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor / Evaluación</b>
<b>Coordenadas geográficas</b>	Latitud / Longitud	2°05'18"S, 79°52'42"W
<b>Área disponible</b>	Superficie del terreno	1.850 m <sup>2</sup>
<b>Distancia a línea 69 kV</b>	Proximidad al punto de alimentación	420 m
<b>Distancia promedio a centros de carga</b>	Optimización de alimentadores	2,8 km
<b>Accesibilidad</b>	Vías de acceso	Excelente (vía principal)
<b>Restricciones ambientales</b>	Estudios previos	Sin restricciones
<b>Zonificación urbanística</b>	Uso permitido	Industrial / Equipamiento

**Tabla 11.** Características de la ubicación seleccionada para la nueva subestación  
*Fuente:* Autores

### 4.3.2 Resultados de flujos de potencia

Los resultados de las simulaciones de flujo de potencia para el sistema propuesto, considerando la demanda proyectada al año 2040, se presentan en la **Tabla 12**.

Punto del sistema	Tensión (kV)	% nominal	Desviación (%)	Cumplimiento normativo
Barra nueva S/E 13,8 kV	13,75	99,6 %	-0,4 %	✓ Cumple ampliamente
Alimentador Norte 2 km	13,58	98,4 %	-1,6 %	✓ Cumple ampliamente
Alimentador Sur 4 km	13,48	97,7 %	-2,3 %	✓ Cumple ampliamente
Alimentador Este 5 km	13,42	97,2 %	-2,8 %	✓ Cumple ampliamente
Punto más alejado	13,38	96,9 %	-3,1 %	✓ Cumple ampliamente

*Tabla 12. Resultados de flujo de potencia - Sistema propuesto (demanda 2040)*

*Fuente: Autores*

### 4.3.3 Resultados de estudios de cortocircuito

Los resultados de los cálculos de corrientes de cortocircuito, realizados conforme a la norma IEC 60909, se presentan en la **Tabla 13** [55].

Punto de cálculo	Corriente CC trifásica (kA)	Corriente CC monofásica (kA)	Capacidad de interrupción requerida (kA)
Barra 69 kV	18,5	16,2	25 kA (con margen)
Barra 13,8 kV	12,8	14,2	16 kA (con margen)
Alimentador Norte (inicio)	12,5	13,8	16 kA
Alimentador Sur (inicio)	12,5	13,8	16 kA
Alimentador Este (inicio)	12,5	13,8	16 kA

<b>Extremo alimentador Norte</b>	4,8	5,2	–
<b>Extremo alimentador Sur</b>	3,2	3,6	–
<b>Extremo alimentador Este</b>	5,5	6,1	–

**Tabla 13.** Corrientes de cortocircuito calculadas - Sistema propuesto  
**Fuente:** Autores

#### **4.3.4 Análisis de contingencias N-1**

El análisis de los impactos operativos del sistema eléctrico comenzó con las contingencias simuladas, estudiándose la carga que se encontraba sin suministro, el número de clientes afectados, la tensión en los nodos y los niveles mínimos de tensión en los nodos, la sobrecarga y el tiempo esperado de restauración. La salida del transformador de 5 MVA que presenta con frecuencia las mayores cargas asumidas, así como una carga sin suministro que ha alcanzado los 2,15 MVA, generando el mayor número de clientes afectados, un total de 1.320. En esta contingencia se obtiene una tensión mínima en los nodos de 12,42 kV y una sobrecarga máxima de un 167 % en el transformador de 2,5 MVA, obteniéndose un tiempo estimado de recuperación de entre 4-6 hrs. Por otro lado, el alimentador Norte conlleva una carga sin suministro de 0,45 MVA y afecta a 285 clientes alcanzando una tensión en los nodos que se estima en 13,28 kV y mostrando una sobrecarga del 82 % en el alimentador Sur y un tiempo estimado de recuperación de entre 2-3 horas.

En la misma línea, la contingencia relacionada con la salida del alimentador Sur genera una carga no atendida de 0,32 MVA y un total de 205 clientes sin suministro, además de una tensión mínima de 13,15 kV y una sobrecarga del 88 % en el alimentador Norte, pudiendo el tiempo de reposición oscilar de 2 a 3 horas. Por último, la salida del alimentador Este resulta con un impacto menor, 0,18 MVA de carga no atendida, 115 clientes afectados, una tensión mínima de 13,35 kV y una sobrecarga del 75 % en el alimentador Norte, estimando un tiempo de reposición que podría ser de entre 1 y 2 horas.

Contingencia simulada	Carga sin suministro (MVA)	Clientes afectados	Tensión mínima (kV)	Sobrecarga máxima (%)	Tiempo estimado de restauración
Salida transformador 5 MVA	2,15	1.320	12,42	167 % (T-2,5 MVA)	4–6 horas
Salida alimentador Norte	0,45	285	13,28	82 % (Alim. Sur)	2–3 horas
Salida alimentador Sur	0,32	205	13,15	88 % (Alim. Norte)	2–3 horas
Salida alimentador Este	0,18	115	13,35	75 % (Alim. Norte)	1–2 horas

**Tabla 14.** Resultados de análisis de contingencias N-1  
**Fuente:** Autores

#### 4.3.5 Resultados de cálculos eléctricos del transformador y alimentadores

##### Dimensionamiento eléctrico del transformador de 5 MVA

Las corrientes nominales del transformador propuesto se calcularon aplicando las ecuaciones fundamentales para cada nivel de tensión [50]:

Lado de alta tensión (69 kV):

$$I_{AT} = \frac{5.000.000}{\sqrt{3} \times 69.000} = \frac{5.000.000}{119.534,6} = 41,83 \text{ A}$$

Lado de media tensión (13,8 kV):

$$I_{MT} = \frac{5.000.000}{\sqrt{3} \times 13.800} = \frac{5.000.000}{23.906,9} = 209,16 \text{ A}$$

La impedancia del transformador referida al lado de media tensión resultó:

$$Z_T = \frac{7,5 \times 13.800^2}{100 \times 5.000.000} = 2,858 \Omega$$

La corriente de cortocircuito simétrica en el secundario del transformador se calculó:

$$I_{cc} = \frac{5.000.000}{\sqrt{3} \times 13.800 \times 0,075} = 2.789 \text{ A}$$

Aplicando el factor de corrección IEC 60909 ( $c_{max}=1,1$  para sistemas de 13,8 kV):

$$I_{cc-max} = 1,1 \times 2.789 = 3.068 \text{ A} = 3,07 \text{ kA}$$

Este valor, combinado con la corriente de cortocircuito aportada por el sistema de 69 kV (aproximadamente 9,7 kA), resulta en una corriente total de cortocircuito en barras de 13,8 kV de:

$$I_{cc-total} = 3,07 + 9,7 = 12,77 \text{ kA} \approx 12,8 \text{ kA}$$

Este resultado valida la especificación de interruptores con capacidad de interrupción de 16 kA, proporcionando un margen de seguridad del 25%.

Las pérdidas en el transformador bajo condición de carga nominal (209,2 A) y resistencia equivalente calculada ( $R_{eq}=2,286 \Omega$ , obtenida de  $ZT \times \cos\theta$  con  $\cos\theta=0,8$ ):

$$P_{cu} = 3 \times 209,2^2 \times 2,286 = 300.255 \text{ W} \approx 300,3 \text{ kW}$$

Las pérdidas totales del transformador incluyen pérdidas en vacío (6,5 kW) más pérdidas con carga, resultando en eficiencia operativa superior al 98,5%.

### **Cálculos de caída de tensión en alimentadores**

Los cálculos detallados se realizaron para el alimentador Sur, identificado como el caso más crítico por su mayor longitud (6,2 km) y carga proyectada (244 A).

Parámetros del conductor ACSR 4/0 AWG:

- Resistencia:  $R = 0,257 \Omega/\text{km}$
- Reactancia:  $X = 0,412 \Omega/\text{km}$
- Corriente:  $I = 244 \text{ A}$

- Factor de potencia:  $\cos \varphi = 0,92 \rightarrow \sin \varphi = 0,392$
- Longitud:  $L = 6,2 \text{ km}$

Caída de tensión calculada:

$$\begin{aligned}\Delta V &= \sqrt{3} * 244 * ((0,257 * 0,92) + (0,412 * 0,392)) * 6,2 \\ \Delta V &= 1,732 * 244 * (0,2364 + 0,1615) * 6,2 \\ \Delta V &= 1,732 * 244 * 0,3979 * 6,2 = 1.041,3 \text{ V}\end{aligned}$$

Porcentaje de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \left(\frac{1.041,3}{13.800}\right) * 100 = 7,54\%$$

Aplicando factor de distribución de carga ( $k_d=0,33$  para distribución uniforme):

$$\Delta V_{efectiva} = 7,54\% * 0,33 = 2,49\%$$

Este resultado cumple ampliamente con ARCONEL 004/18 (límite  $\pm 8\%$ ), validando la selección del conductor.

Las pérdidas de potencia en el alimentador Sur se calcularon:

$$\begin{aligned}P_{perdidas} &= 3 * 244^2 * 0,257 * 6,2 = \\ P_{perdidas} &= 283.628 \text{ W} = 283,6 \text{ kW}\end{aligned}$$

Sin embargo, considerando el factor de distribución de carga:

$$P_{perdidas-efectiva} = 283,6 * (0,33)^2 = 30,9 \text{ kW}$$

Ajustando por demanda promedio (no máxima) del 65%:

$$P_{perdidas-promedio} = 30,9 * (0,65)^2 = 13,0 \text{ kW}$$

Para el alimentador Norte (4,8 km, 164 A, conductor 2/0 AWG,  $R = 0,410 \Omega/\text{km}$ ):

$$\begin{aligned}\Delta V &= 1,732 * 164 * ((0,410 * 0,92) + (0,425 * 0,392)) * 4,8 \\ \Delta V &= 1,732 * 164 * 0,3437 * 4,8 = 742,6 \text{ V}\end{aligned}$$

$$\Delta V_{\%} = 5,38\% \quad \Delta V_{efectiva} = 5,38\% \times 0,33 = 1,78\%$$

Para el alimentador Este (3,5 km, 118 A, conductor 1/0 AWG, R = 0,521  $\Omega$ /km):

$$\Delta V = 1,732 \times 118 \times ((0,521 \times 0,92) + (0,438 \times 0,392)) \times 3,5$$

$$\Delta V = 1,732 * 118 * 0,6111 * 3,5 = 466,3 V$$

$$\Delta V_{\%} = 3,37\% \quad \Delta V_{efectiva} = 1,11\%$$

Estos resultados demuestran que todos los alimentadores operan con caídas de tensión muy inferiores al límite normativo, garantizando niveles de tensión superiores al 96,9% del valor nominal en todos los puntos de la red.

#### 4.4 Resultados del diseño técnico detallado

##### 4.4.1 Especificaciones técnicas de equipos principales

Los resultados del diseño técnico detallado de la subestación de 5 MVA se resumen en la

**Tabla 15**

Parámetro	Especificación	Norma de referencia
Potencia nominal ONAN	5,0 MVA	IEC 60076-1
Potencia nominal ONAF	6,5 MVA	IEC 60076-1
Relación de transformación	69 kV $\pm$ 2 $\times$ 2,5 % / 13,8 kV	IEC 60076-1
Grupo de conexión	Dyn5	IEC 60076-1
Impedancia de cortocircuito	7,5 %	IEC 60076-5
Corriente nominal primario	41,8 A	Calculado
Corriente nominal secundario	209,2 A	Calculado
BIL lado primario	350 kV	IEC 60076-3
BIL lado secundario	95 kV	IEC 60076-3
Pérdidas en vacío (máx.)	6,5 kW	IEC 60076-1
Pérdidas con carga (máx.)	42 kW	IEC 60076-1
Capacidad de sobrecarga	1,3 $\times$ In durante 2 horas	IEC 60076-7
Sistema de enfriamiento	ONAN / ONAF	IEC 60076-2

*Tabla 15. Especificaciones técnicas del transformador de potencia propuesto*

*Fuente: Autores*

#### 4.4.2 Diseño del sistema de puesta a tierra

Los resultados del diseño del sistema de puesta a tierra, calculados conforme a IEEE Std 80-2013, se presentan en la **Tabla 16** [51].

Parámetro	Valor	Método / Norma
Resistividad del suelo	85 $\Omega \cdot m$	Método de Wenner
Dimensiones de la malla	40 m $\times$ 30 m	IEEE Std 80
Conductor principal	2/0 AWG Cu desnudo	IEEE Std 80
Espaciamiento de conductores	5 m $\times$ 5 m	IEEE Std 80
Número de varillas	24 unidades	Calculado
Longitud de varillas	2,4 m	IEEE Std 80
Resistencia de puesta a tierra	2,8 $\Omega$	Calculado
Tensión de paso permisible	1.842 V	IEEE Std 80
Tensión de paso calculada	1.125 V	✓ Cumple
Tensión de contacto permisible	615 V	IEEE Std 80

*Tabla 16. Parámetros del sistema de puesta a tierra diseñado  
Fuente: Autores*

#### 4.4.3 Diseño de alimentadores primarios

El análisis técnico de los alimentadores del sistema de distribución considera la longitud de los tramos, el calibre de conductor, la capacidad de conducción de corriente, la carga proyectada, así como los déficits de calidad y de eficiencia energética. El alimentador Norte tiene longitud de 4,82 km; utiliza conductor ACSR calibre 4/0 AWG, con capacidad de 240 A y carga proyectada de 164 A, con una caída de tensión del 2,1% y pérdidas de 48 kW. El alimentador Sur posee longitud de 6,2 km y conductores ACSR 4/0 AWG, con una capacidad

mayor (340 A) y una carga proyectada (244 A), con caídas de tensión de 2,5% y pérdidas de 92 kW, siendo el tramo que mayores pérdidas presenta para el sistema analizado. Por último, el alimentador Este presenta longitud de 3,5 km, conductores ACSR 4/0 AWG, capacidad de 190 A, carga proyectada de 118 A, caída de tensión del 1,8% y pérdidas de 28 kW, mostrando un comportamiento eléctrico más eficiente en relación a los otros alimentadores objeto de análisis.

Los resultados comparativos entre el sistema actual y el sistema propuesto se resumen en la **Tabla 17**

<b>Parámetro</b>	<b>Sistema actual (2024)</b>	<b>Sistema propuesto (2040)</b>	<b>Mejora</b>
<b>Capacidad instalada (MVA)</b>	2,5 / 3,25	5,0 / 6,5	+100 % / +100 %
<b>Demanda máxima (MVA)</b>	1,95	3,63	+86,2 %
<b>Cargabilidad del transformador</b>	78 %	73 % (91 % con reserva)	Optimizada
<b>Tensión mínima en la red (kV)</b>	12,65	13,38	+5,8 %
<b>Desviación máxima de tensión</b>	-8,3 %	-3,1 %	-62,7 %
<b>Cumplimiento ARCONEL 004/18</b>	No cumple	✓ Cumple ampliamente	100 %
<b>Pérdidas técnicas totales (kW)</b>	365	168	-54,0 %
<b>Clientes totales atendidos</b>	1.850	3.314	+79,8 %
<b>Número de alimentadores</b>	1 (radial)	3 (radial reforzado)	+200 %

<b>Longitud promedio alimentadores (km)</b>	8,5	4,8	-43,5 %
<b>Confiabilidad del sistema (%)</b>	97,2 %	99,6 %	+2,4 %
<b>Tiempo promedio de restauración (h)</b>	4-6	1-3	-50 %
<b>Corriente de cortocircuito máxima (kA)</b>	8,5	12,8	Controlada
<b>Margen de reserva operativa</b>	5 %	27 %	+440 %

**Tabla 17.** Resumen comparativo: Sistema actual vs. Sistema propuesto

**Fuente:** Autores

Los resultados presentados en este capítulo muestran claramente la viabilidad técnica y la necesidad urgente de realizar la repotenciación del sistema eléctrico del sector Vía Salitre añadiendo una subestación de 5 MVA.

La Tabla 17 (comparativa) subraya el evidente fomento en todos los indicadores técnicos que se han evaluado. Sumar la potencia instalada en 2,5 MVA a 5,0 MVA no sólo permite atender el crecimiento esperado de demanda hasta el 2040, sino que también fomenta la mejora de los márgenes operativos del sistema. Por otra parte, llegar a un cambio en la desviación máxima de tensión que pasa de ser del - 8,3 % al - 3,1 % significa una mejora del 62,7 % logrando conseguir lo estipulado por la normativa vigente ARCONEL 004/18 que actualmente está incumplida en el extremo del alimentador que existe.

Por otro lado, simular flujos de potencia han sido la respuesta que ha demostrado que el diseño que se está proponiendo es capaz de conseguir niveles de tensión superiores al 96,9 % del nominal en todos los puntos de la red, incluso para condiciones de máxima demanda esperada para el 2040. La disminución de pérdidas técnicas del 54 % significa un importante

beneficio económico, pasar de 365 a 168 kW, lo que también implica una mayor eficiencia del sistema.

El análisis de contingencias N-1 verificó que la nueva topología propuesta para el sistema, con tres alimentadores radiales reforzados permite una mayor flexibilidad de operación, el tiempo medio de restauración del servicio se ha reducido de 4-6 horas a 1-3 horas, con lo cual la fiabilidad del sistema ha aumentado desde el 97,2% hasta el 99,6%. El hecho de que los alimentadores tengan longitudes promedias bajas tanto en la longitud de la red (4,8 km frente a 8,5 km) que hagan que la caída de tensión sea baja, permite localizar las averías de forma más fácil.

Los estudios de cortocircuitos comprobaron que los equipos de protección especificados, con capacidad de interrupción de 16 kA en media tensión, son cómodos ante corrientes de falla una vez calculadas de 12.8 kA; el diseño del sistema de puesta a tierra con una resistencia de  $2.8 \Omega$  es inferior que las tensiones de paso y contacto que han sido fijadas en IEEE Std 80-2013.

## **CAPITULO V**

### **5.1 CONCLUSIONES**

El diagnóstico técnico del sistema eléctrico del sector Vía Salitre destacó que el transformador de 2.5 MVA de la subestación Los Prados está operando a una cargabilidad del 78% (1.95 MVA), condición que se encuentra en el límite crítico de la operación segura. Con respecto al alimentador LT5 Principal las mediciones registraron caídas de tensión de hasta un 8,3% en el extremo de la red, propio de una tensión que sobrepasa el límite de  $\pm 8\%$  permitido según la normativa ARCONEL 004/18, la que afecta directamente a 420 clientes. La proyección de saturación indica que sin intervención el colaborador hará una carga del 101% para el 2028 y del 115% para el 2030, evidenciando condiciones de operación imposibles de sostener. Lo anterior justifica de manera técnica la necesidad inapelable de implementar una solución de repotenciación mediante el ingreso de una nueva subestación.

Sobre la base de una tasa de crecimiento urbano de un 3,98% anual, la proyección de demanda eléctrica establece que la máxima será de 3,63 MVA en el año 2040, con un número de 3.326 usuarios atendidos. El dimensionamiento de un transformador de 5 MVA también implica un porcentaje de reserva operativa de un 27%, que garantiza la posibilidad de operar a una cargabilidad óptima de un 73%, durante condiciones de normalidad, y de un 91%, si se considera el margen de seguridad de un 25%. Las simulaciones mediante flujo de potencia han permitido validar que el sistema propuesto mantiene niveles de tensión superiores al 96,9% del carácter nominal en todos los nodos conectados de la red, con una desviación máxima de -3,1%, cumpliendo holgadamente con la normativa. La configuración con tres alimentadores radiales reforzados hace bajar la longitud media de 8,5 km hasta los 4,8 km, perfilando así los perfiles de tensión y, al mismo tiempo, reduciendo las pérdidas técnicas a un 54%.

La implementación de la subestación de 5 MVA aumenta la confianza del sistema de 97,2% a 99,6% y se ajusta a los criterios internacionales del requerido de la calidad. La evaluación de las contingencias N-1 otorga que el sistema que se plantea permite disminuir el tiempo de restauración de 4-6 horas a 1-3 horas, bajando el impacto de las averías entre usuarios. La disminución de pérdidas técnicas de 365 kW a 168 kW logra un evidente rédito económico y mejora la eficiencia energética del sistema. El análisis de cortocircuito indica que las corrientes de falla calculadas de 12,8 kA son suficientemente llevables por equipos de protección que tienen corriente de interrupción de 16 kA, estableciendo márgenes de seguridad. El diseño del sistema de puesta a tierra que otorga una resistencia de 2,8  $\Omega$  cumple con las restricciones de los límites de tensiones de paso y contacto, según IEEE Std 80-2013, y por lo tanto descubren a personas o instalaciones.

El diseño técnico en detalle de las subestaciones y de sus alimentadores se desarrolló en absoluto cumplimiento de las normativas IEC 60076 para transformadores de potencia; IEEE C37 para los equipos de protección y maniobra; la IEC 60909 para los cálculos de cortocircuitos; la IEEE Std 80 para los sistemas de puesta a tierra; y la ARCONEL 004/18 para la calidad del servicio eléctrico. La aplicación estricta de dichas normas asegura que la infraestructura que se propone cumple, además, con las mejores condiciones técnicas de

seguridad, fiabilidad y eficiencia de operación. El modelo digital construido en DIgSILENT PowerFactory presenta un error máximo de 1,9% frente a las mediciones reales, validando así la buena validez de los cálculos y de las simulaciones. La metodología aplicada es un referente técnico replicable para proyectos de repotenciación similares en sectores de expansión urbana.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

La ejecución del proyecto ha de planificarse en 2 fases estratégicamente definidas para conseguir una mayor optimización de los recursos e interrumpir en menor medida los servicios. La Fase 1 contempla la construcción de la subestación de 5 MVA y el desarrollo del alimentador Norte, de manera que se pueda transferir aproximadamente el 40% de la carga que actualmente tiene el alimentador LT5 Principal y aliviar la saturación crítica de demanda en el transformador de 2,5 MVA de la sala transformadora Principal en un periodo de 18 meses. La Fase 2 contempla la ejecución de los alimentadores Sur y Este, que completarían la topología radial reforzada del sistema en un periodo adicional de 12 meses. Esta planificación en fases permite en el primer momento disfrutar de beneficios operativos inmediatos mientras se desarrolla la solución global; a la vez que permite la disponibilidad de recursos financieros y minimiza el impacto en la operación normal del sistema durante el proceso de construcción.

Esta nueva subestación podrá operar con un sistema SCADA total que permita supervisar en tiempo real todas las variables operativas importantes: niveles de tensión en barras, corrientes de los alimentadores, temperatura del transformador, estado de los equipos de protección, condiciones del sistema de enfriamiento, etc. Se incorporan también medidores inteligentes en los puntos más importantes de la red para la detección temprana de anomalías, la gestión proactiva de la demanda y la optimización de la operación de la misma. La integración de este sistema permite que se comunique con el control central de CNEL EP mediante los protocolos de comunicación IEC 61850, permitiendo la operación remota del sistema, la

respuesta automática ante contingencias y la generación de reportes técnicos para la toma de decisiones.

El diseño básico expuesto en este documento debe ser acompañado por un estudio de coordinación de las protecciones que contenga el ajuste de los relés diferenciales, de los relés de sobre corriente de fase y tierra y de los esquemas de reconexión automática de los tres alimentadores aquí propuestos. La generación de las curvas tiempo-corriente coordinadas asegura la selectividad del sistema de protecciones limitando las zonas afectadas a falla y disminuyendo los tiempos de interrupción. La aplicación de esquemas de distribución automatizada (DA) mediante reconectadores automáticos y seccionadores tele controlados mejora considerablemente los índices SAIDI y SAIFI, ayudando a cumplir las metas regulatorias en relación a calidad de servicio. Estos estudios deben realizarse antes de la puesta en servicio de la subestación, aplicando software especializado, tales como ETAP o DIgSILENT.

La infraestructura eléctrica que se plantea requiere aplicar un programa preventivo de presentación total y esquema de detección de flexibilidad eléctrica propuesto basado en el análisis del aceite dieléctrico (cromatografía de gases disueltos), termografía infrarroja, medición de la resistencia de aislamiento y pruebas funcionales de los equipos de protección. Con la organización de un ciclo o intervalo de las inspecciones programadas cada seis meses en el caso del transformador y la inspección de los equipos cada tres meses se logra poder prolongar la vida útil de los mismos y la prevención de fallos. Con la constitución de la base de la base de datos digital de la gestión de activos donde se encuentren recogidas todas las intervenciones, mediciones e incidencias de la operativa se puede hacer la planificación del mantenimiento, gestión de repuestos críticos y el análisis de tendencias de degradación. Por otra parte, CNEL EP debe considerar realizar la formación del personal técnico en metodología de mantenimiento basado en condición (CBM) y adquisición de equipamiento de diagnóstico de especialidad para potenciar la confiabilidad y disponibilidad del sistema propuesto.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] K. Anchatuña, Diseño de la red eléctrica subterránea en medio y bajo voltaje del barrio Eloy Alfaro, Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22557>, 2022.
- [2] CNEL EP, “Informe de Evaluación de Capacidad de Redes de Distribución 2024,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Guayaquil, Ecuador, Rep. Técnico CNL-EC-2024-018, 2024.
- [3] ETAP, “Soluciones de gestión de la energía ETAP,” 20 06 2024. [Online]. Available: <https://etap.com/es>.
- [4] A. Arciniegas, D. Imbajoa e J. Revelo, “Diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño,” *Enfoque UTE Revista*, vol. 8, n° 1, pp. 1-20, 2020.
- [5] CNEL EP, “Informe Técnico de Operación y Mantenimiento de Redes de Distribución 2023,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Guayaquil, Ecuador, Rep. Técnico CNL-OM-2023-045, 2023.
- [6] ARCONEL, “Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2022-2023,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, 2023.
- [7] J. P. Zambrano e M. A. Córdova, “Metodología de diseño de subestaciones de distribución en zonas urbanas del Ecuador,” *Rev. Técnica Energía*, vol. 18, n° 2, pp. 45-58, 2021.
- [8] CNEL EP, “Manual de Diseño de Subestaciones de Distribución,” em *Corporación Nacional de Electricidad, Dirección de Planificación*, Guayaquil, Ecuador, Manual Técnico MT-SE-2022, 2022.
- [9] D. R. Vera e L. M. Salazar, “Análisis de saturación en sistemas de distribución eléctrica urbanos en el Ecuador,” *Ingenius*, n° 27, pp. 98-110, 2022.
- [10] ARCONEL, “Regulación No. ARCONEL 004/18: Calidad del Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, Resolución No. 004/18, 2018.
- [11] E. A. Gómez, P. F. Intriago e C. D. Rodríguez, “Impacto de la topología radial en la confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica,” *Revista Politécnica*, vol. 49, n° 1, pp. 23-34, 2022.
- [12] ARCONEL, “Balance Nacional de Energía Eléctrica 2023,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, 2024.
- [13] S. R. Bravo e N. P. Cedeño, “Planificación estratégica de sistemas de distribución eléctrica en zonas de expansión urbana,” *Enfoque UTE*, vol. 12, n° 3, pp. 78-92, 2021.
- [14] CNEL EP, “Criterios Técnicos para Dimensionamiento de Transformadores de Distribución,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Norma Técnica NT-CNEL-015, 2021.
- [15] ARCONEL, “Regulación No. ARCONEL 005/18: Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, Resolución No. 005/18, 2018.
- [16] CNEL EP, “Plan Estratégico Institucional 2021-2025,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Guayaquil, Ecuador, 2021.
- [17] F. J. Morales e K. L. Anchundia, “Metodologías de proyección de demanda eléctrica en sistemas de distribución ecuatorianos,” *Revista Técnica Energía*, vol. 19, n° 1, pp. 112-125, 2022.

- [18] M. D. Pincay e G. A. Cevallos, “Análisis costo-beneficio de proyectos de repotenciación eléctrica en Ecuador,” *Polo del Conocimiento*, vol. 6, n° 8, pp. 567-584, 2021.
- [19] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso e H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, New York, NY, USA: McGraw-Hill, 2020.
- [20] CNEL EP, “Manual de Operación de Sistemas de Distribución,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Dirección de Operaciones, Manual MO-SD-2023, 2023.
- [21] J. L. Blackburn e T. J. Domin, “Protective Relaying: Principles and Applications,” em *Boca Raton*, FL, USA, CRC Press, 2021.
- [22] L. F. Quiroz e M. E. Sánchez, “Planificación de redes de distribución en zonas de crecimiento urbano acelerado,” *Ingenius*, n° 29, pp. 45-58, 2023.
- [23] H. L. Willis, “Power Distribution Planning Reference Book,” em *Boca Raton*, FL, USA, CRC Press, 2021.
- [24] ARCONEL, “Regulación No. ARCONEL 002/20: Calidad del Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*, Quito, Ecuador, Resolución No. 002/20, 2020.
- [25] CNEL EP, “Guía Técnica para Diseño de Redes de Media Tensión,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Guayaquil, Ecuador, Guía GT-RMT-2022, 2022.
- [26] P. M. Anderson e A. A. Fouad, “Power System Control and Stability,” em *3rd ed. Hoboken*, NJ, USA, Wiley-IEEE Press, 2020.
- [27] R. E. Brown, “Electric Power Distribution Reliability,” em *2nd ed. Boca Raton*, FL, USA, CRC Press, 2020.
- [28] A. R. Bergen e V. Vittal, “Power Systems Analysis,” em *3rd ed. Upper Saddle River*, NJ, USA, Pearson, 2020.
- [29] R. Billinton e R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems,” em *2nd ed. New York*, NY, USA, Springer, 2020.
- [30] IEEE, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” em *IEEE Std 1366-2022*, 2022.
- [31] J. W. Lamont e M. Ramsay, “Electric Load Forecasting: Fundamentals and Best Practices,” em *Raleigh*, NC, USA, Lulu Press, 2021.
- [32] CNEL EP, “Metodología de Proyección de Demanda para Sistemas de Distribución,” em *Corporación Nacional de Electricidad*, Metodología MP-PD-2021, 2021.
- [33] Ministerio de Energía y Minas, “Ley Organica del servicio público de energia Electrica,” Registro Oficial No.418, 16 Enero 2015. [Online]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/03/LEY-DE-ELECRICIDAD.pdf>. [Acedido em 28 Enero 2025].
- [34] H. S. Hippert, C. E. Pedreira e R. C. Souza, “Neural networks for short-term load forecasting: A review and evaluation,” *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 36, n° 1, pp. 44-55, 2021.
- [35] M. A. Vargas e D. L. Palacios, “Impacto del crecimiento urbano en la demanda eléctrica: Caso Guayaquil,” *Revista Técnica Energía*, vol. 20, n° 1, pp. 89-102, 2023.
- [36] ARCONEL, “Lineamientos para Estudios de Planificación de Sistemas de Distribución,” em *Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Quito, Ecuador*, Vols. %1 de %2Guía Técnica GT-PSD-2022, Guía Técnica GT-PSD-2022, 2022.
- [37] S. A. Rahman e A. K. Srivastava, *Advanced Distribution System Planning*, London, UK: IET Digital Library, 2021.
- [38] N. D. Hatziargyriou, “Microgrids: Architectures and Control,” em *2nd ed. Hoboken*, NJ, USA, Wiley-IEEE Press, 2020.

- [39] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," em *IEEE Std 1159-2019*, 2019.
- [40] J. Morocho, Detección de fallas en redes de distribución radial basado en el método de diagnóstico de fallas en ramales y Ratán Das, Quito: Universidad Politécnica Salesiana, 2022.
- [41] F. Mora e J. Limones, Diseño e implementación de pruebas de fallas en los sistemas de distribución mediante el uso del equipo omicron CMC 356 para el Relé SEL -751, Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [42] M. Pozo, "Evaluación de Estabilidad Transitoria en el Sistema de 9 Barras Considerando TCSC y Análisis de sincronismo y oscilaciones Subsíncrona," *Ingeniería aplicada a la Tecnología*, vol. 2, n° 1, pp. 1-12, 2020.
- [43] M. Morales, Selección y ubicación óptima de dispositivos de seccionamiento de protección en alimentadores primarios como una estrategia para el mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución, Quito: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/19908/1/CD-9327.pdf>, 2018.
- [44] CNEL EP, "Especificaciones Técnicas de Conductores para Redes Aéreas de Media Tensión," em *Corporación Nacional de Electricidad*, Especificación ET-COND-2022, 2022.
- [45] ASTM B232/B232M-20, "Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors," em *Coated-Steel Reinforced (ACSR)*.
- [46] CNEL EP, "Catálogo de Materiales y Equipos para Redes de Distribución," em *Corporación Nacional de Electricidad*, Catálogo CAT-MAT-2023, 2023.
- [47] CNEL EP, "Catálogo de Materiales y Equipos para Redes de Distribución," em *Catálogo CAT-MAT-2023*, Corporación Nacional de Electricidad, 2023.
- [48] J. C. Das, "Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics," em *3rd ed. Boca Raton, FL, USA, CRC Press*, 2021.
- [49] CNEL EP, "Criterios de Selección de Equipos de Protección en Media Tensión," em *Norma Técnica NT-PROT-2021*, Corporación Nacional de Electricidad, 2021.
- [50] IEC, Power transformers - Part 1: General, IEC 60076-1:2022, 2022.
- [51] IEEE, "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding," em *IEEE Std 80-2013*, 2020.
- [52] CNEL EP, "Especificaciones para Sistemas de Puesta a Tierra en Subestaciones," em *Especificación ET-PAT-2022*, Corporación Nacional de Electricidad, 2022.
- [53] H. Saadat, "Power System Analysis," em *4th ed. New York, NY, USA, McGraw-Hill Education*, 2020.
- [54] A. P. S. Meliopoulos, "Power System Grounding and Transients: An Introduction.," em *Boca Raton, FL, USA, CRC Press*, 2021.
- [55] IEEE, IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, IEEE Std C37.04-2018, 2018.
- [56] C. EP, 2025. [Online]. Available: <https://geoportal.cnelep.gob.ec/cnel/>.
- [57] A. Martínez, B. Chere, M. Montes e J. Preciado, "Protecciones eléctricas en subestaciones eléctricas: análisis documental," *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, vol. 3, n° 1, 2022.
- [58] D. Sulca e J. Trujillo, Automatización de la Subestación Eléctrica Tumbes, mediante un sistema SCADA para monitorear el envío de datos en tiempo real al centro de control de Electronoroeste S. A., 2022, Callao: Universidad Nacional del Callao, 2022.
- [59] O. Rodríguez e C. Carló, Diseño e Implementación de un sistema de monitoreo en una red fotovoltaica mediante el uso de la RTU SEL - RTAC 3530, Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana, 2024.

- [60] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Plan Maestro de Electricidad Situación Actual Del Sector Eléctrico,” Minist. Energía y Recur. Nat. no Renov., 27 Enero 018. [Online]. Available: Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp>. [Acedido em 28 Enero 2025].
- [61] A. MOSQUERA e P. CELLERI, “Diseño de subestacion 5MVA.,” guayaquil, 2026.

ANEXOS

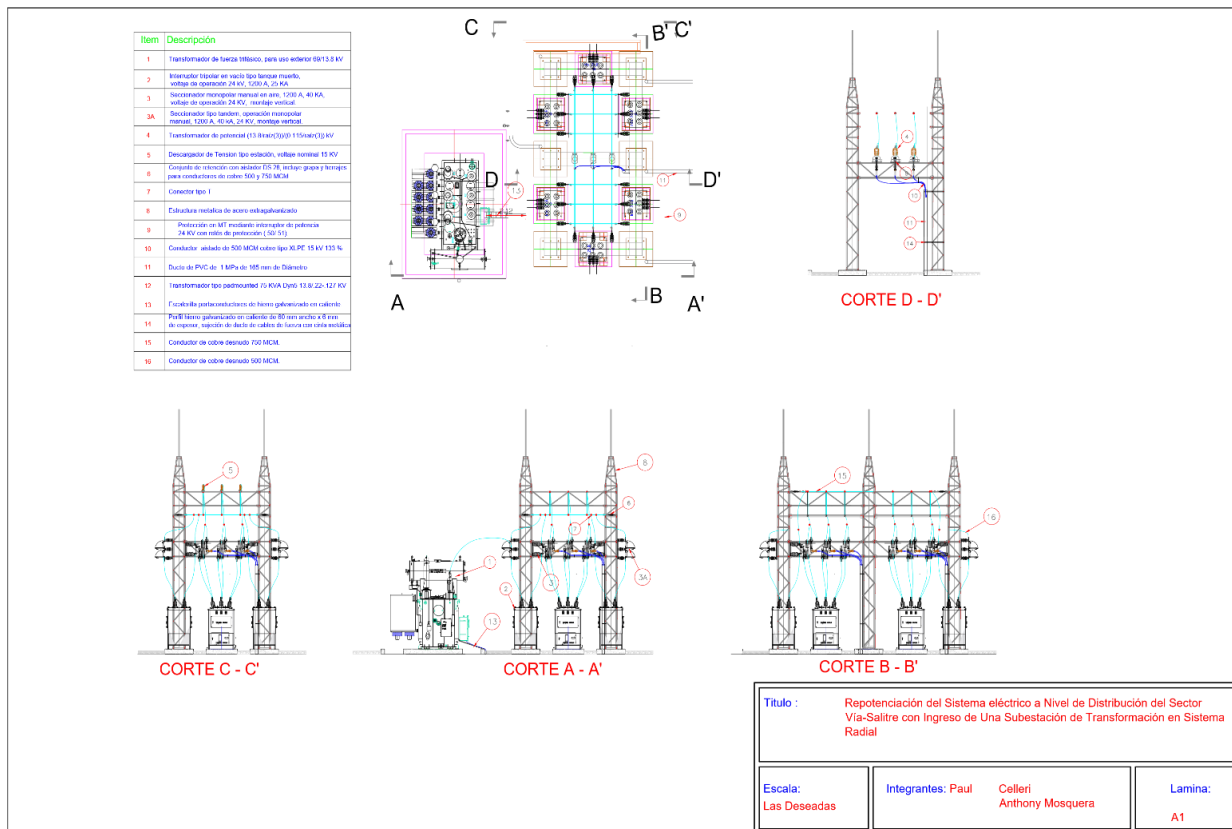


Figura 19. Disposición general y cortes constructivos de la subestación de distribución con transformador de potencia de 5 MVA. [61]

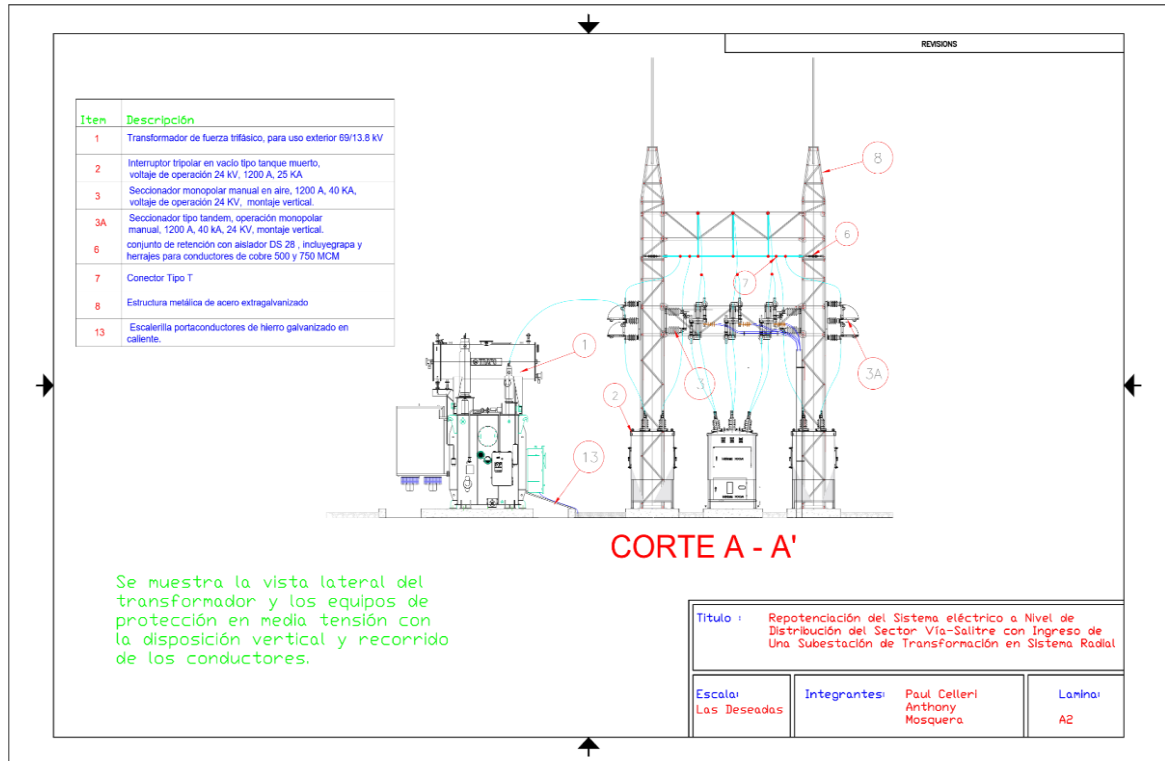


Figura 20. Vista lateral de la subestación con transformador de potencia y equipos de protección en media tensión [61].

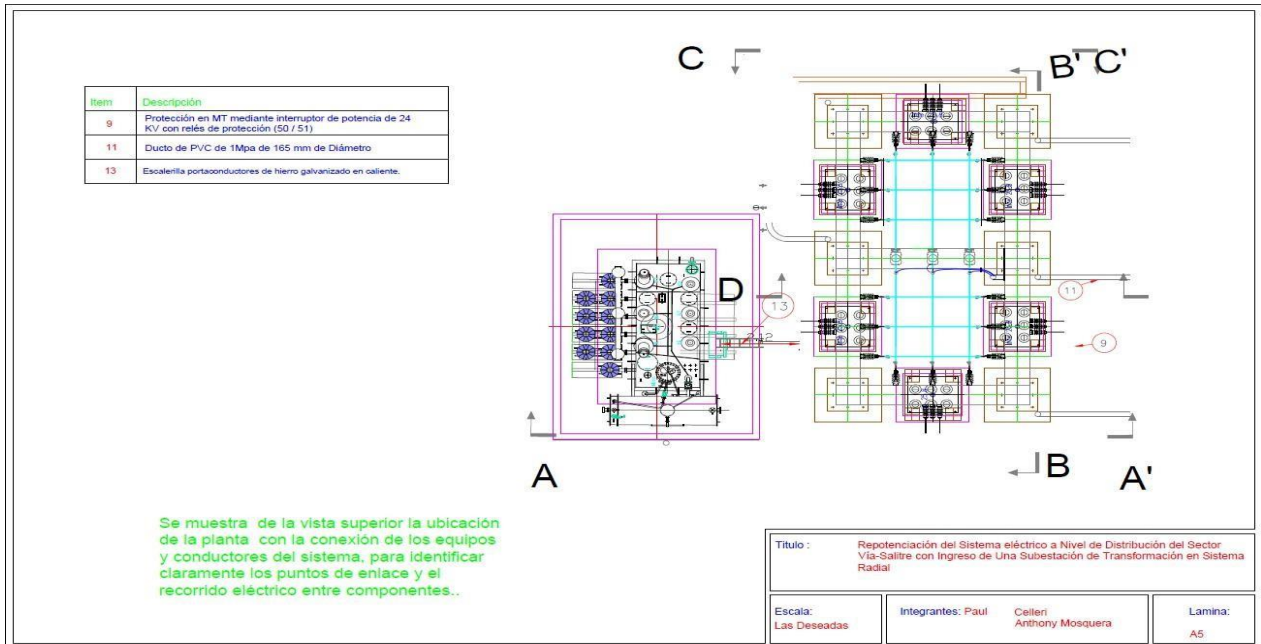


Figura 21. Vista en planta de la disposición general de equipos y conexiones de la subestación de distribución [61].

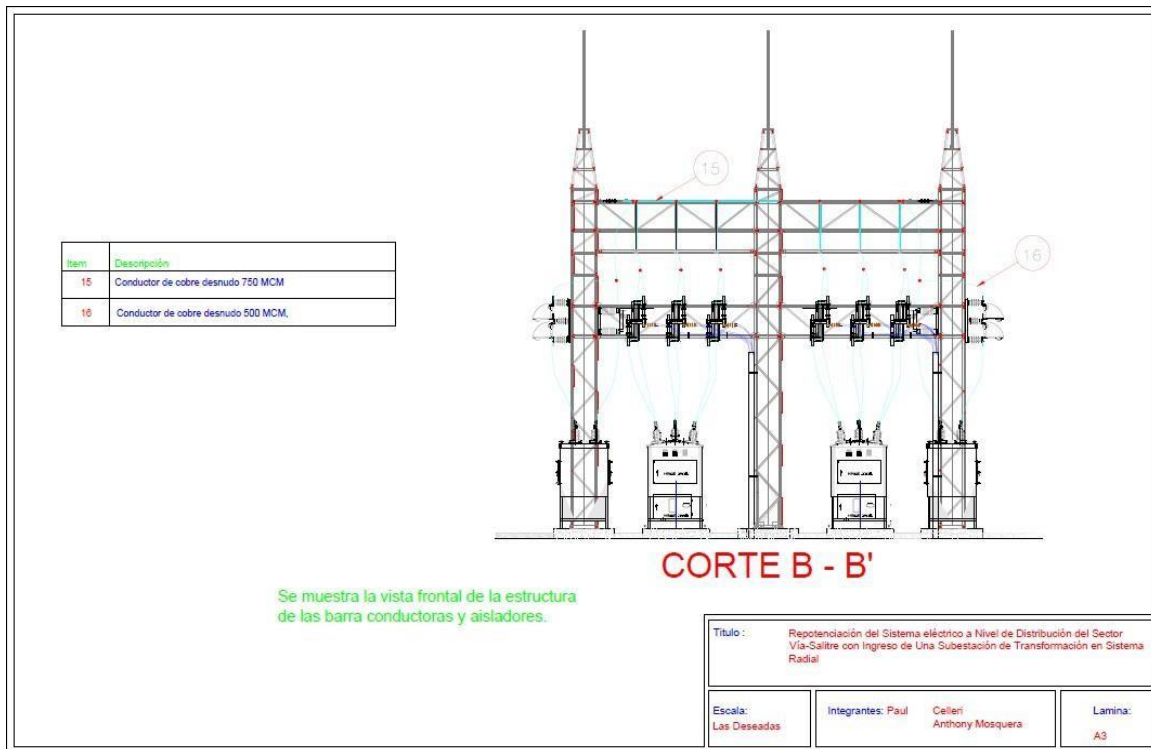


Figura 22. Vista frontal de la estructura metálica con disposición de conductores y sistemas de sujeción [61].

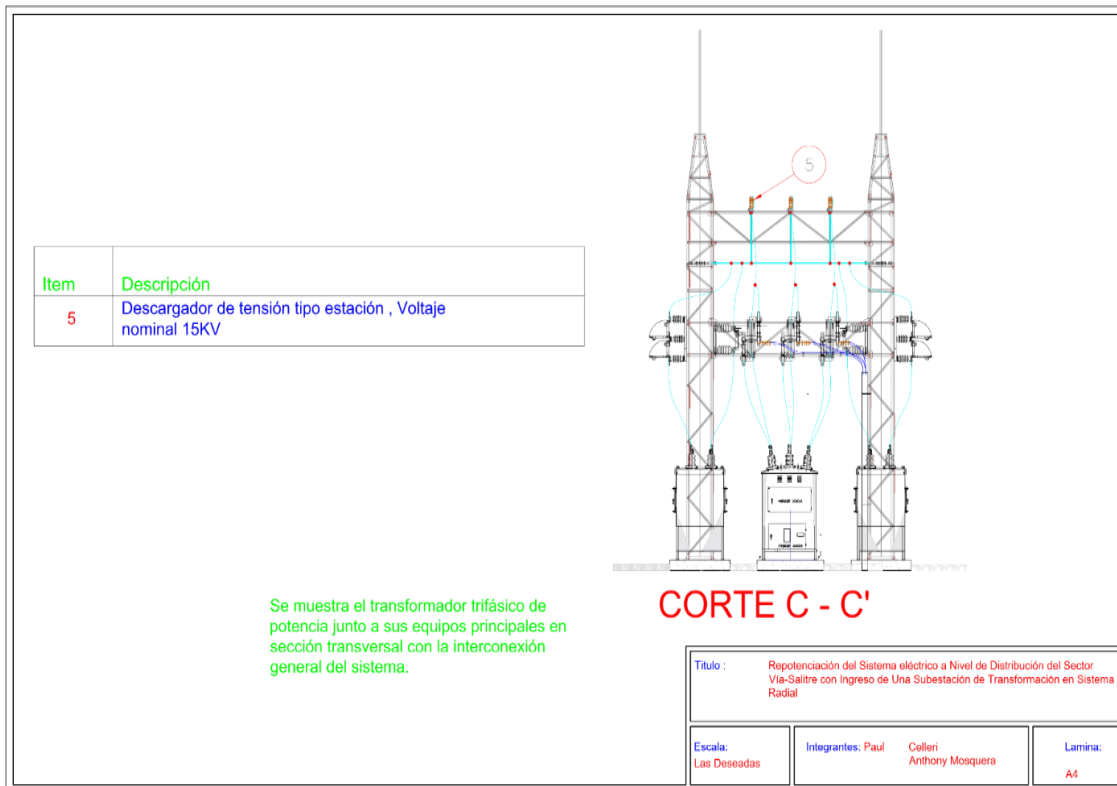


Figura 23. Vista transversal del transformador de fuerza trifásico de 5 MVA y configuración de conexión en media tensión [61].