

Dirección de Área de Conocimiento Industria y Producción

“Propuesta de Guía académica de Diseño y Protección de Subestaciones de Alta Tensión en Nicaragua para estudiantes de ingeniería eléctrica”

Trabajo Monográfico para optar al título de
Ingeniero Eléctrico

Elaborado por

Br. Lesther José Cubas Díaz
Carnet: 2019-0087U

Tutor:

MSc. Ing. Sandro Yohasner
Chavarría Condega

18 de agosto de 2025

Managua, Nicaragua

Dedicatoria

Dedico este trabajo, ante todo, a Dios, por ser mi guía constante, por darme fortaleza en los momentos difíciles y por no dejarme solo en este camino que, aunque desafiante, también ha estado lleno de aprendizajes.

A mis padres, José Cubas y Juana Diaz por su amor incondicional, por cada sacrificio silencioso y por enseñarme con su ejemplo que el esfuerzo y la perseverancia siempre dan frutos. Gracias por ser mi mayor inspiración.

A Omar Gutiérrez, Byron Talavera y Melissa Gutiérrez, amigos que me acompañaron durante este proceso a lo largo de la carrera, compartiendo ideas, desvelos y momentos de compañerismo que hicieron más llevadero el recorrido.

Y de manera muy especial, a mi novia Diana, por creer en mí incluso cuando yo dudaba, por su paciencia, su ternura y por recordarme cada día que no estoy solo. Tu amor ha sido y es una bendición y mi impulso constante a mejorar como ser humano y profesional.

Este trabajo es tan mío como de ustedes. Gracias.

Resumen

La presente investigación tiene como propósito el desarrollo de una guía académica integral para el diseño y protección de subestaciones de alta tensión en Nicaragua, utilizando como herramientas principales los softwares DIgSILENT PowerFactory y AutoCAD. Este trabajo parte de una revisión de los tipos de subestaciones, equipos primarios y secundarios. A través del análisis de subestaciones de tipo AIS (aisladas en aire) y GIS (aisladas en gas SF₆), se busca brindar a los estudiantes de ingeniería eléctrica una herramienta teórica y práctica que facilite la comprensión del diseño estructural y eléctrico de estas instalaciones.

La guía incluye criterios para la ubicación geográfica de subestaciones mediante el método de las elipses de dispersión, el dimensionamiento de transformadores de potencia, el análisis de pérdidas, y la evaluación de eficiencia energética. Además, se incorporan simulaciones de sistemas de protección en entornos reales y de laboratorio, centradas especialmente en la coordinación y el ajuste de protecciones en transformadores de potencia y circuitos de salida. AutoCAD fue empleado para el desarrollo de planos eléctricos y el diseño del diagrama unifilar, facilitando la visualización técnica y estructural de la subestación propuesta.

Mediante un enfoque, técnico y práctico se elaboró el diseño de una subestación hipotética ubicada en el departamento de León, la cual sirvió como base para la aplicación de conceptos y simulaciones. Como resultado, se entrega una guía académica estructurada que integra normativa, simulaciones, cálculos eléctricos y criterios de protección.

Índice

<i>I Introducción</i>	<i>1</i>
<i>II Antecedentes</i>	<i>2</i>
<i>III Objetivos</i>	<i>4</i>
Objetivo general	4
Objetivos específicos	4
<i>IV Justificación</i>	<i>5</i>
<i>V Marco Teórico</i>	<i>6</i>
5. Tipos de subestación según su aislación	8
5.1. Descripción de subestaciones aisladas en aire (AIS)	9
5.1.1. Ventajas de las subestaciones aisladas en aire (AIS)	9
5.1.2. Desventaja de las subestaciones aisladas en aire (AIS)	10
5.2. Descripción de las subestaciones aisladas en gas (GIS)	11
5.2.1. Ventajas de las subestaciones aisladas en gas (GIS).	11
5.2.2. Desventajas de las subestaciones aisladas en gas (GIS)	12
5.3. Descripción de los equipos primarios de las subestaciones AIS	13
5.4 Descripción de los equipos primarios de las subestaciones GIS	14
5.4.1. Características del gas SF 6 (Hexafluoruro de Azufre)	15
<i>VI Análisis y presentación de resultados.</i>	<i>16</i>
Guía de diseño de subestaciones	16
Generalidades del diseño.	19
Tipos de carga.	20
Estudio de carga.	22

Incrementos de las cargas.	22
Coeficiente de diversidad.	24
Coeficiente de carga.	25
Coeficiente de pérdidas.	26
Estudio de graficas de cargas	27
Graficas totales	33
Ubicación	34
Centros eventuales de carga (CEC)	38
Esperanza matemática	41
Dispersión	42
Dimensión de la dispersión	42
Exactitud	43
Momento de correlación	44
Coeficiente de correlación	44
Angulo de simetría	45
Radio de los ejes de simetría	46
Ubicación de la subestación	47
Graficas de elipses de dispersión	48
Primer periodo	48
Segundo periodo	51
Tercer periodo	52
Selección del transformador	53
Potencia de transformador	54
Cálculo de sobrecarga	55
Perdida en transformador	55
Conclusión de la selección	61
Guía de diseño del sistema de protección por relevadores	62
Principio de funcionamiento de las protecciones	63

Protección ante descargas atmosféricas	63
Hilos de guarda	63
Pararrayos	64
Red de tierra	65
Protección diferencial	67
Protección de sobrecorriente direccional	67
Protección por fusible	67
Protección de sobrecorriente	68
Ubicación y tipo de protecciones a usar	68
Especificaciones del sistema de protección	69
Simulación del sistema de protección	71
Ajuste y coordinación de protección en transformador	71
Ajuste y coordinación de protección en circuitos de salida (cargas)	76
Operación de las protecciones en condición estable para transformador	79
Operación de las protecciones en condición estable para circuitos de salida	81
VII Conclusiones	83
VIII Recomendaciones	84
IX Bibliografía	85
X Anexo	i
Sección A	i
Tablas de perdidas horarias	i
Tablas de pérdidas de curvas de pérdidas acumuladas	viii
Sección B	xvi
Diagrama unifilar	xvi

Índice de tablas

Tabla 1: Hoja de cargas	21
Tabla 2: Incrementos porcentual	23
Tabla 3: Segundo periodo	23
Tabla 4: Tercer periodo	24
Tabla 5: Coeficientes de diversidad	25
Tabla 6: Coeficientes de carga	26
Tabla 7: Coeficiente de perdida con predominio residencial.....	26
Tabla 8: Coeficiente de perdidas con predominio industrial	27
Tabla 9: Coordenadas primer periodo	35
Tabla 10: Coordenadas segundo periodo	35
Tabla 11: Coordenadas tercer periodo.....	36
Tabla 12: CEC Primer periodo.....	39
Tabla 13: CEC segundo periodo	39
Tabla 14: CEC Tercer periodo	40
Tabla 15: Esperanza matemática.....	41
Tabla 16: Dispersión	42
Tabla 17: Dimensión de la dispersión.....	43
Tabla 18: Exactitud	44
Tabla 19: Momento de correlación	44

Tabla 20: Coeficiente de correlación	45
Tabla 21: Ángulos de simetría	46
Tabla 22: Radio de los ejes de simetría.....	47
Tabla 23: Perdidas por ubicación, primer periodo	49
Tabla 24: Perdidas por ubicación, tercer periodo.....	52
Tabla 25: Valores de pérdidas para transformadores trifásicos de dos bobinas	57
Tabla 26: Protecciones principales transformadores y circuitos de salida.....	69
Tabla 27: Protecciones secundarias transformadores y circuitos de salida.....	69
Tabla 28: Detalle de transformadores de corriente	70
Tabla 29: Detalle de transformadores de potencial	70

Índice de ilustración

Ilustración 1: <i>Grafica usuario F</i>	28
Ilustración 2: <i>Grafica usuario H</i>	28
Ilustración 3: <i>Grafica usuario K</i>	29
Ilustración 4: <i>Grafica usuario M</i>	29
Ilustración 5: <i>Grafica usuario N</i>	30
Ilustración 6: <i>Grafica usuario Ñ</i>	30
Ilustración 7 <i>Grafica usuario O</i>	31
Ilustración 8 <i>Grafica usuario V</i>	31
Ilustración 9 <i>Grafica usuario X</i>	32
Ilustración 10 <i>Grafica usuario Y</i>	32
Ilustración 11: <i>Grafica total</i>	33
Ilustración 12: <i>Grafica carga total ordenada</i>	34
Ilustración 13: Ubicación primer periodo	36
Ilustración 14: Ubicación segundo periodo	37
Ilustración 15: Ubicación tercer periodo	37
Ilustración 16: Ubicación de la subestación	47
Ilustración 17: Grafica de elipse de dispersión, primer periodo.	48
Ilustración 18: Anillos de perdida, primer periodo	50
Ilustración 19: Grafica de elipse de dispersión, segundo periodo.	51

Ilustración 20: Grafica de elipse de dispersión, tercer periodo.....	52
Ilustración 21: Anillos de perdida, tercer periodo.....	53
Ilustración 22: Sumatoria de potencia del tercer periodo	54
Ilustración 23: Grafico de perdida horaria, primer periodo	58
Ilustración 24: Grafico de perdida horaria, segundo periodo	59
Ilustración 25: Grafico de perdida horaria, tercer periodo.....	59
Ilustración 26: Grafico de curva de pérdida acumulada, primer periodo	60
Ilustración 27: Grafico de curva de pérdida acumulada, segundo periodo.....	60
Ilustración 28: Grafico de curva de pérdida acumulada, tercer periodo	61
Ilustración 29: Protección principal relé diferencial de transformador, Aguas arriba	72
Ilustración 30: Protección principal relé diferencial de transformador, Aguas abajo	73
Ilustración 31: Configuración de relé diferencial, protección principal de transformador	74
Ilustración 32: Protección de respaldo relé direccional de transformador, Aguas arriba.....	74
Ilustración 33: Configuración de relé direccional protección de respaldo para transformador, Aguas arriba	75
Ilustración 34: Protección de respaldo relé direccional de transformador, Aguas abajo	75
Ilustración 35: Configuración de relé direccional protección de respaldo para transformador, Aguas abajo.....	76
Ilustración 36: Protección principal para circuitos de salida	77
Ilustración 37: Protección de respaldo relé de sobrecorriente para circuitos de salida	78

Ilustración 38: Configuración de relé de sobrecorriente protección de respaldo para circuitos de salida	79
Ilustración 39: Operación de protección principal de transformador	79
Ilustración 40: Operación de protección de respaldo de transformador	80
Ilustración 41: Operación de protección principal para circuitos de salida	81
Ilustración 42: Operación de protección de respaldo para circuitos de salida	82

I Introducción

La presente investigación se enfoca en el análisis detallado de los distintos tipos de subestaciones eléctricas, con el propósito de recopilar y organizar la información técnica necesaria para desarrollar una guía académica integral sobre su diseño y protección. Esta guía incluirá una revisión exhaustiva de los equipos utilizados en subestaciones del tipo aislado en aire (AIS) y aislado en gas SF₆ (GIS), proporcionando una base sólida que permita comprender los principios fundamentales del diseño eficiente y seguro de estas infraestructuras clave en el sistema eléctrico.

Dentro del proceso de desarrollo, se abordarán aspectos esenciales como la ubicación óptima de la subestación utilizando el método de las elipses de dispersión, el dimensionamiento de transformadores de potencia, las pérdidas asociadas a su operación, y los cálculos técnicos orientados a obtener soluciones energéticamente eficientes. De igual forma, se incorporará el uso del software especializado DIGSILENT PowerFactory para realizar simulaciones avanzadas del sistema eléctrico, específicamente en el análisis y ajuste de protecciones eléctricas bajo distintos escenarios de operación y falla.

El enfoque adoptado será de carácter mixto, combinando análisis cuantitativos como simulaciones, cálculos eléctricos y curvas tiempo-corriente con un abordaje cualitativo sustentado en fundamentos técnicos y normativos. Se diseñará una subestación hipotética ubicada en el departamento de León, la cual servirá como caso práctico para aplicar los conocimientos adquiridos y validar los criterios establecidos en la guía.

II Antecedentes

Las subestaciones de alta tensión han pasado por transformaciones significativas desde sus primeras implementaciones. Inicialmente, se utilizaban configuraciones básicas con equipamiento limitado para realizar funciones esenciales como la conmutación y transformación de energía. Con el tiempo, la incorporación de tecnologías avanzadas, como el uso de subestaciones GIS (Gas Insulated Substations) y sistemas de protección digital, ha elevado los estándares de diseño y seguridad.

En Nicaragua, las subestaciones de alta tensión representan un componente clave del sistema eléctrico nacional, especialmente en un contexto donde la integración de energías renovables y la expansión de la cobertura eléctrica son prioridades. Sin embargo, el país enfrenta desafíos específicos, como la necesidad de modernizar la infraestructura existente. Dada esta realidad, es fundamental que el ámbito académico aborde estos temas de manera integral, formando profesionales que comprendan no solo los aspectos técnicos, sino también las normativas y prácticas locales e internacionales.

En el trabajo realizado por (Rodriguez & Ospina, 2023), se presenta un exhaustivo desarrollo sobre los elementos clave para el diseño de subestaciones eléctricas, abordando aspectos como la selección de descargadores de sobretensión, la coordinación de aislamiento, las distancias mínimas de seguridad y la determinación de la cargabilidad de transformadores de corriente y tensión.

El estudio sigue un enfoque progresivo, iniciando con tareas de menor complejidad y avanzando hacia cálculos más sofisticados. Además, integra simulaciones que permiten analizar fenómenos críticos, como las sobretensiones de maniobra y las descargas

atmosféricas, los cuales representan riesgos significativos para los equipos y la seguridad del personal.

Por otro lado, (Duque, 2018) en su trabajo “AUTOMATIZACION DE SIMULACIONES EN DIgSILENT POWE FACTORY PARA VERIFICACION DE AJUSTES DE PROTECCIONES DISTANCIA” propone un modelo de automatización para verificar los ajustes de protecciones de distancia en líneas de transmisión utilizando el software DIgSILENT Power Factory y el lenguaje de programación DPL (DIgSILENT Programming Language). Este modelo busca optimizar el tiempo de ejecución en las simulaciones mediante un flujo automatizado.

Además, el estudio detalla los elementos necesarios para modelar protecciones y configurar relevadores en simulaciones que consideran distintos tipos de fallas. Este enfoque permite evaluar el desempeño de los relevadores de distancia y su comportamiento ante variaciones de ubicación e impedancia en las fallas. Al estandarizar tanto el proceso de simulación como la documentación de resultados, el modelo representa una solución práctica y eficiente para los estudios de ajuste y coordinación de protecciones en sistemas de potencia.

III Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una guía académica integral que abarque los principios fundamentales del diseño y protección de subestaciones de alta tensión en Nicaragua, haciendo uso del software Digsilent, y que a su vez proporcione a los estudiantes de ingeniería eléctrica una herramienta educativa teórica y práctica.

Objetivos específicos

- Analizar los principios básicos de diseño de subestaciones de alta tensión, incluyendo los diferentes tipos de subestaciones.
- Describir los equipos primarios necesarios para el diseño de subestaciones de alta tensión.
- Aplicar el software Digsilent para simular sistemas de protección en subestaciones de alta tensión, creando ejemplos prácticos y ejercicios que permitan a los estudiantes aplicar los conceptos de diseño y protección en un entorno educativo.

IV Justificación

La creciente demanda del sector energético, impulsada por el desarrollo económico de la sociedad, ha llevado a estudiar la ampliación de la capacidad energética; para ello, es esencial contar con futuros profesionales altamente capacitados en el diseño de subestaciones y en los sistemas de protección asociados. Este trabajo propone una herramienta educativa para estudiantes de ingeniería eléctrica y carreras afines, que les proporcionará los conocimientos básicos necesarios para enfrentar los desafíos del sector

Dada la complejidad de los temas relacionados con el diseño de subestaciones y los sistemas de protección, así como la magnitud del contenido presente en los planes académicos, este trabajo tiene como objetivo facilitar la comprensión de estos conceptos cruciales para los estudiantes. Utilizando el software Digsilent, los estudiantes podrán visualizar los sistemas de protección, lo que no solo les permitirá experimentar con situaciones prácticas, sino que también complementará su aprendizaje académico de manera efectiva.

Con el desarrollo de esta guía, se pretende que los lectores adquieran habilidades prácticas en el diseño de subestaciones y sistemas de protección, lo que será de gran ayuda para los futuros profesionales de este sector. A su vez, la implementación de esta guía no solo beneficiará a los estudiantes, sino también a los docentes que impartan las asignaturas correspondientes, ya que podrá servir como material didáctico. Esto facilitará la comprensión de los conceptos básicos relacionados con los distintos tipos de equipos utilizados en las subestaciones, así como de los diversos tipos de subestaciones existentes.

.

V Marco Teórico

Las subestaciones dentro de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) cumplen un rol importante, ya que, estas se encargan de la transformación de la tensión para que la potencia de la generación pueda ser transportada y distribuida a los beneficiarios, debido a que la demanda crece constantemente es necesario formar profesionales en el campo del diseño de subestaciones y el sistema de protecciones, una demostración de ello es la investigación de (MONTALVA, 2021) que en su trabajo “GUÍA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN EN CHILE” describe de manera detallada los principios básicos de una subestación eléctrica, mismo que detalla los tipos de subestaciones, equipos a usarse y algunas de las normas que hay que tener en cuenta para el diseño de las subestaciones.

En el trabajo de (Rodriguez & Ospina, 2023) titulado “GUIA DE DISEÑO ELECTROMECHANICO BASICO EN UNA SUBESTACION ELECTRICA DE ALTA TENSIÓN” presenta un enfoque exhaustivo para el desarrollo y ejecución de los elementos clave en el diseño de subestaciones, como la selección de descargadores de sobretensión, coordinación de aislamiento, distancias mínimas de seguridad y la determinación de la cargabilidad de transformadores de corriente y tensión para la perfecta coordinación de las protecciones instaladas en el sistema de protecciones.

El trabajo incluye un enfoque progresivo que va desde tareas de menor complejidad hasta cálculos avanzados, integrando simulaciones para analizar fenómenos críticos, como sobretensiones de maniobra y descargas atmosféricas, que pueden afectar tanto a los equipos como a la seguridad del personal. Los cálculos de cada memoria de diseño están fundamentados en normativas internacionales como las de IEEE, IEC y ANSI, las cuales

establecen parámetros de operación segura, lo que asegura un diseño alineado con estándares globales. Estos procedimientos no solo ayudan a reducir riesgos asociados a sobretensiones, sino que también permiten un análisis detallado de la disposición física y el diagrama unifilar de la subestación, aspectos fundamentales para la construcción y adquisición de equipos.

(Rodriguez & Ospina, 2023) finaliza con un análisis de los resultados obtenidos en cada etapa del diseño, destacando la importancia de las prácticas normativas para crear instalaciones eficientes y seguras en subestaciones de alta tensión.

La investigación de (Duque, 2018) en su trabajo “AUTOMATIZACION DE SIMULACIONES EN DIGSILENT POWER FACTORY PARA VERIFICACION DE AJUSTES DE PROTECCIONES DISTANCIA” propone un modelo de automatización para verificar los ajustes de protecciones de distancia en líneas de transmisión mediante el uso del software DIGSILENT Power Factory y el lenguaje de programación DPL (DIGSILENT Programming Language). Este estudio busca reducir el tiempo de ejecución en las simulaciones mediante un flujo automatizado, empleando Redes de Petri coloreadas en CPN Tools para representar el proceso y establecer criterios de verificación estandarizados.

La investigación de (Duque, 2018) de igual forma detalla los elementos necesarios para modelar las protecciones y configurar relevadores en simulaciones de distintos tipos de fallas. Este método permite analizar el desempeño de los relevadores de distancia y evaluar su comportamiento ante fallas con variaciones en ubicación e impedancia. Al estandarizar tanto el proceso de simulación como la documentación de resultados, el

modelo brinda una solución práctica para estudios de ajuste y coordinación de protecciones en sistemas de potencia.

El trabajo monográfico de (CORONADO & HERRERA, 2008) “ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN”, brinda una guía sobre los aspectos generales del diseño de subestaciones eléctricas, abordando elementos esenciales como lo son: la disposición de los equipos, criterios de seguridad y normas aplicables, para asegurar tanto la eficiencia operativa como la seguridad de la infraestructura eléctrica. Además, el trabajo explora los distintos tipos de subestaciones y los criterios técnicos que determinan su diseño, destacando la necesidad de una adecuada coordinación de protecciones para minimizar riesgos en el sistema.

Una parte importante del material de (CORONADO & HERRERA) se centra en la coordinación de protecciones, enfatizando la necesidad de una planificación cuidadosa para minimizar riesgos y asegurar la continuidad del suministro eléctrico. Explica el funcionamiento de diversos dispositivos de protección, como relevadores y disyuntores, y cómo deben configurarse para reaccionar de forma efectiva ante fallas. Además, se examinan las diferentes configuraciones de sistemas de tierra, esenciales para desviar corrientes de falla y proteger tanto a los equipos como a las personas de posibles accidentes.

5. Tipos de subestación según su aislación

Desde el punto de vista de (MONTALVA, 2021), “Una de las primeras decisiones en el diseño de una subestación eléctrica es determinar el tipo de aislamiento que se utilizará, considerando el entorno en el que se instalarán la mayoría de los componentes eléctricos del proyecto. Esta decisión influirá directamente en la tecnología requerida para

toda la instalación. De acuerdo con el tipo de aislamiento, las subestaciones se pueden clasificar en tres grupos:”

- Subestación Aislada en aire (AIS)
- Subestación Aislada en Gas (GIS)

5.1. Descripción de subestaciones aisladas en aire (AIS)

Son aquellas Subestaciones en las que los equipos primarios de alta tensión están aislados a tierra y entre fases principalmente por aire a presión atmosférica; estas son las más utilizadas en el mundo (Krieg & Finn, 2019). Su principal ventaja es que los equipos utilizados en este tipo de subestación son los más económicos, sin embargo, requieren de un terreno amplio para poder construirse debido a las distancias de seguridad que requieren los equipos al estar aislados en aire. En el aspecto de seguridad estas SS/EE, al estar al aire libre, están más expuestas a fallas o a contaminación en el ambiente y debido a esto, requieren mantenimiento de manera frecuente. Sin perjuicio de lo anterior, si se dispone de un terreno amplio para construir, el precio del metro cuadrado del terreno no es muy elevado (Sectores rurales) y además este no se encuentra en una zona de alta contaminación atmosférica o sustancias salinas en el aire, la Subestación Aislada en Aire es en primera instancia la solución óptima. (Vargas, 2020)

5.1.1. Ventajas de las subestaciones aisladas en aire (AIS)

Según (McDonald, 2012) en su libro “Electric Power Substations Engineering” algunas ventajas de las subestaciones (AIS) son las siguientes:

- **Costos Iniciales Más Bajos:** Las subestaciones AIS suelen ser más económicas en términos de construcción y materiales iniciales en comparación con subestaciones aisladas en gas (GIS).
- **Mantenimiento Fácil y Económico:** Debido a su diseño abierto, las subestaciones AIS son más accesibles, lo que facilita las inspecciones, reparaciones y el mantenimiento general sin necesidad de equipos especializados.
- **Mayor Vida Útil de los Componentes:** Los componentes de las subestaciones AIS tienen una vida útil prolongada debido a su exposición al aire, que en general no afecta tanto su desgaste, siempre que se realice un mantenimiento adecuado.
- **Familiaridad en su Uso:** Estas subestaciones son más comunes y el personal suele tener más experiencia en su operación y mantenimiento.

5.1.2. Desventaja de las subestaciones aisladas en aire (AIS)

En el trabajo de (McDonald, 2012) en su libro “Electric Power Substations Engineering” hace referencia a algunas desventajas:

- **Requieren Más Espacio:** Las subestaciones AIS necesitan más espacio debido a la separación que debe mantenerse entre componentes para asegurar el aislamiento, lo que puede ser un inconveniente en áreas urbanas o espacios reducidos.
- **Exposición a Condiciones Ambientales:** Al estar expuestas al aire, las subestaciones AIS son susceptibles a contaminantes, humedad, polvo y otros factores ambientales que pueden afectar su rendimiento y exigir un mantenimiento más frecuente.

- **Impacto Estético y Medioambiental:** Ocupan grandes extensiones de terreno y su estructura es más visible, lo que puede causar un mayor impacto visual y medioambiental en el entorno.
- **Menor Confiabilidad en Zonas con Clima Adverso:** En climas extremos o zonas con alta contaminación, la confiabilidad de las subestaciones AIS puede disminuir debido a la acumulación de contaminantes en los aisladores y al riesgo de fallas.

5.2. Descripción de las subestaciones aisladas en gas (GIS)

Son aquellas subestaciones donde los equipos primarios y otros componentes se encuentran encapsulados en una carcasa metálica de aluminio tipo módulo, cuyo medio principal de aislación es gas SF₆. Cada módulo corresponde a lo que se denomina un paño de Subestación y normalmente incluye barras conductoras, desconectadores, interruptores de 5 poder, transformadores de corriente, transformadores de potencial y otros equipos asociados (IEEE, 2021). Los módulos se interconectan entre sí de acuerdo con la topología de la subestación, la cual se representa en el plano unilineal respectivo. La carcasa metálica o envolvente de aluminio se conecta a tierra en diferentes puntos según las instrucciones del fabricante del equipo GIS. (MONTALVA, 2021)

5.2.1. Ventajas de las subestaciones aisladas en gas (GIS).

Según (CIGRE Colombia, 2020) algunas de las ventajas de las subestaciones aisladas en gas pueden ser:

- **Menor requerimiento de espacio y reducción de costos de terreno:** La capacidad de ocupar solo entre el 5 % y el 15 % del área que requeriría una subestación convencional es crucial en entornos urbanos o espacios reducidos.

- **Mayor grado de seguridad para el personal:** El diseño encapsulado de las subestaciones GIS minimiza el riesgo de contacto accidental con partes energizadas, incrementando notablemente la seguridad para el personal de operación y mantenimiento.
- **Inmunidad a condiciones climáticas extremas:** La encapsulación en compartimentos presurizados protege las subestaciones GIS contra factores climáticos adversos, como polvo, humedad, temperaturas extremas, e incluso tormentas de arena.
- **Mayor confiabilidad y vida útil:** Al estar protegidos de contaminantes externos y variaciones ambientales, los componentes de las subestaciones GIS tienen una mayor durabilidad y requieren menos mantenimiento.

5.2.2. Desventajas de las subestaciones aisladas en gas (GIS)

Para (CIGRE Colombia, 2020) algunas de las desventajas de este tipo de subestaciones pueden ser:

- **Mayor costo de los equipos:** Las subestaciones GIS requieren componentes encapsulados y tecnología avanzada, lo que incrementa su costo en comparación con las subestaciones AIS.
- **Mayor dificultad y costo para las ampliaciones:** La estructura encapsulada de una subestación GIS limita su flexibilidad en términos de expansión. A diferencia de las subestaciones AIS, donde se pueden agregar o ajustar componentes de manera más sencilla, las GIS necesitan intervenciones complejas y costosas para cualquier ampliación.

- **Necesidad de seccionadores de puesta a tierra en todas las secciones del encapsulado:** Por razones de seguridad, las subestaciones GIS requieren seccionadores de puesta a tierra en cada una de sus secciones encapsuladas.
- **Mayor dificultad para visualizar la configuración:** La encapsulación completa de los componentes en las subestaciones GIS limita la posibilidad de inspección visual directa. Esto puede complicar la identificación de problemas o fallas, ya que los operadores no tienen acceso directo a los equipos internos y deben confiar en sistemas de monitoreo y diagnósticos específicos para evaluar el estado de los componentes.

5.3. Descripción de los equipos primarios de las subestaciones AIS

Los equipos primarios de una subestación AIS son todos aquellos que se encargan de la gestión, control y flujo de energía en las subestaciones, para (CORONADO & HERRERA, 2008) en su trabajo titulado “ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION”, estos equipos integran componentes como transformadores de potencia, interruptores y seccionadores, entre otros. La selección de estos equipos depende estrictamente de los niveles de tensión manejados en la subestación, entre estos se encuentran:

- **Transformadores de Potencia:** Son los equipos principales que permiten cambiar los niveles de voltaje para la transmisión y distribución de energía. Su función es elevar o reducir la tensión según las necesidades de la red.
- **Interruptores de Potencia (Breaker):** Dispositivos que permiten abrir o cerrar el circuito eléctrico bajo condiciones de operación normales y de falla. Actúan para aislar secciones de la subestación en caso de cortocircuitos o sobrecargas.

- **Seccionadores:** Equipos que permiten desconectar secciones de la subestación para mantenimiento. A diferencia de los interruptores, los seccionadores no tienen capacidad para interrumpir corrientes de falla.
- **Transformadores de Corriente (TC):** Transforman las corrientes de alta magnitud en valores más bajos y manejables para instrumentos de medición y equipos de protección. Permiten monitorear el flujo de corriente sin afectar el sistema.
- **Transformadores de Potencial (TP):** Reducen los niveles de tensión de alta magnitud a valores seguros para equipos de medición y control. Los TP proporcionan información de voltaje para la operación y protección de la subestación.
- **Pararrayos (Descargadores de Sobretensión):** Protegen la subestación contra sobretensiones transitorias causadas por descargas atmosféricas o maniobras de conmutación, desviando la corriente a tierra y evitando daños en los equipos.
- **Barras Colectoras:** Estructuras metálicas que permiten la distribución de la energía entre diferentes secciones y equipos de la subestación. Las barras colectoras conectan los equipos primarios y facilitan la transferencia de energía.
- **Sistemas de Tierra:** Conjunto de conductores que conectan los equipos al sistema de puesta a tierra de la subestación, proporcionando un camino seguro para las corrientes de falla y protegiendo al personal y los equipos.

5.4 Descripción de los equipos primarios de las subestaciones GIS

Los equipos primarios en subestaciones GIS operan de manera similar a los de las subestaciones AIS, pero se diferencian en el uso del gas SF₆ como medio aislante. Este gas

permite un diseño modular, compacto y con distancias mínimas entre componentes, optimizando el espacio requerido para su instalación. (MONTALVA, 2021)

Al tener competentes similares y la diferencia sustancial sea el aislamiento y el tamaño entre la AIS y las GIS, es necesario mencionar el componente fundamental que corresponde al encoframiento o encapsulado, estos por lo general están hechos de aleaciones de aluminio y deben tener buena resistencia mecánica y conductividad eléctrica y principalmente minimizar las fugas de gas SF_6 (Hexafluoruro de Azufre)

5.4.1. Características del gas SF_6 (Hexafluoruro de Azufre)

Citando a (Ramirez, 2003, págs. 193-194) en su libro “SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION” dice que “El elemento más importante en la tecnología GIS es el gas Hexafluoruro de Azufre SF_6 , gas usado para como aislante de barras y también como medio de extinción en los interruptores de potencia”.

El gas es física y químicamente inerte y no inflamable, es un dieléctrico dos o tres veces mejor que el aire a la misma presión. Estando a una presión de tres atmosferas el coeficiente del gas es aproximadamente el mismo que el del aceite usado en los transformadores. El gas proporciona grandes ventajas, incluyendo una reducción sustancial del tamaño y el peso, el gas también evita que se produzcan arcos eléctricos o flameos en el interior del equipo encapsulado, y si llegase a ocurrir este recobra rápidamente sus cualidades dieléctricas. Gracias a este efecto el gas brinda un excelente y eficaz ambiente para la extinción de arcos en las cámaras de los interruptores.

VI Análisis y presentación de resultados.

Este trabajo monográfico desarrolla una guía académica para el diseño y protección de subestaciones de alta tensión en Nicaragua, integrando principios teóricos y prácticos mediante software especializado.

La investigación adopta un enfoque mixto, combinando cálculos eléctricos, simulaciones y análisis normativos. Para ello, se ha tomado como referencia una subestación hipotética representativa de las condiciones típicas en el país.

Guía de diseño de subestaciones

Esta guía describe el procedimiento metodológico para la correcta ubicación y dimensionamiento de una subestación eléctrica, así como la selección del transformador adecuado.

1. Generalidades del diseño

1.1. Tipos de carga

Identificar las cargas que alimentará la subestación, clasificándolas en residenciales, comerciales, industriales o mixtas. Esta clasificación influirá directamente en el perfil de demanda y en los criterios de dimensionamiento.

2. Estudio de carga

2.1. Incrementos de carga

Estimar el crecimiento de la demanda para periodos futuros aplicando proyecciones estadísticas y considerando planes de desarrollo urbano o industrial.

2.2. Coeficiente de diversidad

Determinar el factor que refleja la probabilidad de que todas las cargas alcancen su demanda máxima simultáneamente.

2.3. Coeficiente de perdidas

Calcular las pérdidas en conductores y transformadores para obtener una demanda ajustada más realista.

3. Estudio de cargas

Representar gráficamente el comportamiento de la carga en diferentes periodos para cada usuario o centro de carga para visualizar picos y variaciones estacionales.

3.1. Graficas totales

Representar gráficamente el comportamiento de la carga en diferentes periodos para visualizar picos y variaciones estacionales.

4. Ubicación

4.1. Centros eventuales de carga (CEC)

Localizar geográficamente los CEC

4.2. Esperanza matemática

Calcular la media ponderada de las coordenadas de los CEC para obtener un punto central teórico.

4.3. Dispersión

Calcular la dispersión geográfica de las cargas respecto al centro teórico.

4.4. Dimensión de la dispersión

Medir la dimensión de la dispersión geográfica de las cargas respecto al centro teórico.

4.5. Exactitud

4.6. Momento de correlación

Calcular la relación entre las variaciones de carga en coordenadas X e Y.

4.7. Coeficiente de correlación

Establecer el grado de alineamiento de las cargas respecto a un eje de referencia.

4.8. Angulo de simetría

Determinar el ángulo de orientación de la elipse de dispersión que contiene las cargas.

4.9. Radios de los ejes de simetría

Calcular la longitud de los ejes mayor y menor de la elipse de dispersión.

4.10. Ubicación de la subestación

Definir el punto óptimo considerando el centro teórico y las limitaciones geográficas y ambientales.

5. Graficas de elipses de dispersión

5.1. Primer periodo

Graficar la elipse de dispersión para la demanda inicial.

5.2. Segundo periodo

Graficar la elipse de dispersión para la proyección a mediano plazo.

5.3. Tercer periodo

Graficar la elipse de dispersión para la proyección a largo plazo.

6. Selección del transformador

6.1. Potencia de transformador

Determinar la capacidad nominal necesaria con base en la demanda proyectada más un margen de seguridad.

6.2. Calculo de sobrecarga

Evaluar la capacidad del transformador para operar bajo sobrecarga

6.3. Perdidas en transformador

Calcular pérdidas en vacío y en carga para optimizar eficiencia operativa.

6.4. Conclusión de la selección

Justificar la elección del transformador en función de criterios técnicos, económicos y de confiabilidad

Generalidades del diseño.

Para la implementación del diseño, se utilizará una base de datos estructurada por categorías de consumidores, considerando además el comportamiento de la demanda eléctrica de cada grupo a lo largo de un ciclo diario de 24 horas. Esta información permitirá representar de forma más precisa las exigencias energéticas y patrones de consumo característicos del área de estudio. Como base territorial para el desarrollo del modelo se tomará la cabecera departamental de León. La elección de esta ciudad permite representar con mayor fidelidad una diversidad de cargas reales. En el mapa se ubicarán las cargas existentes, los posibles centros de carga futura y todos los elementos técnicos necesarios, lo

cual facilitará el análisis para la selección del emplazamiento más adecuado de la subestación hipotética.

Tipos de carga.

Según (EXPO ENERGIA, 2019) las cargas pueden dividirse en 3 grandes categorías teniendo en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción del suministro de energía

En la primera categoría se encuentran aquellas cargas críticas donde un corte breve de electricidad puede tener consecuencias serias. Esto incluye situaciones de riesgo vital, procesos industriales complejos y continuos, equipos electrónicos delicados y costosos, hospitales y sistemas de transporte público masivo. Dada la criticidad, estas cargas deben contar obligatoriamente con fuentes de energía alternativas que se activen automáticamente, como plantas de emergencia.

La segunda categoría abarca cargas donde una interrupción corta, de unos pocos minutos, no causa daños significativos al consumidor. Aquí se incluyen fábricas de tamaño mediano que, si bien no tienen procesos productivos extremadamente sensibles, sí experimentan detenciones laborales y de producción ante un corte de energía.

Finalmente, la tercera categoría comprende al resto de los usuarios, para quienes un corte de suministro de hasta una hora ocasiona principalmente inconvenientes, aunque no perjuicios mayores. En este grupo se encuentran los hogares, las comunidades rurales y las pequeñas industrias.

Para el estudio de este diseño de subestación se ha elegido arbitrariamente las categorías de las 10 cargas que han de usarse.

Tabla 1: Hoja de cargas

		CARGAS, x 100kVA													
Cargas		F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y				
Cat.		1	2	2	2	3	3	3	3	3	3	Σ	S _{max}	S _{med}	S _{min}
HORAS	1	48	5	35	35	60	60	35	55	51	65	449	449	65	44.9
	2	48	5	37	37	65	65	37	59	51	65	469	469	65	46.9
	3	49	5	36	36	65	65	27	58	55	68	464	464	68	46.4
	4	49	5	36	36	68	68	38	57	59	68	484	484	68	48.4
	5	62	43	11	11	31	31	14	58	25	39	325	325	62	32.5
	6	51	15	0	0	68	68	42	55	57	72	428	428	72	42.8
	7	55	15	47	47	72	72	47	0	56	72	483	483	72	48.3
	8	59	0	47	47	72	72	0	25	58	58	438	438	72	43.8
	9	58	26	13	13	47	47	39	37	59	58	397	397	59	39.7
	10	44	38	14	14	47	47	41	37	60	62	404	404	62	40.4
	11	56	39	56	56	39	39	45	48	68	67	513	513	68	51.3
	12	58	24	55	55	41	41	51	48	62	67	502	502	67	50.2
	13	59	39	56	56	0	0	40	35	64	59	408	408	64	40.8
	14	78	39	55	55	51	51	31	30	55	47	492	492	78	49.2
	15	68	43	57	57	40	40	13	58	52	47	475	475	68	47.5
	16	62	43	58	58	31	31	14	58	25	39	419	419	62	41.9
	17	0	38	56	56	31	31	16	62	37	41	368	368	62	36.8
	18	51	37	10	10	31	31	16	67	37	45	335	335	67	33.5
	19	54	37	0	0	29	29	16	67	48	51	331	331	67	33.1
	20	54	31	10	10	30	30	15	59	11	12	262	262	59	26.2
	21	50	31	11	11	31	31	15	38	68	26	312	312	68	31.2
	22	49	10	10	10	31	31	15	42	68	26	292	292	68	29.2
	23	49	10	11	11	29	29	15	47	72	38	311	311	72	31.1
	24	48	5	10	10	30	30	15	55	51	65	319	319	65	31.9
W, kVA/h		1259	583	731	731	1039	1039	637	1155	1249	1257	9680			
S _{max}		78	43	58	58	72	72	51	67	72	72				
S _{med}		52.5	24.3	30.5	30.5	43.3	43.3	26.5	48.1	52	52.375				
S _{min}		0	0	0	0	0	0	0	0	11	12				

Fuente: Rescatado de la matriz de carga del curso de diseño de subestaciones

Estudio de carga.

El estudio de cargas se fundamenta en el análisis de su comportamiento a lo largo del proceso de diseño de la subestación. Este análisis incluye el desarrollo y aplicación de distintos coeficientes eléctricos que guiarán la toma de decisiones durante cada etapa del proyecto. En particular, se considerarán los incrementos de carga proyectados en tres periodos sucesivos de siete años cada uno, así como los coeficientes de diversidad, de carga y de pérdidas. Estos parámetros permitirán dimensionar adecuadamente los equipos y prever el crecimiento de la demanda eléctrica a lo largo del tiempo.

Incrementos de las cargas.

Los incrementos de carga están directamente relacionados con el crecimiento de la actividad eléctrica en la región de estudio. Estos incrementos permiten proyectar la evolución de la demanda a lo largo del tiempo, lo cual es esencial para dimensionar adecuadamente la infraestructura eléctrica. Para el segundo y tercer periodo de análisis, se aplicará la fórmula: $S_f = S_i * (1 + r)^n$ que se usa para estimar crecimientos exponenciales compuestos a lo largo del tiempo, donde:

- S_f : Carga futura proyectada
- S_i : Carga inicial
- r : Tasa de crecimiento anual (expresada en decimales; por ejemplo, 5% es 0.05).
- n : Números de años

El primer periodo de estudio es dado por la hoja de carga.

Para este caso se usarán los siguientes incrementos:

Tabla 2: Incrementos porcentual

	1	2	3
	CATEGORÍA	CATEGORÍA	CATEGORÍA
2DO PERIODO	0.08%	1.05%	1.55%
3ER PERIODO	0.10%	1.10%	1.75%

Tabla 3: Segundo periodo

	F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
Hora	1.00	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
1	48.25	5.38	37.65	37.65	66.82	66.82	38.98	61.25	56.80	72.39
2	48.25	5.38	39.81	39.81	72.39	72.39	41.21	65.71	56.80	72.39
3	49.26	5.38	38.73	38.73	72.39	72.39	30.07	64.59	61.25	75.73
4	49.26	5.38	38.73	38.73	75.73	75.73	42.32	63.48	65.71	75.73
5	62.33	46.26	11.83	11.83	34.52	34.52	15.59	64.59	27.84	43.43
6	51.27	16.14	0.00	0.00	75.73	75.73	46.77	61.25	63.48	80.18
7	55.29	16.14	50.57	50.57	80.18	80.18	52.34	0.00	62.37	80.18
8	59.31	0.00	50.57	50.57	80.18	80.18	0.00	27.84	64.59	64.59
9	58.31	27.97	13.99	13.99	52.34	52.34	43.43	41.21	65.71	64.59
10	44.23	40.88	15.06	15.06	52.34	52.34	45.66	41.21	66.82	69.05
11	56.29	41.96	60.25	60.25	43.43	43.43	50.12	53.46	75.73	74.62
12	58.31	25.82	59.17	59.17	45.66	45.66	56.80	53.46	69.05	74.62
13	59.31	41.96	60.25	60.25	0.00	0.00	44.55	38.98	71.28	65.71
14	78.41	41.96	59.17	59.17	56.80	56.80	34.52	33.41	61.25	52.34
15	68.36	46.26	61.32	61.32	44.55	44.55	14.48	64.59	57.91	52.34
16	62.33	46.26	62.40	62.40	34.52	34.52	15.59	64.59	27.84	43.43
17	0.00	40.88	60.25	60.25	34.52	34.52	17.82	69.05	41.21	45.66
18	51.27	39.81	10.76	10.76	34.52	34.52	17.82	74.62	41.21	50.12
19	54.28	39.81	0.00	0.00	32.30	32.30	17.82	74.62	53.46	56.80
20	54.28	33.35	10.76	10.76	33.41	33.41	16.71	65.71	12.25	13.36
21	50.26	33.35	11.83	11.83	34.52	34.52	16.71	42.32	75.73	28.96
22	49.26	10.76	10.76	10.76	34.52	34.52	16.71	46.77	75.73	28.96
23	49.26	10.76	11.83	11.83	32.30	32.30	16.71	52.34	80.18	42.32
24	48.25	5.38	10.76	10.76	33.41	33.41	16.71	61.25	56.80	72.39

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4: Tercer periodo

	F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
Hora	1.00	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
1	48.3	5.4	37.8	37.8	67.7	67.7	39.5	62.1	57.6	73.4
2	48.3	5.4	39.9	39.9	73.4	73.4	41.8	66.6	57.6	73.4
3	49.3	5.4	38.9	38.9	73.4	73.4	30.5	65.5	62.1	76.8
4	49.3	5.4	38.9	38.9	76.8	76.8	42.9	64.4	66.6	76.8
5	62.4	46.4	11.9	11.9	35	35	15.8	65.5	28.2	44
6	51.3	16.2	0	0	76.8	76.8	47.4	62.1	64.4	81.3
7	55.4	16.2	50.7	50.7	81.3	81.3	53.1	0	63.2	81.3
8	59.4	0	50.7	50.7	81.3	81.3	0	28.2	65.5	65.5
9	58.4	28.1	14	14	53.1	53.1	44	41.8	66.6	65.5
10	44.3	41	15.1	15.1	53.1	53.1	46.3	41.8	67.7	70
11	56.4	42.1	60.5	60.5	44	44	50.8	54.2	76.8	75.7
12	58.4	25.9	59.4	59.4	46.3	46.3	57.6	54.2	70	75.7
13	59.4	42.1	60.5	60.5	0	0	45.2	39.5	72.3	66.6
14	78.5	42.1	59.4	59.4	57.6	57.6	35	33.9	62.1	53.1
15	68.5	46.4	61.5	61.5	45.2	45.2	14.7	65.5	58.7	53.1
16	62.4	46.4	62.6	62.6	35	35	15.8	65.5	28.2	44
17	0	41	60.5	60.5	35	35	18.1	70	41.8	46.3
18	51.3	39.9	10.8	10.8	35	35	18.1	75.7	41.8	50.8
19	54.4	39.9	0	0	32.7	32.7	18.1	75.7	54.2	57.6
20	54.4	33.5	10.8	10.8	33.9	33.9	16.9	66.6	12.4	13.5
21	50.3	33.5	11.9	11.9	35	35	16.9	42.9	76.8	29.4
22	49.3	10.8	10.8	10.8	35	35	16.9	47.4	76.8	29.4
23	49.3	10.8	11.9	11.9	32.7	32.7	16.9	53.1	81.3	42.9
24	48.3	5.4	10.8	10.8	33.9	33.9	16.9	62.1	57.6	73.4

Fuente: Elaboración propia

Coefficiente de diversidad.

El coeficiente de diversidad es un parámetro utilizado para evaluar la simultaneidad con la que los diferentes consumidores alcanzan su demanda máxima de potencia. Se define como la relación entre la suma de las potencias máximas individuales de los consumidores y la potencia máxima registrada en el sistema cuando todos los consumidores están conectados. Esta relación permite estimar cuánta capacidad instalada

realmente se necesita, considerando que no todos los usuarios alcanzan su demanda pico al mismo tiempo.

$$K_{div} = \frac{\sum S_{max_{ind}}}{S_{max \sum conj}}$$

Donde:

$\sum S_{max_{ind}}$: Suma de potencia máximas individuales

$S_{max \sum conj}$: Potencia máxima total registrada en un mismo instante de tiempo

Tabla 5: Coeficientes de diversidad

	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
F	1.034	1.023	1.023	1.145	1.145	1.183	1.151	1.128	1.181
H		1.000	1.000	1.278	1.278	1.119	1.058	1.075	1.085
K			1.000	1.444	1.444	1.298	1.202	1.215	1.226
M				1.092	1.092	1.028	1.059	1.048	1.057
N					1.000	1.034	1.112	1.108	1.000
Ñ						1.034	1.112	1.108	1.000
O							1.192	1.088	1.034
V								1.168	1.094
X									1.067

Fuente: Elaboración propia

Coeficiente de carga.

Según (Electrositio.com, s.f.) Es la relación entre la potencia media demandada en un período determinado y la potencia máxima registrada en ese mismo período. Este coeficiente permite conocer cuán uniforme o variable es el consumo de energía.

$$K_{carga} = \frac{S_{med}}{S_{max}}$$

Donde:

- S_{med} : Potencia media
- S_{max} : Potencia máxima

Tabla 6: Coeficientes de carga

F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
0.673	0.663	0.612	0.612	0.549	0.549	0.422	0.821	0.771	0.806

Fuente: Elaboración propia

Si el valor está cercano a **1**, significa que la carga es bastante constante. Si está más cercano a **0**, implica que hay muchos picos de consumo y largos periodos de baja demanda, lo cual puede reflejar una utilización ineficiente de la capacidad instalada.

Coeficiente de pérdidas.

Citando a (Grainger, 1994) El coeficiente de pérdidas es un parámetro utilizado para estimar las pérdidas técnicas en los sistemas eléctricos, considerando las variaciones del perfil de carga durante un período determinado. Se define como la relación entre la potencia promedio disipada y la potencia máxima disipada en un intervalo de tiempo específico.

Cuando el sistema presenta un predominio residencial, este coeficiente puede calcularse mediante una fórmula empírica basada en el coeficiente de carga:

$$K_{perd} = 0.78K_{carga}^2 + 0.22K_{carga}$$

Tabla 7: Coeficiente de perdida con predominio residencial

F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
0.501	0.488	0.427	0.427	0.355	0.355	0.231	0.706	0.633	0.683

Fuente: Elaboración propia

Cuando el sistema presenta un predominio industrial, el perfil de carga tiende a ser más constante y menos variable en comparación con las zonas residenciales, debido al funcionamiento continuo de maquinaria o procesos de producción. Por ello, el coeficiente de pérdidas también se calcula con una fórmula empírica diferente, ajustada a este tipo de comportamiento:

$$K_{perd} = 0.5K_{carga}^2 + 0.5K_{carga}$$

Tabla 8: Coeficiente de pérdidas con predominio industrial

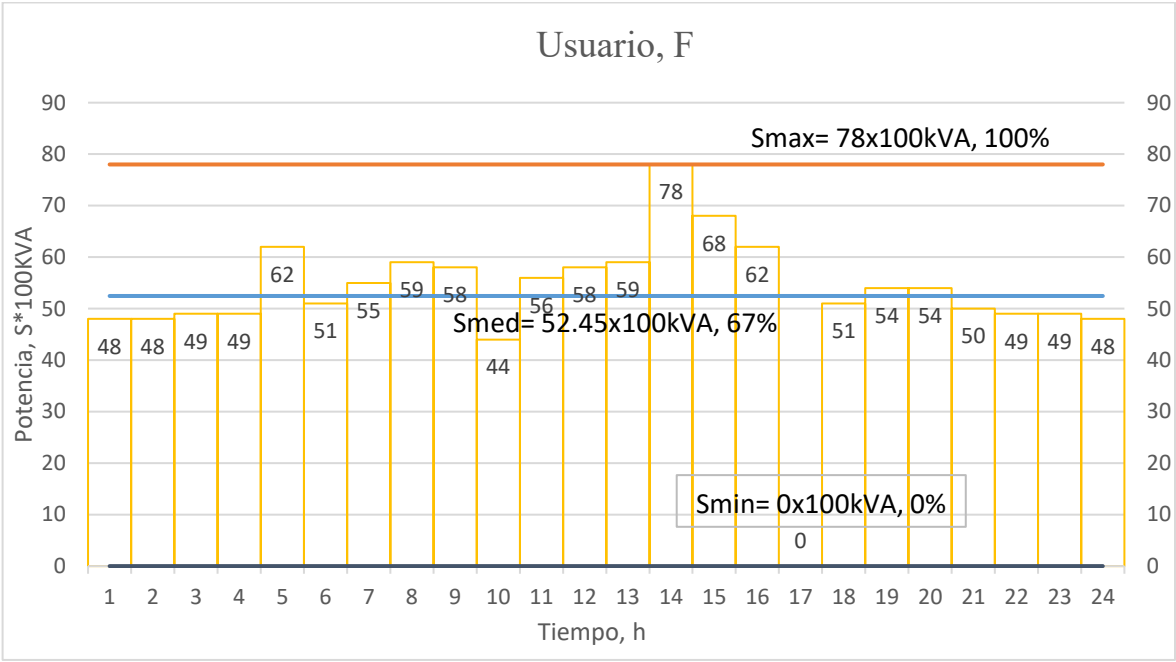
F	H	K	M	N	Ñ	O	V	X	Y
0.563	0.551	0.493	0.493	0.425	0.425	0.300	0.747	0.683	0.727

Fuente: Elaboración propia

Estudio de graficas de cargas

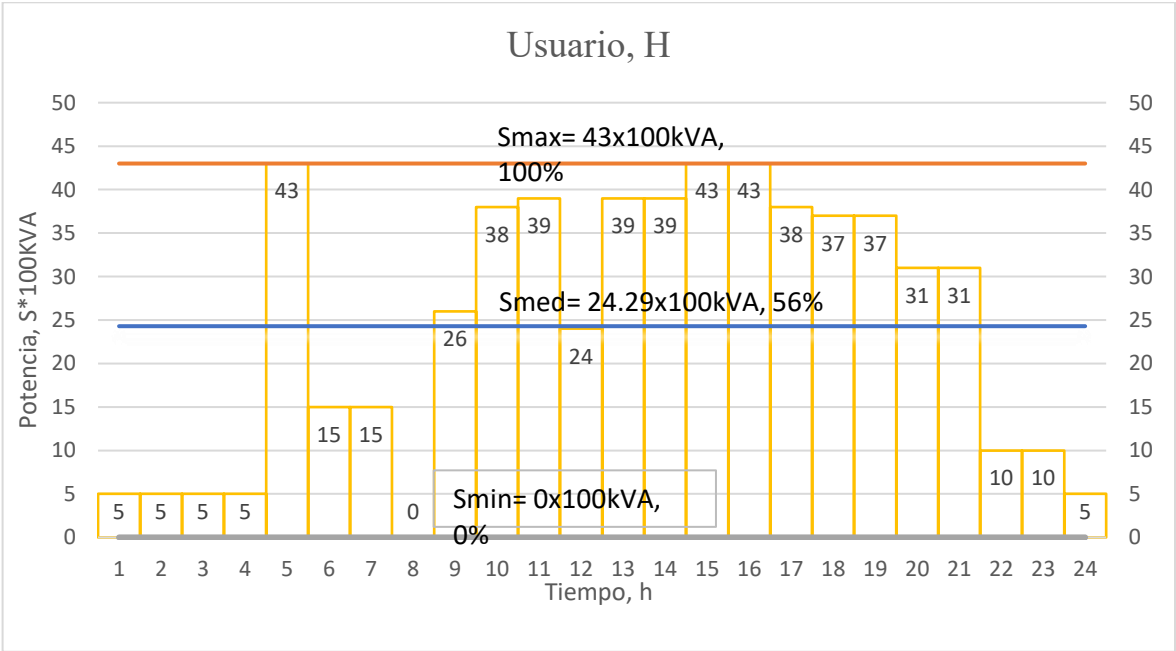
En esta sección se estudia el comportamiento horario de las cargas eléctricas durante un ciclo de 24 horas, con el objetivo de identificar los momentos de mayor exigencia energética, optimizar el diseño de la subestación y garantizar un dimensionamiento adecuado de los equipos. Se analizarán parámetros como la potencia máxima, que determina el valor de carga punta; la potencia media, asociada al consumo sostenido; y la potencia mínima, útil para evaluar el margen de regulación y control.

Ilustración 1: *Grafica usuario F*



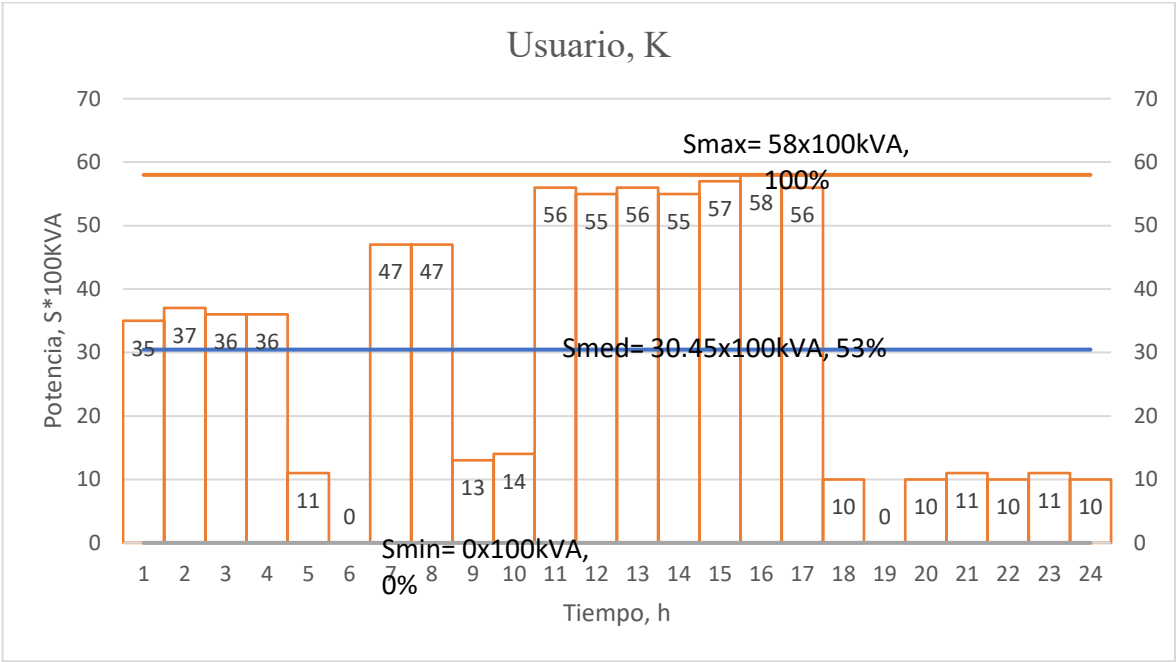
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 2: *Grafica usuario H*



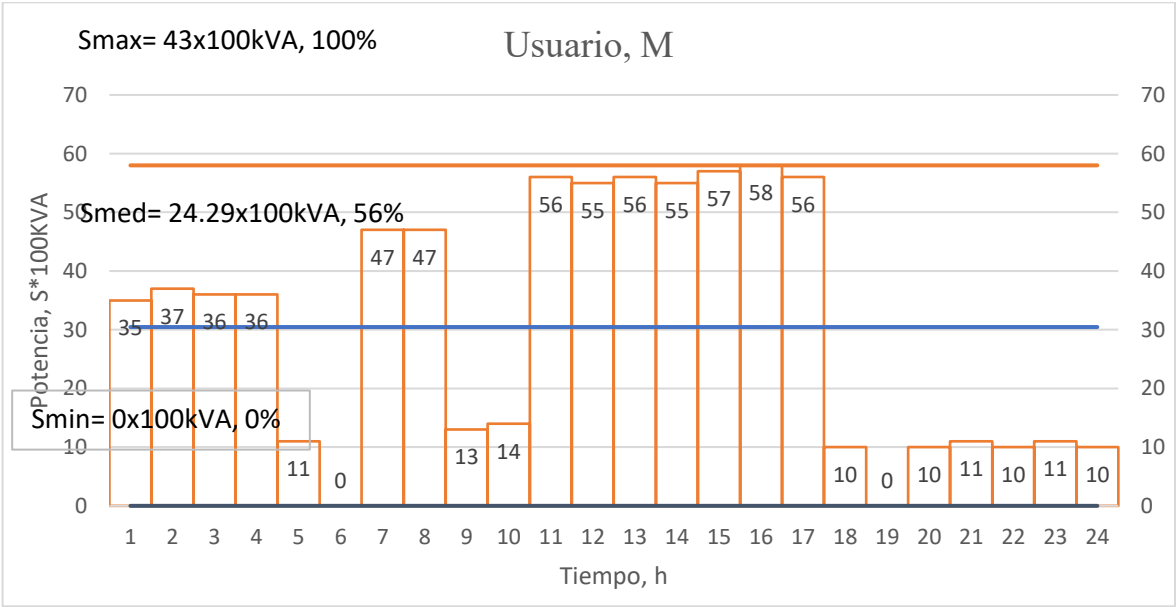
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 3: *Grafica usuario K*



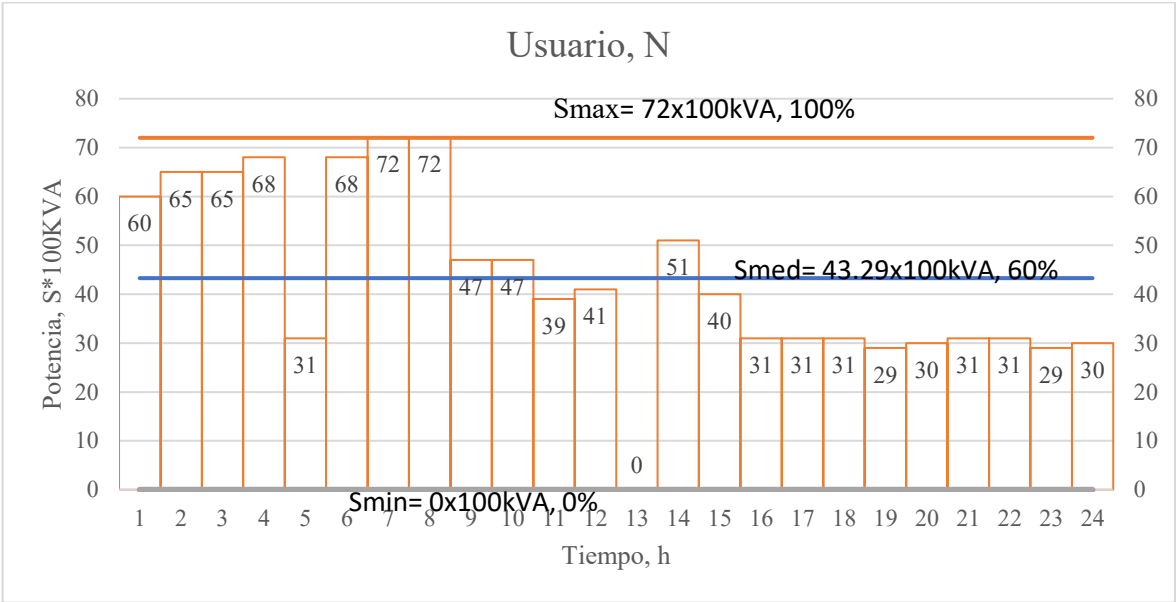
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 4: *Grafica usuario M*



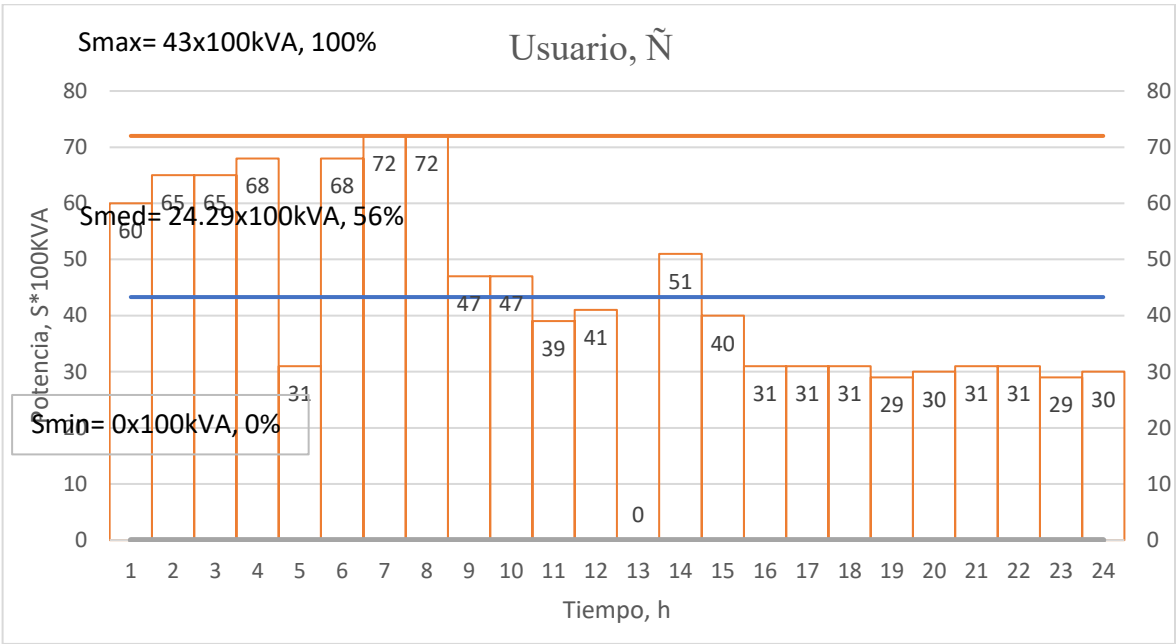
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 5: *Grafica usuario N*



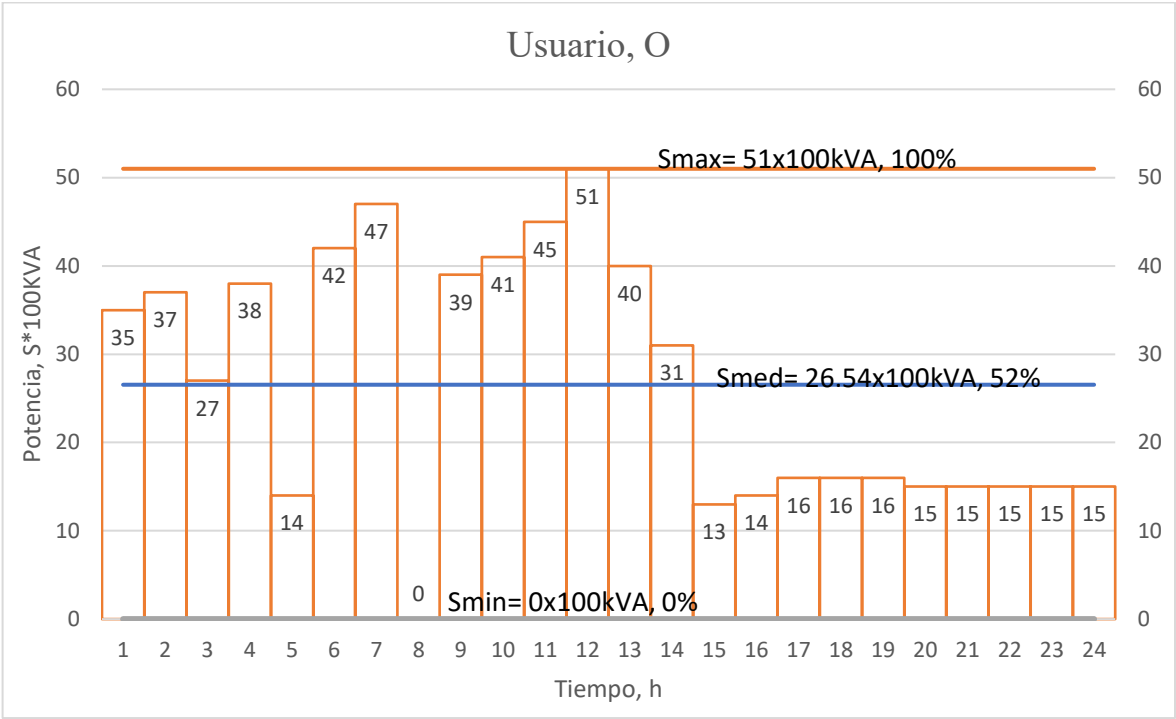
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 6: *Grafica usuario Ñ*



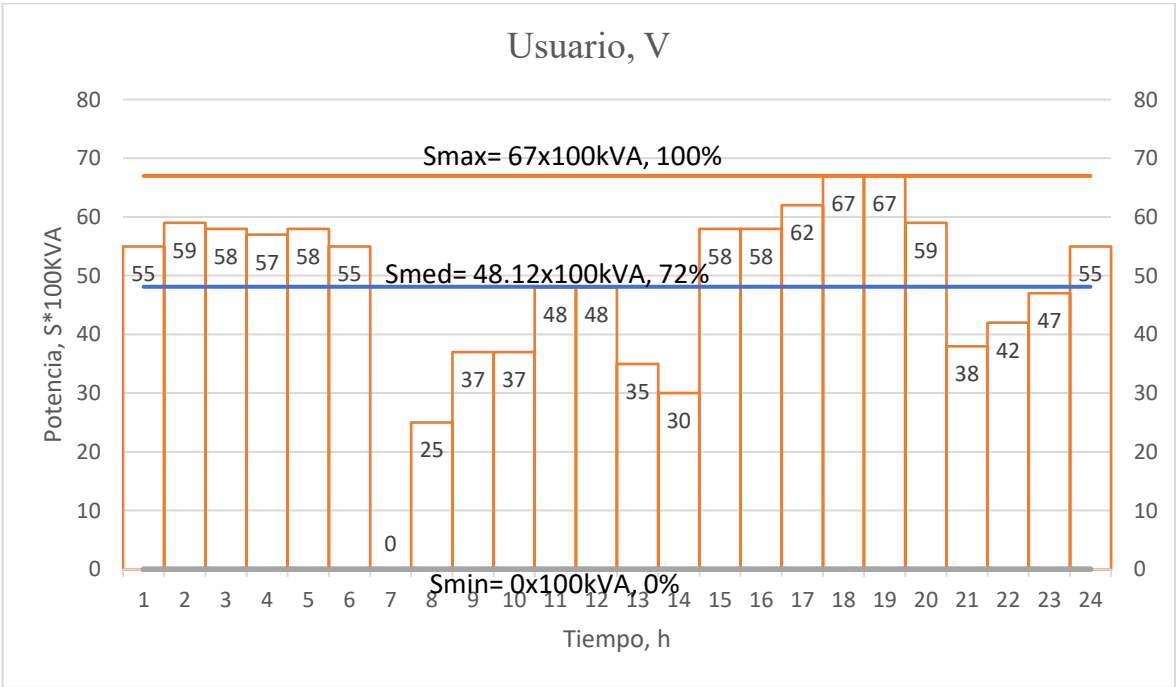
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 7 *Grafica usuario O*



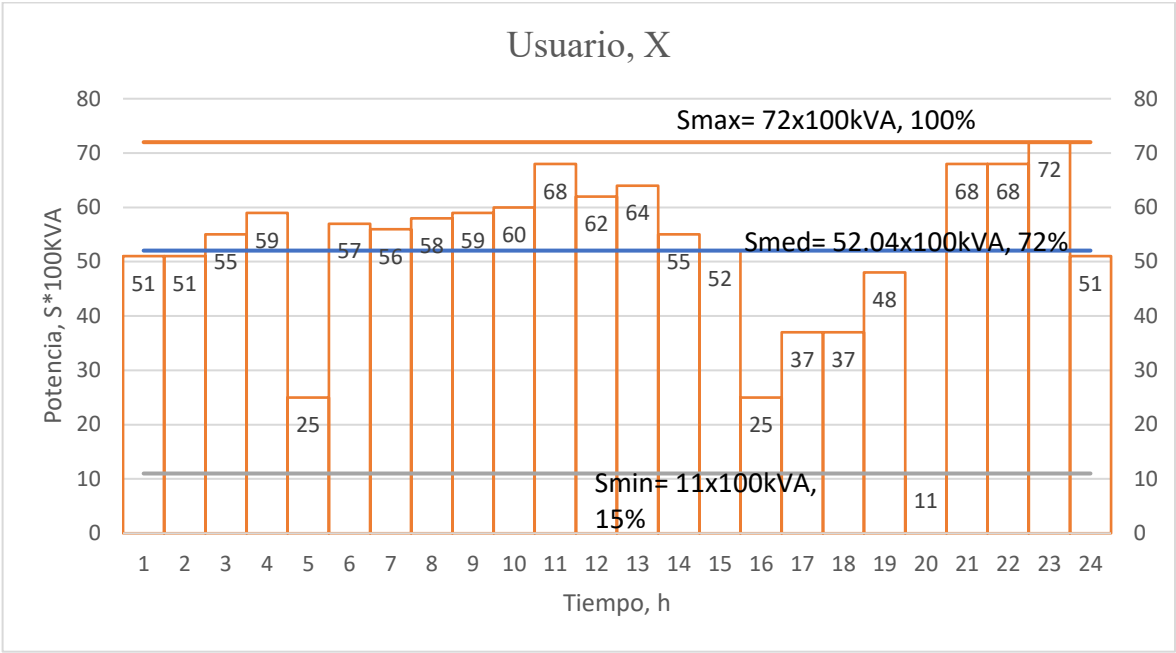
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 8 *Grafica usuario V*



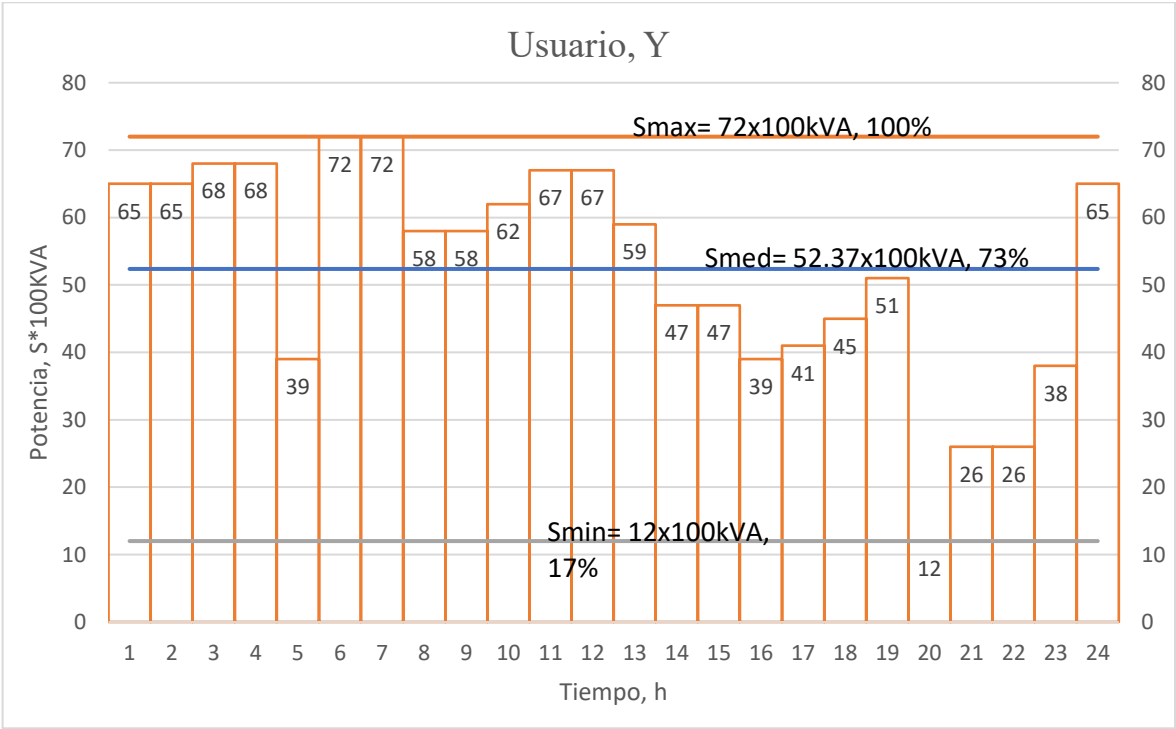
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 9 *Grafica usuario X*



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 10 *Grafica usuario Y*

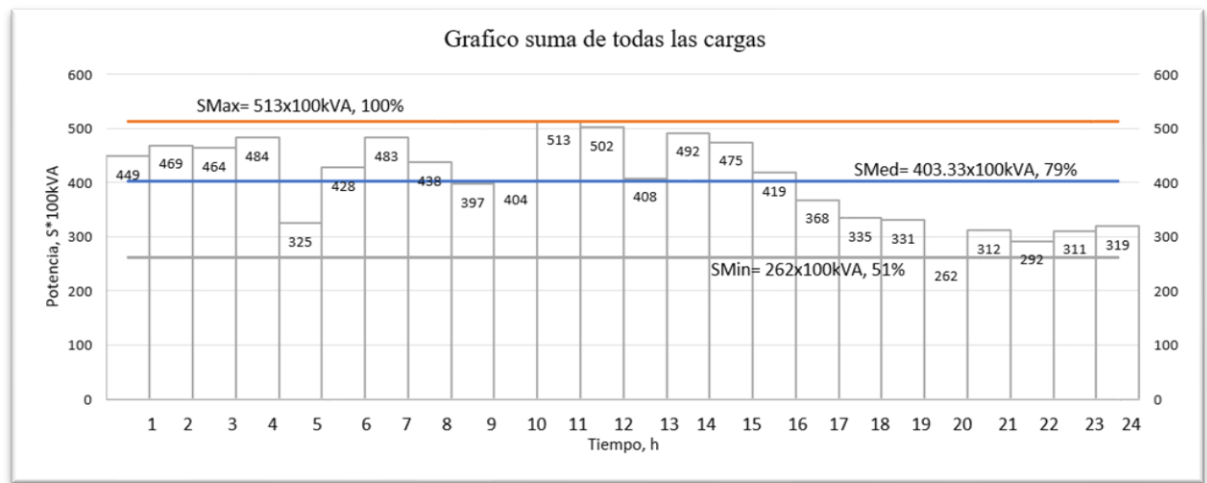


Fuente: Elaboración propia

Graficas totales

El gráfico titulado "Suma de todas las cargas" representa el perfil de demanda total de los diez usuarios considerados en el estudio a lo largo de un período de 24 horas. Esta visualización permite evaluar el comportamiento agregado del sistema de cargas, facilitando la identificación de patrones de consumo, horarios pico y valles de demanda. El análisis de esta curva es fundamental para estimar con mayor precisión la potencia máxima simultánea requerida por el sistema, así como para definir criterios de dimensionamiento de equipos y establecer estrategias de operación que optimicen la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro.

Ilustración 11: *Grafica total*

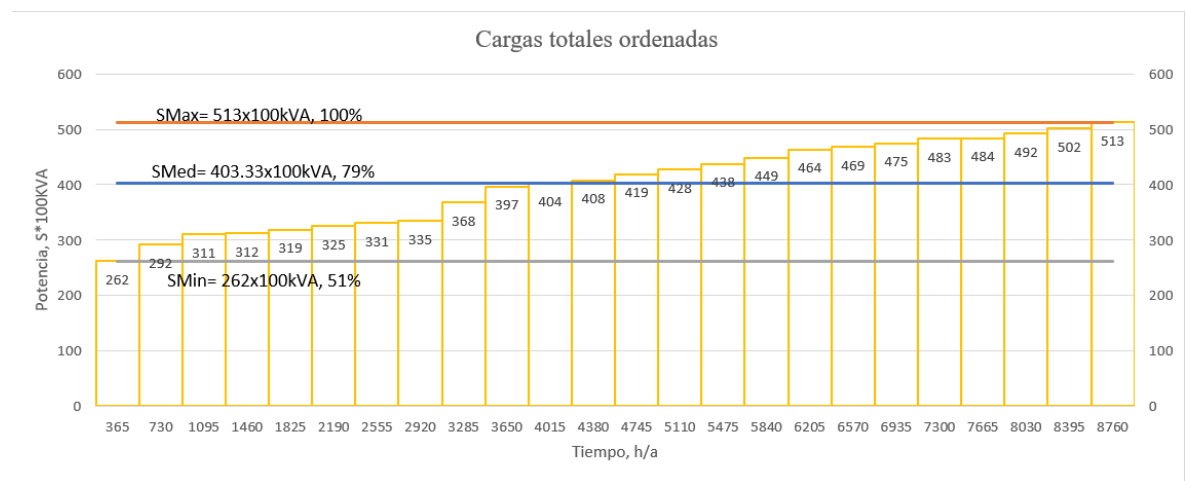


Fuente: Elaboración propia

El gráfico denominado "Cargas Totales Ordenadas" presenta la gráfica de duración de carga, donde las demandas se organizan de forma decreciente en función de su magnitud. Cada escalón del gráfico representa un nivel de carga constante durante un número determinado de horas en el año, permitiendo observar la frecuencia con la que se mantiene cada nivel de demanda. En este caso, se ha considerado que cada bloque

representa 365 horas anuales, bajo la premisa de que los escalones son únicos. Cuando se detectan repeticiones, estas se consolidan, y las horas acumuladas se ajustan proporcionalmente. Esta herramienta es esencial para la planificación del sistema, ya que permite estimar con mayor precisión el factor de utilización, dimensionar transformadores y líneas, y prever márgenes de reserva según la persistencia de cargas elevadas durante el año.

Ilustración 12: *Grafica carga total ordenada*



Fuente: Elaboración propia

Ubicación

Siguiendo el método de localización propuesto por (Feodorov & López, 1980, págs. 112-128), esta sección desarrolla un análisis técnico y estadístico para determinar la ubicación óptima de una subestación eléctrica reductora en la ciudad de León. Este enfoque se basa en el uso de herramientas estadísticas espaciales, en particular, el trazado de elipses de dispersión geográfica que se ajustan a la densidad de carga y a la ubicación relativa de los principales centros de consumo. es importante señalar que todas las coordenadas empleadas en este análisis están expresadas en metros, lo cual permite una

mayor precisión en la representación espacial y facilita el tratamiento geométrico de los datos.

El procedimiento será aplicado en tres escenarios proyectados, cada uno correspondiente a un período de planificación de siete años, permitiendo anticipar el crecimiento de la demanda eléctrica y garantizar la escalabilidad del sistema.

Es importante señalar que la ubicación de las cargas en cada uno de los periodos ha sido asignada de forma arbitraria, con el objetivo de simular una distribución representativa que permita estudiar el comportamiento general del sistema eléctrico en la zona.

Tabla 9: Coordenadas primer periodo

Usuario	X	Y
F	6942.78	4075.11
H	8653.32	4963.92
K	7848.36	888.81
M	7479.42	6053.97
N	4754.295	2247.18
Ñ	5081.31	6909.24
O	4276.35	4880.07
V	7303.335	2750.28
X	888.81	2733.51
Y	3337.23	3354

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10: Coordenadas segundo periodo

Usuario	X	Y
F	6976.32	4745.91
H	8686.86	5299.32
K	7110.48	1375.14
M	7563.27	6464.835
N	4762.68	2917.98
Ñ	5123.235	7345.26
O	4226.04	5399.94
V	7412.34	3152.76
X	1609.92	3085.68

Y	3270.15	4033.185
----------	---------	----------

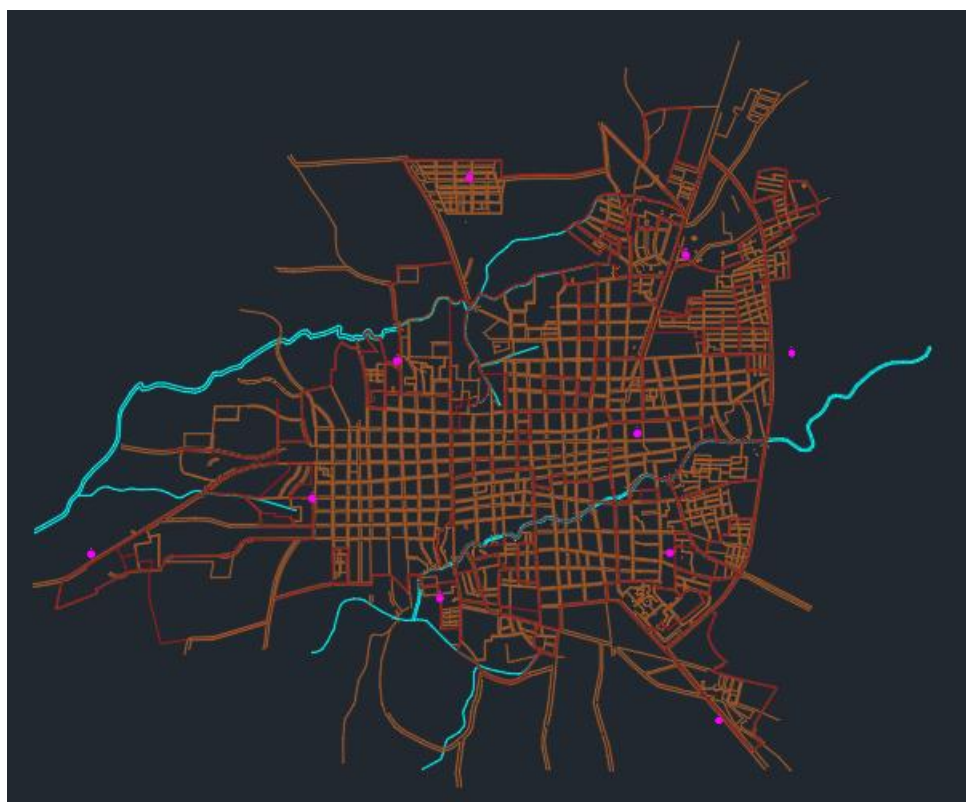
Fuente: Elaboración propia

Tabla 11: Coordenadas tercer periodo

Usuario	X	Y
F	7999.29	4544.67
H	8770.71	5785.65
K	8200.53	721.11
M	7412.34	7814.82
N	5265.78	1744.08
Ñ	4687.215	6724.77
O	4989.075	4192.5
V	6791.85	2565.81
X	2263.95	3437.85
Y	3513.315	4678.83

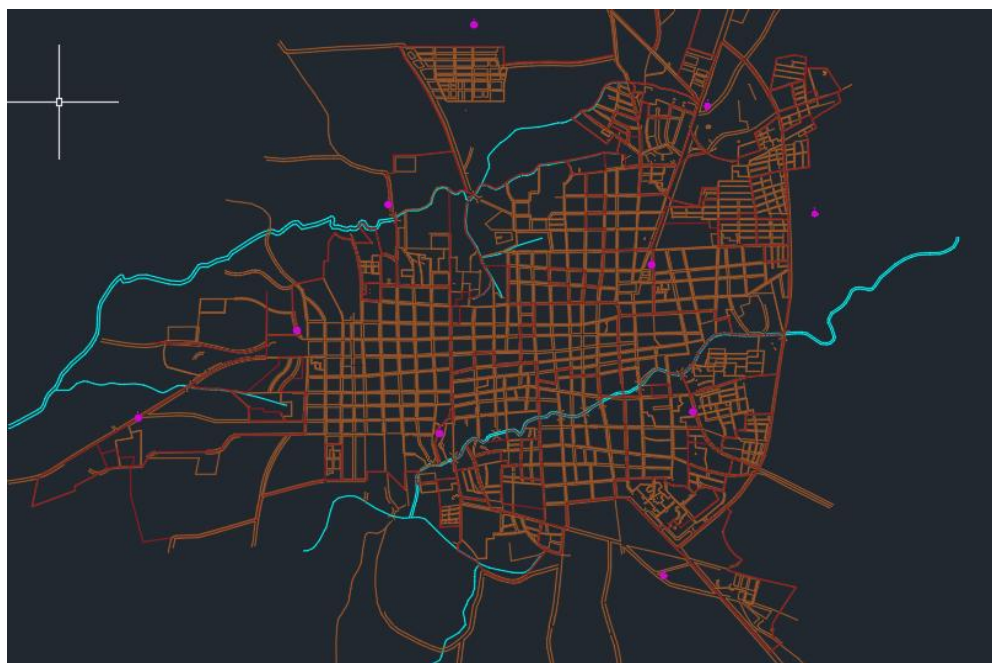
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 13: Ubicación primer periodo



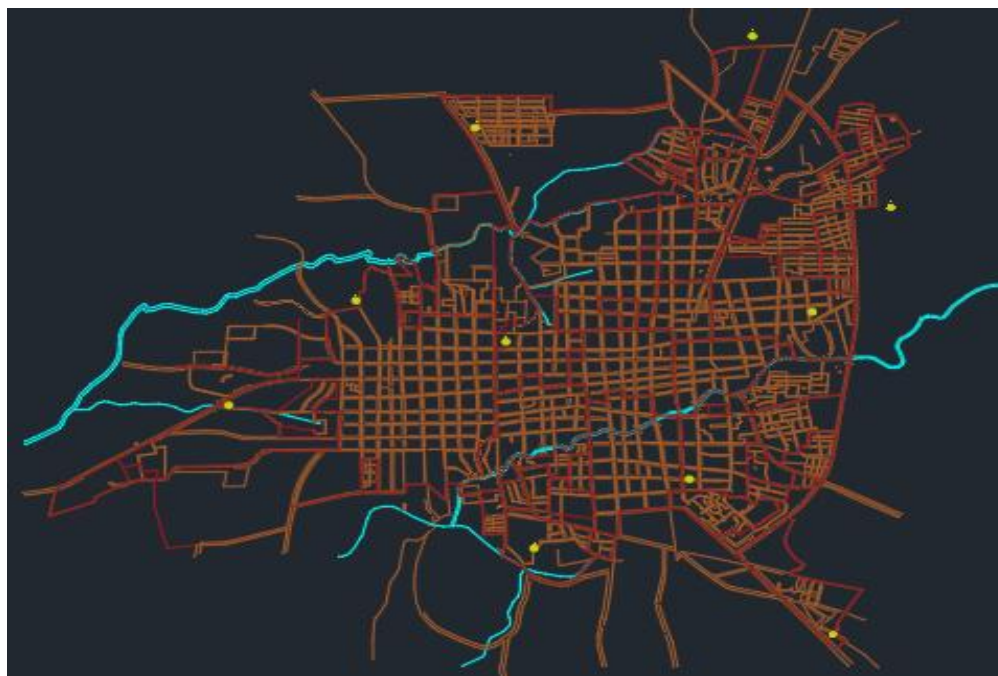
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 14: Ubicación segundo periodo



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 15: Ubicación tercer periodo



Fuente: Elaboración propia

Centros eventuales de carga (CEC)

Los Centros Eventuales de Carga (CEC) representan proyecciones horarias del centro de gravedad de la demanda eléctrica en función del comportamiento de las cargas conectadas durante las 24 horas del día. Para cada hora del día, se calcula un centro de carga específico, resultando en 24 CEC distintos. Cada uno de estos centros se expresa como un par ordenado (x_i, y_i) que refleja la posición espacial ponderada de la demanda eléctrica a esa hora determinada.

Este enfoque permite visualizar cómo se desplaza el centro de carga a lo largo del día, tomando en cuenta tanto la ubicación física de cada usuario como la magnitud de la potencia que consume en cada momento. Dicha metodología proporciona una herramienta útil para analizar la movilidad del punto de máxima densidad de carga y, con ello, optimizar la ubicación de la subestación eléctrica reductora para minimizar pérdidas y mejorar la eficiencia operativa.

El cálculo de las coordenadas para cada CEC se realiza mediante las siguientes expresiones:

$$x_i = \frac{\sum_{j=1}^n P_{ij} * x_j}{\sum_{j=1}^n P_{ij}}, y_i = \frac{\sum_{j=1}^n P_{ij} * y_j}{\sum_{j=1}^n P_{ij}}$$

Donde:

- P_{ij} : Es la potencia activa consumida por la carga j a la hora i
- x_i, y_i : Coordenadas del punto de ubicación de la carga j
- n : número de cargas consideradas

Tabla 12: CEC Primer periodo

	Primer periodo	
CEC	Xi	Yi
1	5,159.7629733	3,769.0294878
2	5,190.4759062	3,779.7935181
3	5,149.6730496	3,748.4925647
4	5,087.2869112	3,778.1701240
5	5,882.7354000	3,856.3260000
6	4,731.1578855	3,874.8887383
7	5,033.6734783	3,950.4981366
8	5,173.2578425	3,762.1848630
9	4,967.7640050	3,863.7742065
10	4,992.4788119	3,884.3720050
11	5,448.8279825	3,762.0046199
12	5,386.4605279	3,760.6557968
13	5,602.7213603	3,644.8855147
14	5,652.5636890	3,865.9621951
15	5,881.1860421	3,737.4504632
16	6,282.3261695	3,769.9680430
17	5,932.1368614	3,664.4728533
18	5,591.7687761	3,758.7827463
19	5,289.7950453	3,727.7024773
20	6,245.7048664	3,907.7940458
21	5,056.9881250	3,745.6762500
22	4,804.8060103	3,645.1777397
23	4,754.9151125	3,594.7115113
24	4,868.1627743	3,593.8267712

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13: CEC segundo periodo

	Segundo periodo	
CEC	Xi	Yi
1	5,169.48088055964	4,287.25672751848
2	5,198.06234592759	4,297.46334392917
3	5,164.86682634841	4,265.95774004366
4	5,105.85521820447	4,295.45716461643
5	5,905.25962365760	4,356.97125618270
6	4,808.38058650888	4,401.25053950192
7	5,010.04971997206	4,482.19047477600

8	5,169.19688553115	4,286.96220866042
9	5,020.86853095064	4,378.03664493417
10	5,046.67609866250	4,389.40377017207
11	5,441.33388254931	4,256.05225169476
12	5,371.75808118117	4,263.78687897114
13	5,582.79583025542	4,125.41440631919
14	5,628.31118610795	4,370.59921322146
15	5,862.80007396506	4,225.78586349314
16	6,224.23159276143	4,259.60881409151
17	5,896.85086515385	4,128.41250864920
18	5,641.09280646176	4,252.03416506164
19	5,379.37435729232	4,221.49810901805
20	6,259.31954450414	4,403.79782936097
21	5,164.71918057453	4,224.43982342307
22	4,926.10303351731	4,133.68476162229
23	4,873.29305847617	4,085.48685342744
24	4,939.06882388762	4,111.24564515818

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14: CEC Tercer periodo

	Tercer periodo	
CEC	Xi	Yi
1	5,439.01409763343	4,048.17755796962
2	5,458.43620258215	4,041.79566401322
3	5,420.04944457051	4,040.65381177443
4	5,375.02973364441	4,044.64399025436
5	6,127.95520362165	4,176.35059998742
6	5,052.99680645702	4,067.07958252777
7	5,400.68367098346	4,289.25462401273
8	5,483.04781685525	4,134.28540486408
9	5,346.53798401815	4,159.36043769157
10	5,345.90761174517	4,198.41939976972
11	5,777.34492831856	4,175.56637839271
12	5,716.70865019370	4,139.13147899789
13	6,008.56748431634	4,216.48816741482
14	5,995.81335680433	4,252.58692855133
15	6,155.78776569874	4,165.79911169194
16	6,500.16141533857	4,196.66627423085

17	6,064.71123918408	4,081.07048913814
18	5,837.15810530610	4,074.41656897727
19	5,584.68426452105	4,054.45130464677
20	6,441.61676601052	4,073.14298397336
21	5,480.72563545815	4,082.79110932716
22	5,244.16585740127	3,939.03005107932
23	5,181.78213397884	3,937.23634928088
24	5,194.59786282006	3,969.60783539355

Fuente: Elaboración propia

Esperanza matemática

La esperanza matemática en el contexto del análisis de Centros Eventuales de Carga (CEC) representa el valor medio de las coordenadas espaciales generadas a lo largo del período de estudio, normalmente evaluado hora por hora durante un día completo. En términos prácticos, esta esperanza corresponde al centro de gravedad promedio del sistema eléctrico desde el punto de vista geográfico y energético.

Se calcula como el promedio aritmético de las 24 coordenadas (x_i , y_i) obtenidas para cada hora del día producto de la metodología de los CEC.

Este punto tiene gran relevancia porque actúa como centro de los ejes de simetría sobre los cuales se construirá la elipse de distribución. Dicha elipse se utiliza como una herramienta estadística para representar la dispersión espacial de los centros eventuales de carga, ayudando así a determinar una zona geográfica óptima para la ubicación de la subestación eléctrica reductora.

Tabla 15: Esperanza matemática

	axi	ayi
Primer periodo	5340.27623	3768.60836
Segundo periodo	5366.23954	4270.94987
Tercer periodo	5651.39517	4106.58359

Fuente: Elaboración propia

Dispersión

La dispersión es una medida estadística que cuantifica el grado de variabilidad de un conjunto de datos respecto a su media. Cuando se trabaja con variables espaciales como (x_i, y_i) que representan las coordenadas de los Centros Eventuales de Carga (CEC) la dispersión permite identificar qué tan alejados están dichos centros respecto a su media o punto central. Esto es clave para construir la elipse de distribución, una representación gráfica que evidencia la concentración o dispersión geográfica de las cargas.

Matemáticamente, la dispersión se expresa como:

$$D_x = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - a_x)^2}{n-1}, D_y = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - a_y)^2}{n-1}$$

Donde:

- D_x y D_y : Son las dispersiones de las coordenadas X y Y
- x_i, y_i : Valores de cada coordenada.
- a_x, a_y : Esperanza matemática.
- n : Número total de observaciones

Tabla 16: Dispersión

	Dx	Dy
Primer periodo	205697.794	9112.83525
Segundo periodo	177514.1727	10938.1776
Tercer periodo	164105.6088	8696.23698

Fuente: Elaboración propia

Dimensión de la dispersión

La dimensión de la dispersión se refiere al valor numérico que determina la extensión máxima de la variabilidad espacial de los Centros Eventuales de Carga (CEC)

respecto a su Esperanza Matemática. Esta magnitud corresponde al eje mayor de la elipse de distribución.

Matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$\sqrt{D_x} = \sigma_x, \sqrt{D_y} = \sigma_y$$

Donde:

σ_x, σ_y : Dimensión de la dispersión

D_x, D_y : Dispersión

Tabla 17: Dimensión de la dispersión

	σ_x	σ_y
Primer periodo	453.539187	95.4611714
Segundo periodo	421.324308	104.585743
Tercer periodo	405.099505	93.2536165

Fuente: Elaboración propia

Exactitud

La exactitud es una medida estadística que cuantifica qué tan concentrados están los CEC alrededor del centro promedio. En otras palabras, evalúa qué tan precisa o confiable es la ubicación proyectada de la subestación en relación con la distribución de la demanda eléctrica.

Matemáticamente, se expresa como:

$$h_x = \frac{1}{\sigma_x * \sqrt{2}}, h_y = \frac{1}{\sigma_y * \sqrt{2}}$$

Tabla 18: Exactitud

	h_x	h_y
Primer periodo	0.00155909	0.00740727
Segundo periodo	0.0016783	0.00676102
Tercer periodo	0.00174551	0.00758262

Fuente: Elaboración propia

Momento de correlación

El momento de correlación es una medida que evalúa la relación entre la dispersión en los ejes X y Y. En otras palabras, indica si existe una asociación lineal entre los desplazamientos de los Centros Eventuales de Carga (CEC) en ambos ejes.

Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$C_{xy} = \sum_{i=1}^n \frac{(X_i - a_x)(Y_i - a_y)}{n-1}$$

Donde:

- C_{xy} : Momento de correlación
- a_x, a_y : Esperanza matemática de las coordenadas
- n : número de observaciones

Tabla 19: Momento de correlación

Primer periodo	6,706.90
Segundo periodo	1,533.84
Tercer periodo	17,441.90

Fuente: Elaboración propia

Coefficiente de correlación

El coeficiente de correlación es una medida estadística que permite evaluar la relación entre las variables aleatorias. En el contexto de este estudio, se utiliza para

analizar el grado de dependencia lineal entre las coordenadas de los Centros Eventuales de Carga (CEC).

Cuando el valor del coeficiente de correlación es igual a cero, se interpreta que no existe correlación lineal entre las variables, lo cual indica independencia estadística. Por el contrario, un valor distinto de cero implica que existe cierto grado de relación entre las variables, siendo positiva si el valor es mayor a cero y negativa si es menor.

Para su cálculo, se emplea la siguiente expresión:

$$r = \frac{c_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}$$

Donde r es el coeficiente de correlación.

Tabla 20: Coeficiente de correlación

Primer periodo	0.155
Segundo periodo	0.035
Tercer periodo	0.462

Fuente: Elaboración propia

Angulo de simetría

En el análisis estadístico de los Centros Eventuales de Carga, una herramienta fundamental para representar gráficamente la dispersión y orientación de los datos es la elipse de distribución. Esta elipse se construye a partir de los valores de dispersión, correlación y esperanza matemática de los CEC, y posee dos ejes principales que representan sus ejes de simetría: el eje mayor y el eje menor.

La orientación de estos ejes en el plano cartesiano no siempre coincide con los ejes coordenados (x, y); de hecho, su inclinación depende directamente del coeficiente de

correlación r . Es aquí donde se introducen los ángulos de los ejes de simetría, los cuales determinan la rotación de la elipse.

Para calcularlo se emplea la siguiente formula:

$$\alpha = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left(\frac{2C_{xy}}{D_x - D_y} \right)$$

Obteniendo de esta forma los siguientes valores:

Tabla 21: Ángulos de simetría

Primer periodo	1.952
Segundo periodo	0.528
Tercer periodo	6.326

Fuente: Elaboración propia

Radio de los ejes de simetría

Para determinar los radios que definen la elipse de dispersión, se utiliza la relación entre la exactitud estadística y el tamaño espacial de la dispersión, se calcula mediante la fórmula:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x}, R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y}$$

Donde:

- R_x : Radio del eje de la elipse en la coordenada x
- R_y : Radio del eje de la elipse en la coordenada y
- h_x : Exactitud correspondiente a la coordenada x
- h_y : Exactitud correspondiente a la coordenada y

Tabla 22: Radio de los ejes de simetría

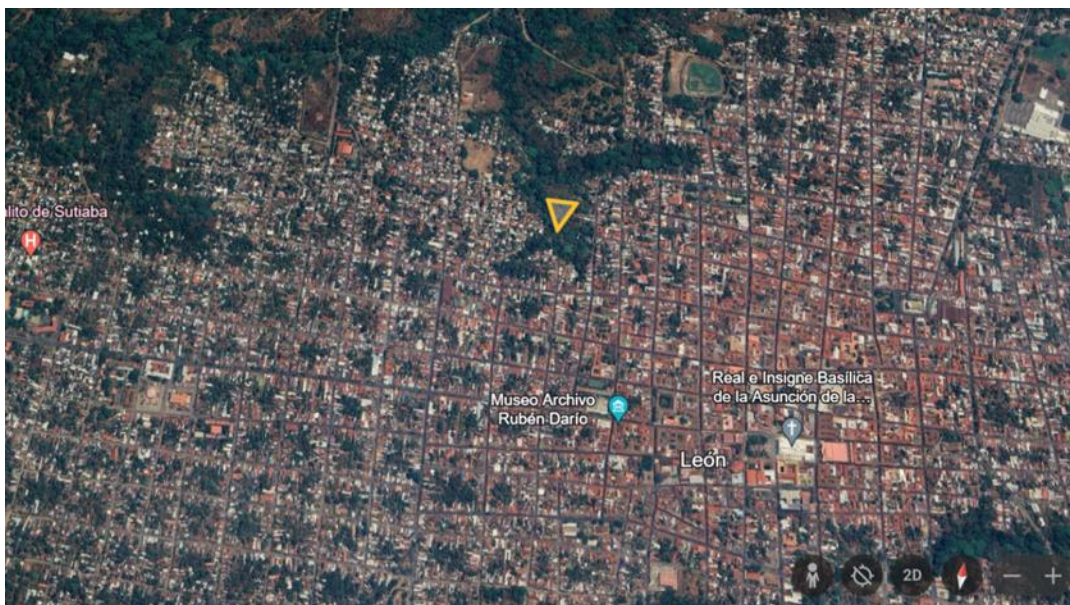
	R_x	R_y
Primer periodo	1,111.56	230.88
Segundo periodo	1,032.07	256.016
Tercer periodo	998.115	201.436

Fuente: Elaboración propia

Ubicación de la subestación

La subestación ha sido ubicada en las coordenadas geográficas 12°26'28"N, 86°53'06"W, dentro del municipio de León, Nicaragua. Esta localización obedece a un análisis técnico basado en criterios de centralidad respecto a los centros eventuales de carga (CEC), optimizando la cobertura del sistema eléctrico mediante una menor dispersión en la distribución de potencia. Además, se seleccionó un área clasificada como zona verde, lo que permite implementar la infraestructura con menor interferencia sobre estructuras existentes. Esta decisión técnica responde a la necesidad de garantizar sostenibilidad a largo plazo

Ilustración 16: Ubicación de la subestación



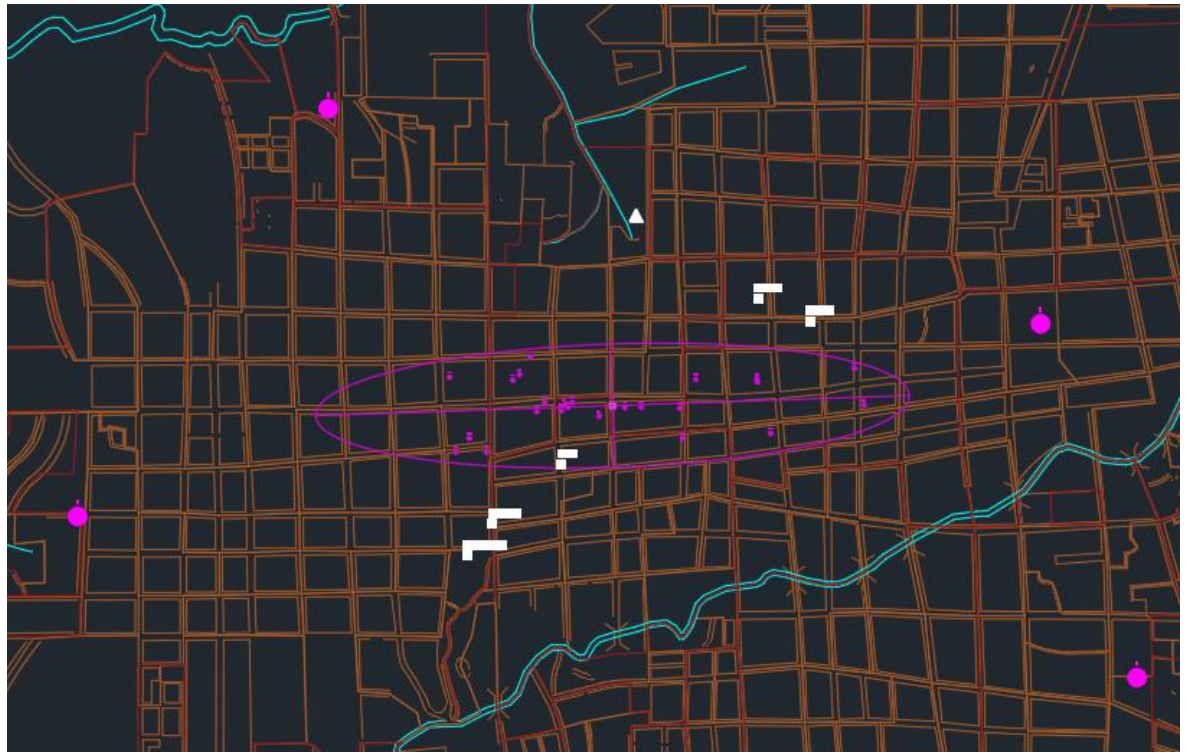
Fuente: Google. (2025). *León, Nicaragua – Coordenadas 12°26'28"N, 86°53'06"W.*

[Google Earth Pro]. Recuperado el 18 de junio de 2025, de <https://earth.google.com/>

Graficas de elipses de dispersión

Primer periodo

Ilustración 17: Grafica de elipse de dispersión, primer periodo.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la representación gráfica, la elipse de dispersión no abarca la ubicación propuesta para la subestación eléctrica, lo que implica que dicho punto se encuentra fuera del área estadísticamente óptima de concentración de los Centros Eventuales de Carga (CEC). Esta desviación espacial respecto a la esperanza matemática de la demanda sugiere un posible aumento en los costos operativos del sistema.

Ante esta condición, se aplicará el método de los anillos de pérdida descrito por (Feodorov & López, 1980) con el fin de estimar el incremento porcentual en los gastos anuales atribuibles a la ubicación subóptima de la subestación.

Para ellos se empleará la siguiente expresión matemática:

$$R = \frac{32.8\Delta}{h(1-\Delta)}$$

Sabiendo que:

$$h = \frac{h_x + h_y}{2}$$

Se emplea para determinar el radio de penalización que representa el incremento en kilómetros de la distancia equivalente al gasto adicional anual por la ubicación no óptima de la subestación eléctrica. Los parámetros involucrados se describen a continuación:

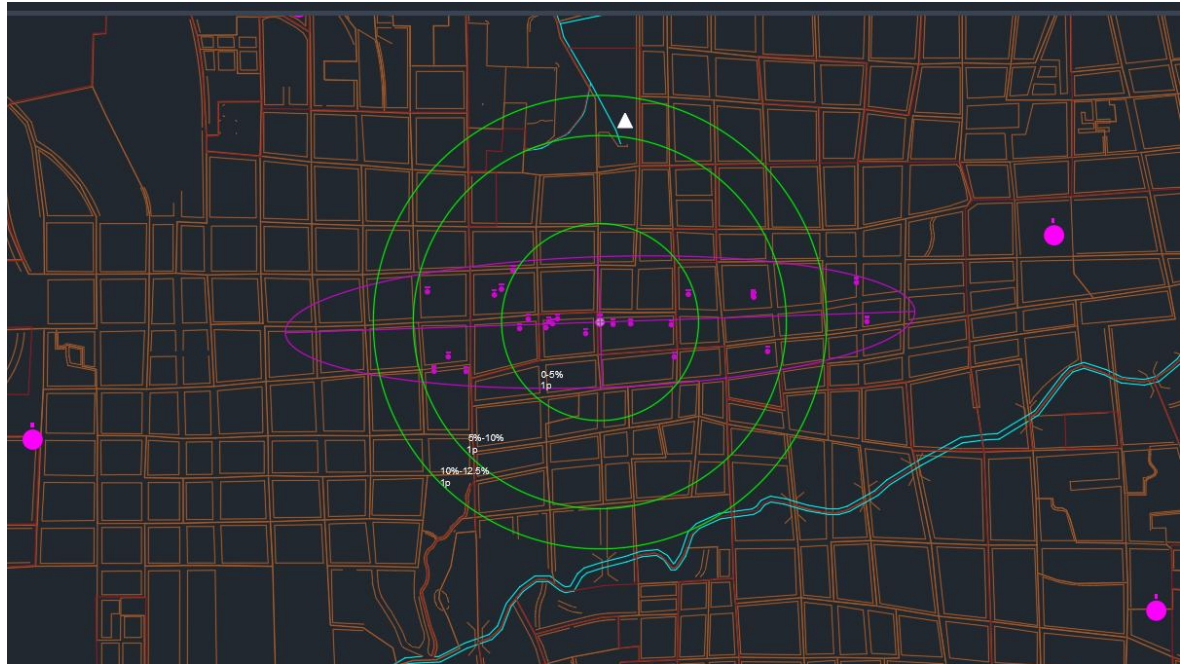
- R: Radio equivalente que representa el exceso de gastos anuales.
- Δ : Tasa de incremento porcentual en los costos de operación anual debido a la ubicación fuera de la elipse de dispersión (expresada como fracción, por ejemplo, 10% $\rightarrow$ 0.1).
- h : Exactitud del sistema, directamente relacionada con la dispersión de los centros eventuales de carga (CEC).

Tabla 23: Perdidas por ubicación, primer periodo

Porcentaje	R
12.50%	800.2134594
10%	658.4613609
5%	347.5212738

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 18: Anillos de pérdida, primer periodo

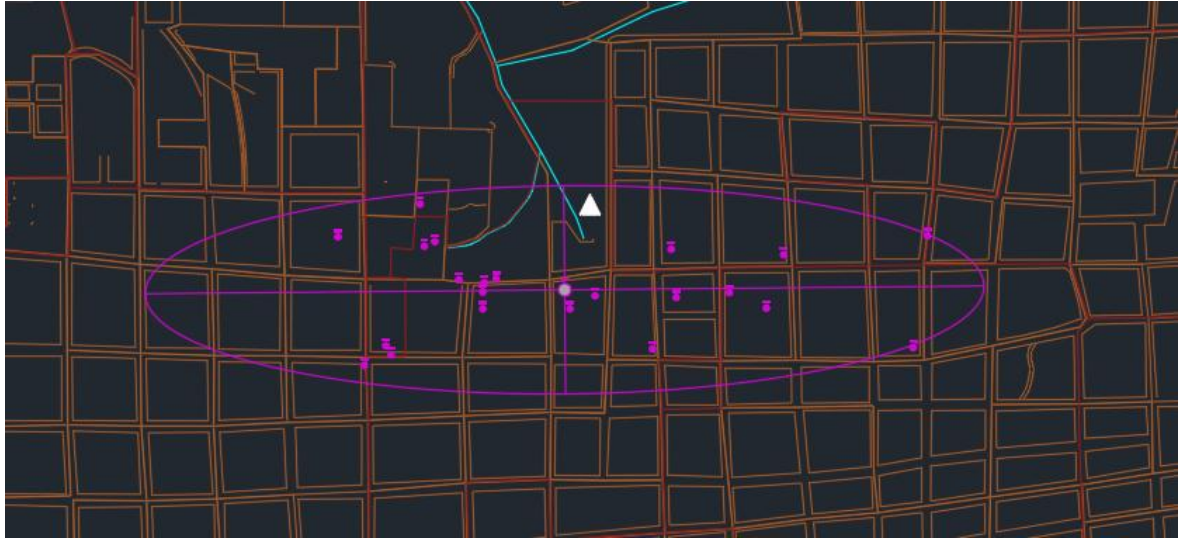


Fuente: Elaboración propia

Como resultado del análisis aplicado, se determinó que, durante el primer período de operación, los costos de explotación presentan un incremento del **12.5 %**, atribuible directamente al desplazamiento de la subestación respecto al eje óptimo de carga. Este porcentaje refleja el impacto económico derivado de una ubicación fuera del área estadísticamente ideal y constituye un elemento determinante dentro de la evaluación económica global del proyecto, el cual será considerado en la planificación definitiva del sistema.

Segundo periodo

Ilustración 19: Grafica de elipse de dispersión, segundo periodo.

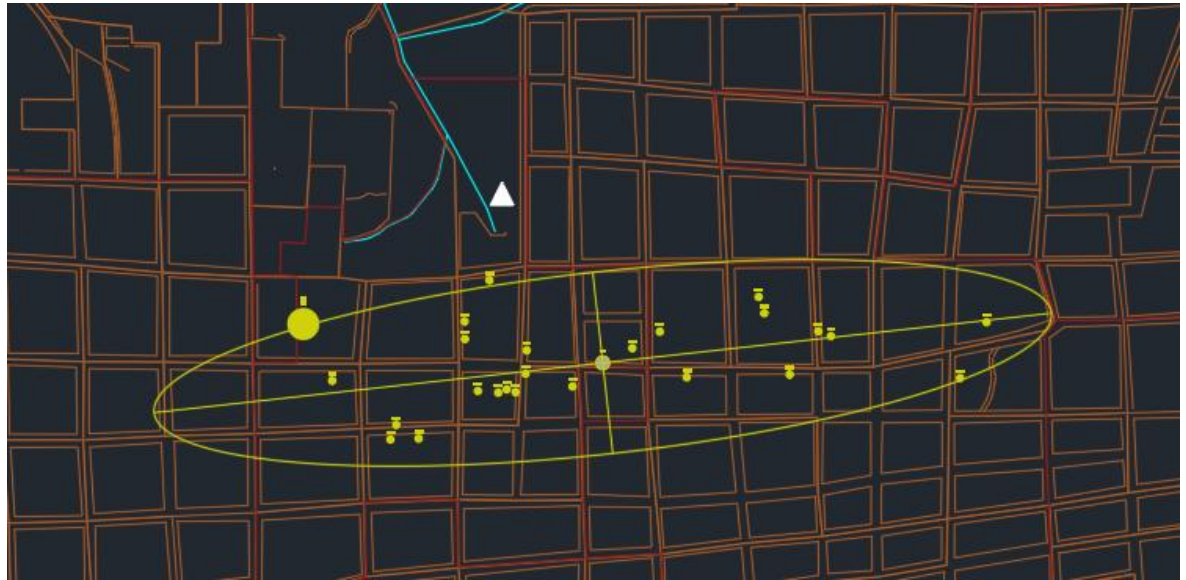


Fuente: Elaboración propia

En el segundo período de evaluación, no se presenta un incremento en los costes de explotación, dado que la ubicación proyectada de la subestación se encuentra dentro del área delimitada por la elipse de dispersión. Esto indica que, estadísticamente, la subestación se ubica en una zona con alta concentración de demanda, lo cual optimiza las distancias medias de suministro y, por tanto, minimiza las pérdidas técnicas y los gastos asociados al sistema de distribución.

Tercer periodo

Ilustración 20: Grafica de elipse de dispersión, tercer periodo



Fuente: Elaboración propia

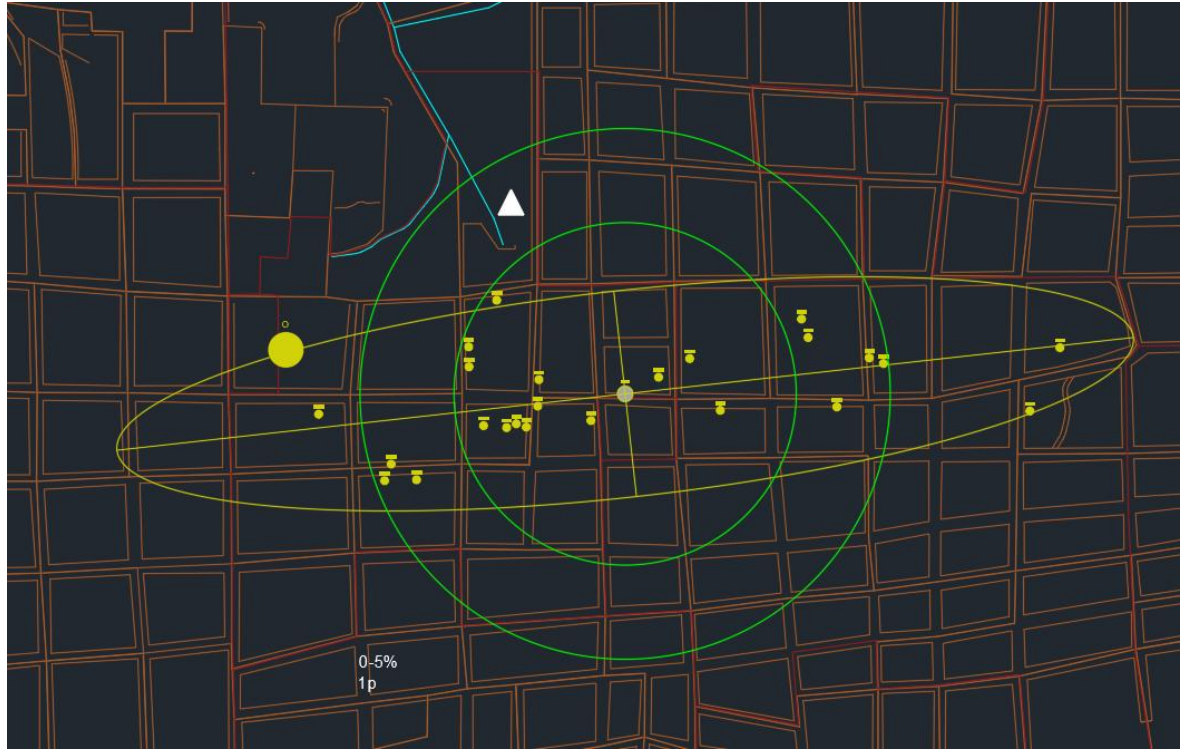
Al igual que en el primer período, la ubicación propuesta para la subestación en el tercer período se encuentra fuera del área definida por la elipse de dispersión. Esta situación implica que la subestación se sitúa fuera de la zona de concentración estadística de los centros eventuales de carga (CEC), lo cual puede generar un aumento en las distancias de distribución y, consecuentemente, un incremento en los costos de explotación asociados. Este alejamiento del área óptima sugiere la necesidad de aplicar nuevamente el método de los anillos de pérdida para estimar el porcentaje de incremento en los gastos anuales

Tabla 24: Perdidas por ubicación, tercer periodo

Porcentaje	R
5%	334.043219
8%	517.591177

Fuente: Elaboración propia

Ilustración 21: Anillos de pérdida, tercer periodo



Fuente: Elaboración propia

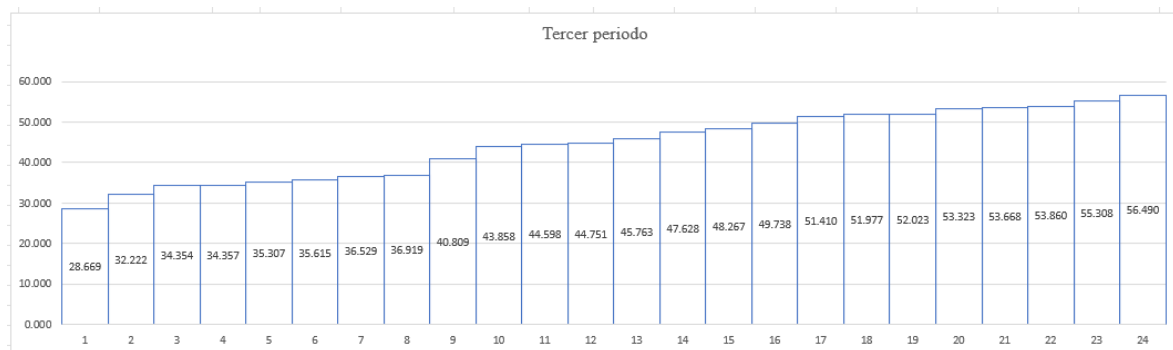
Aplicando el método de los anillos de pérdida, se determinó que este alejamiento genera un incremento del 8% en los gastos anuales durante el tercer período. Este aumento refleja las pérdidas adicionales y los costos asociados a la mayor extensión de las líneas de alimentación, subrayando la importancia de considerar cuidadosamente la ubicación para optimizar tanto el desempeño técnico como la viabilidad económica del sistema eléctrico.

Selección del transformador

En la selección de la potencia nominal del transformador, se ha usado el valor máximo de demanda registrado durante el tercer periodo de análisis, el cual alcanza los 56.49 MVA, como se puede observar en la ilustración 22. Esta decisión se justifica en el hecho de que dimensionar el transformador en función de valores inferiores, observados en

periodos anteriores, podría resultar en una subestimación de la demanda futura, exponiendo el equipo a condiciones de sobrecarga recurrentes.

Ilustración 22: Sumatoria de potencia del tercer periodo



Fuente: Elaboración propia

Potencia de transformador

Inicialmente, se consideró la posibilidad de instalar dos transformadores de 25 MVA, lo que proporcionaría una capacidad operativa combinada de 50 MVA. Sin embargo, esta solución no cumple con las condiciones establecidas por las normas internacionales. Tanto la (IEC 60076-7, 2018) como la (IEEE C57.91-2011) permiten sobrecargas de hasta un 125 % de la carga nominal, pero únicamente bajo condiciones térmicas controladas y por intervalos limitados. En particular, estas normas especifican que la duración de las sobrecargas debe ser corta (generalmente menos de 30 minutos a una hora por evento) y que no se debe comprometer la vida útil del aislamiento térmico del transformador. Dichas sobrecargas solo están autorizadas si se cumplen las siguientes condiciones:

En este caso, el análisis del perfil de carga revela que, durante 8 horas continuas en el tercer periodo, la demanda excede la capacidad combinada de los dos transformadores propuestos, lo cual representa una sobrecarga sostenida no permitida por las normas mencionadas. Dado que los transformadores no están diseñados para operar en tales

condiciones sin que se produzca una degradación acelerada de sus materiales dieléctricos, esta configuración es técnica y normativamente inviable.

Por lo tanto, se recomienda optar por una configuración que garantice un margen suficiente frente a la demanda máxima esperada, como podría ser la instalación de un transformador de 63 MVA, o el uso de dos transformadores de 32MVA en paralelo cuya capacidad individual permita mantener el régimen de operación dentro de los límites térmicos y temporales establecidos por las normas

Cálculo de sobrecarga

Según lo establecido en las normas IEC 60076-7 (2018) e IEEE C57.91 (2011), los transformadores de potencia pueden operar bajo condiciones de sobrecarga controlada, permitiéndose hasta un 125 % de su carga nominal, siempre que se respeten los límites térmicos y no se comprometa la vida útil del equipo. Con base en este criterio, se evaluarán dos configuraciones de transformación: la primera, compuesta por dos transformadores de 32 MVA conectados en paralelo, y la segunda, utilizando un único transformador de 63 MVA

$$\text{Primera variante} \quad 1.25 * (2 \times 32 \text{MVA}) = 80 \text{MVA}$$

$$\text{Segunda variante} \quad 1.25 * (63 \text{MVA}) = 78.75 \text{MVA}$$

Perdida en transformador

Según (Feodorov & López, 1980, pág. 141) los transformadores presentan principalmente dos tipos de pérdidas: pérdidas en vacío ($\Delta P'_{sc}$) y pérdidas en cortocircuito ($\Delta P'_{cc}$). Las pérdidas en vacío ocurren cuando el transformador está energizado, pero sin carga conectada, y se asocian principalmente con el núcleo magnético. Por otro lado, las

pérdidas en cortocircuito se manifiestan cuando el transformador suministra carga, y están relacionadas con los efectos resistivos del devanado.

Para determinar las pérdidas totales del transformador bajo condiciones de operación, se emplea la siguiente expresión:

$$\Delta P't = \Delta P'sc + Kc^2 \Delta P'cc$$

Donde:

- $\Delta P'sc$ = Perdidas en vacío.
- $\Delta P'cc$ = Perdidas en corto circuito.
- Kc = Coeficiente de carga.

Para el desarrollo de esta fórmula es necesario tener en cuenta que:

- $\Delta P'sc = \Delta Psc + kip + Qsc$
- $\Delta P'cc = \Delta Pcc + kip + Qcc$
- $Kc = \frac{Sc}{SN}$
- $Qsc = SN \left(\frac{Isc\%}{100} \right)$
- $Qcc = SN \left(\frac{Vcc\%}{100} \right)$

Dando como resultado:

$$\Delta P't = \Delta Psc + Kip * SN * \frac{Isc\%}{100} + \frac{Sc^2}{SN^2} (\Delta Pcc + Kip * SN * \frac{Vcc\%}{100})$$

Que es igual a tener:

$$\Delta Pt = a + (Sc^2 * b)$$

Donde:

$$a = \Delta P_{sc} + K_{ip} * SN * \frac{I_{sc}\%}{100}$$

$$b = \frac{1}{SN^2} (\Delta P_{cc} + K_{ip} * SN * \frac{V_{cc}\%}{100})$$

K_{ip} = Coeficiente de penalización de pérdidas. Para los fines de este estudio, se adopta un valor de 0.08, lo que implica que cada watt de pérdida equivale a un costo de 0.08 USD. Este valor representa el impacto económico asociado a las pérdidas energéticas en el sistema, bajo un enfoque técnico de corto a mediano plazo.

Como puede observarse, la única variable en el cálculo de pérdidas es la potencia de carga (S_c), dado que los demás parámetros son inherentes a las características constructivas del transformador. Estos valores fijos se detallan en la siguiente tabla.

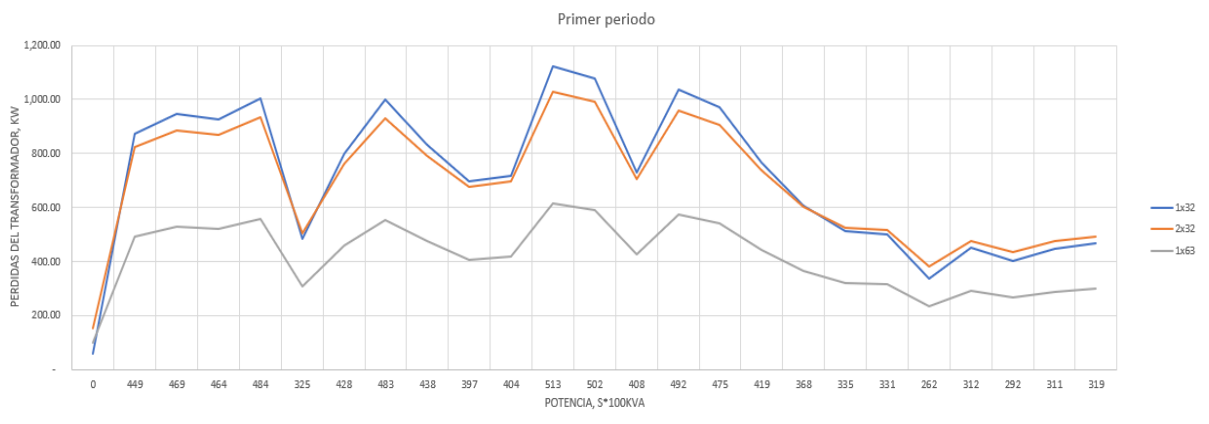
Tabla 25: Valores de pérdidas para transformadores trifásicos de dos bobinas

No.	Tipo	S_N , kVA	V_N , kV	V_{CC} %	P_{sc} , kW	P_{CC} , kW	I_{sc} , %	\$ x 1000
1	TAC	2500	138	10.5	6.5	22	1.5	28
2	TAC	6300	138	10.5	11.5	48	0.8	39
3	TVC	10000	138	10.5	15.5	60	0.7	43
4	TVC	16000	138	10.5	24	85	0.7	51
5	TVC	25000	138	10.5	30	120	0.7	69.5
6	TVC	32000	138	10.5	40	145	0.7	80.5
7	TVC	40000	138	10.5	50	160	0.65	93
8	TCFC	63000	138	10.5	70	245	0.6	120
9	TCFC	80000	138	10.5	85	310	0.6	136
10	TCFC	125000	138	10.5	120	400	0.55	260

Fuente: Rescatado de material del curso de diseño de subestaciones eléctricas, año 2023

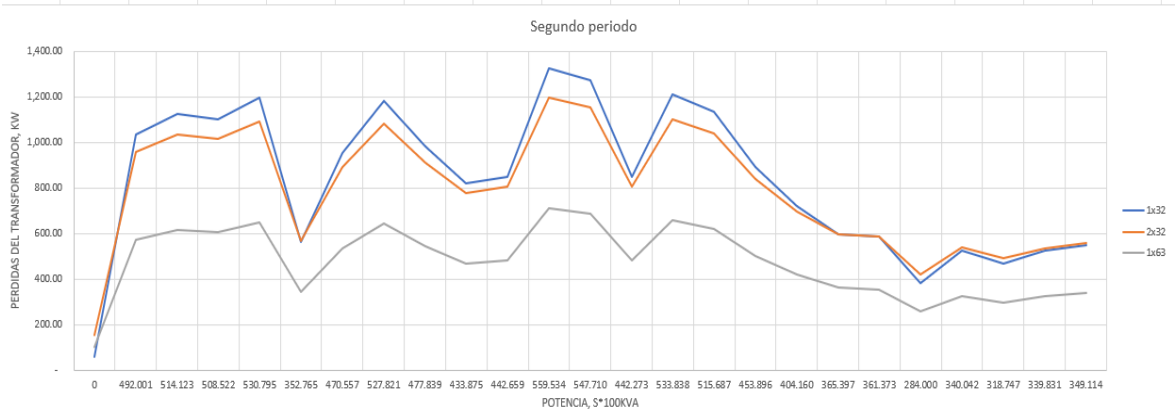
Se emplearán dos tipos de análisis para evaluar el comportamiento de las pérdidas en los transformadores. El primero consistirá en la representación gráfica de las pérdidas horarias para cada una de las variantes (dos transformadores de 32 MVA y un transformador de 63 MVA) durante los tres periodos analizados, a intervalos de una hora. Este conjunto se denominará *Gráficos de pérdidas horarias*. El segundo análisis ordenará las potencias de carga de menor a mayor con el fin de obtener las *curvas de pérdidas acumuladas*. Las tablas con los cálculos detallados se presentan en los ANEXOS, sección A.

Ilustración 23: Grafico de perdida horaria, primer periodo



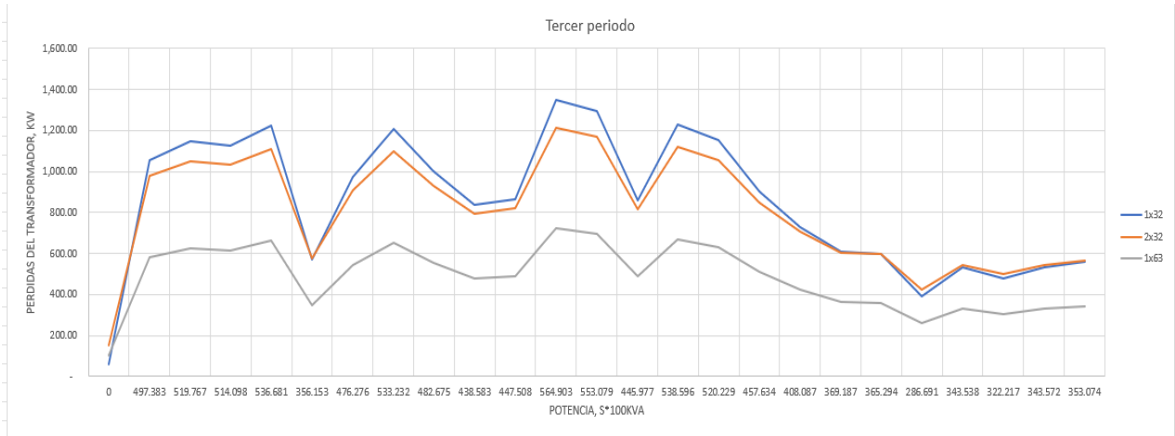
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 24: Grafico de perdida horaria, segundo periodo



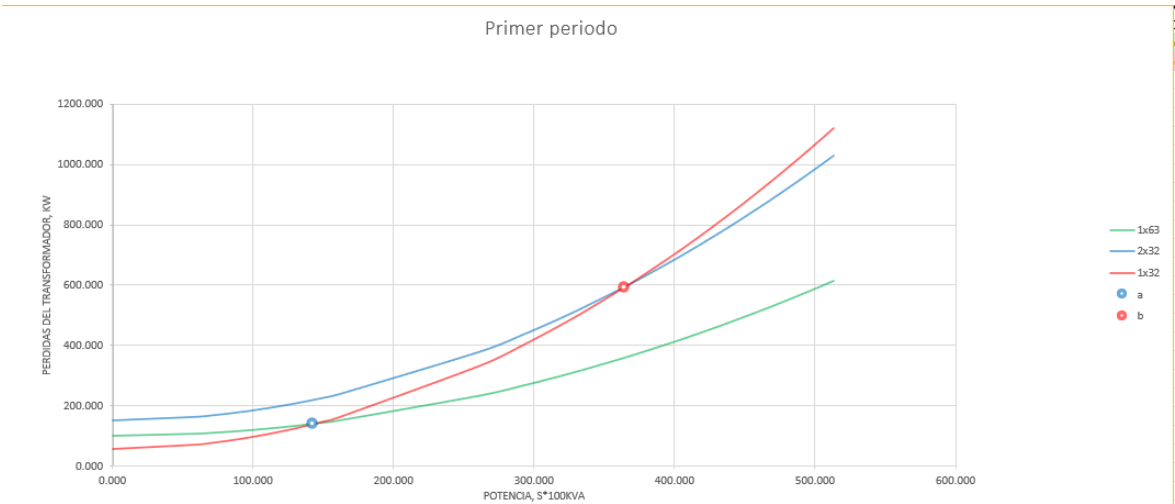
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 25: Grafico de perdida horaria, tercer periodo



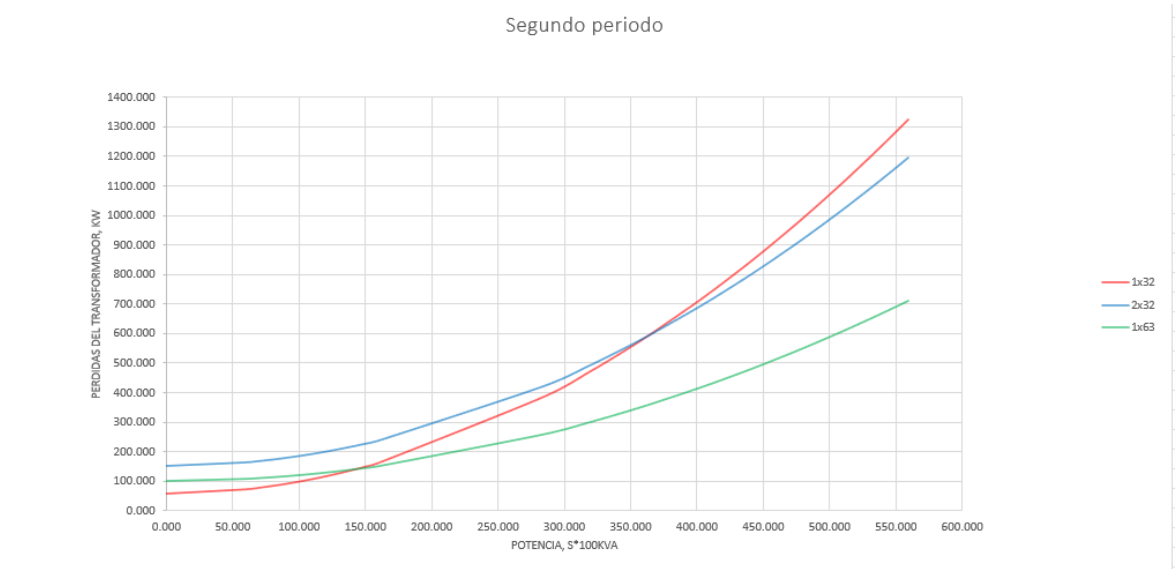
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 26: Grafico de curva de pérdida acumulada, primer periodo



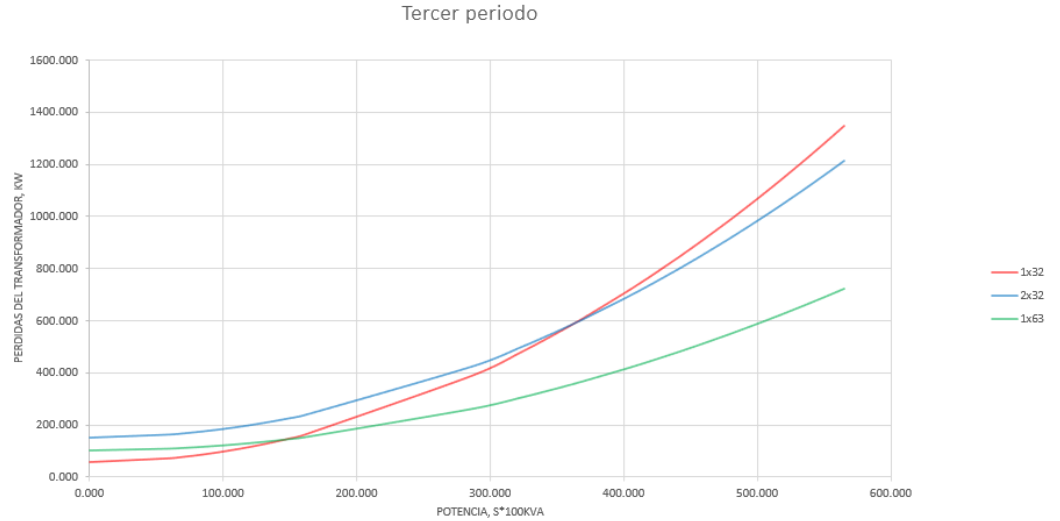
Fuente: Elaboración propia

Ilustración 27: Grafico de curva de pérdida acumulada, segundo periodo



Fuente: Elaboración propia

Ilustración 28: Grafico de curva de pérdida acumulada, tercer periodo



Fuente: Elaboración propia

Conclusión de la selección

Del estudio realizado, se evidencia que la alternativa con un transformador de 63 MVA resulta más eficiente en términos de pérdidas energéticas, presentando menores costos operativos durante los tres periodos analizados. No obstante, esta variante no cumple con los criterios exigidos para instalaciones que alimentan cargas críticas, especialmente aquellas catalogadas como consumidores de primera categoría.

Por tal motivo, se considera más adecuada la primera variante, que contempla la instalación de dos transformadores de 32 MVA operando en paralelo. A pesar de generar mayores pérdidas totales, esta opción garantiza continuidad del servicio ante fallas, mantenimiento programado o emergencias, cumpliendo así con las normativas técnicas y criterios de seguridad.

Guía de diseño del sistema de protección por relevadores

Esta guía detalla el procedimiento para la selección, configuración e implementación de los sistemas de protección eléctrica en una subestación.

1. Principio de funcionamiento de las protecciones
 - 1.1. Protección ante descargas atmosféricas
 - 1.1.1. Hilos de guarda
 - 1.1.2. Pararrayos
 - 1.2. Red de tierra
 - 1.3. Protección diferencial
 - 1.4. Protección de sobrecorriente direccional
 - 1.5. Protección por fusible
 - 1.6. Protección de sobrecorriente
2. Ubicación y tipo de protecciones a usar
3. Especificaciones del sistema de protección
4. Simulación del sistema de protección
 - 4.1. Ajuste y coordinación de protección en transformador
 - 4.2. Ajuste y coordinación de protección en circuitos de salida (cargas)
 - 4.3. Operación de las protecciones en condición estable para transformador
 - 4.4. Operación de las protecciones en condición estable para circuitos de salida

Para la elaboración de esta guía, se ha tomado como referencia el diseño de la subestación previamente detallado, el cual proporciona la base técnica y estructural sobre la cual se aplican los criterios de protección. En esta etapa específica del estudio, se

abordan de manera puntual los ajustes y la coordinación de las protecciones instaladas en los transformadores de potencia y en los circuitos de salida o cargas, los cuales representan puntos críticos dentro del sistema por su función en la transformación y distribución final de la energía. La correcta selección y coordinación de estas protecciones es esencial para garantizar la continuidad del servicio, la seguridad del personal y la integridad de los equipos ante condiciones de falla. Para una mejor visualización del sistema y facilitar el análisis de las configuraciones implementadas, se remite al lector al diagrama unifilar correspondiente, el cual se encuentra disponible en el ANEXO, sección B.

Principio de funcionamiento de las protecciones

Protección ante descargas atmosféricas

Hilos de guarda

Los hilos de guarda, también denominados cables de protección contra descargas atmosféricas, son conductores instalados longitudinalmente en la parte superior de las estructuras de soporte de las líneas de transmisión, cuya función principal es interceptar y derivar a tierra las corrientes generadas por impactos directos de rayos. De esta forma, se reduce significativamente la probabilidad de que las fases energizadas reciban el impacto directo, evitando fallas por cortocircuito y mejorando la confiabilidad del sistema.

(IEC, Descargador de sobretensiones - Parte 4: Descargador de sobretensiones de óxido metálico sin huecos para sistemas de CA, 2014) Estos cables están fabricados comúnmente con acero galvanizado o cables ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) de sección reducida, seleccionados en función de su resistencia mecánica, capacidad térmica transitoria ante corrientes de rayo y resistencia a la corrosión. En

aplicaciones modernas, es frecuente la utilización de OPGW (Optical Ground Wire), que combina las funciones de hilo de guarda y transmisión de datos por fibra óptica.

La efectividad del hilo de guarda depende directamente de su conexión a un sistema de puesta a tierra de baja resistencia, que permita la rápida disipación de la corriente de rayo al terreno. Esto implica la instalación de bajantes en cada estructura, así como la correcta interconexión con las mallas de puesta a tierra de las subestaciones asociadas.

Pararrayos

Los pararrayos o descargadores de sobretensión son dispositivos diseñados para proteger equipos y sistemas eléctricos contra sobretensiones transitorias originadas por descargas atmosféricas directas, inducidas o por maniobras de conmutación. Su principio de funcionamiento se basa en limitar el voltaje excesivo y desviar la corriente asociada hacia tierra antes de que ésta alcance un valor capaz de deteriorar el aislamiento o dañar los componentes del sistema.

La ubicación estratégica de los pararrayos es fundamental para garantizar su efectividad, colocándolos en puntos críticos como entradas de líneas aéreas, bornes de transformadores de potencia, celdas de media tensión, tableros de control y en cualquier punto donde se requiera protección contra sobretensiones. Según las recomendaciones de la IEC 60099-4 y la (IEEE, 2020), los pararrayos deben conectarse directamente entre el conductor protegido y el sistema de puesta a tierra, minimizando la longitud de los conductores para reducir inductancias parásitas y asegurar una rápida derivación de la sobretensión.

Red de tierra

La red de tierra o sistema de puesta a tierra es un componente esencial en cualquier instalación eléctrica, particularmente en subestaciones, ya que su función principal es proporcionar un camino de baja impedancia para disipar de manera segura las corrientes de falla a tierra. Esto incluye corrientes originadas por cortocircuitos, descargas atmosféricas o maniobras eléctricas.

Al garantizar una conexión efectiva entre todos los equipos y estructuras metálicas hacia tierra, se logra proteger no solo la integridad de los equipos eléctricos, sino también la seguridad del personal que opera o transita en las inmediaciones de la instalación. Una correcta puesta a tierra minimiza las tensiones de paso y de contacto, evitando que se generen diferencias de potencial peligrosas en la superficie del terreno o en las carcasas metálicas de los equipos.

En el contexto de una subestación eléctrica, el sistema de puesta a tierra también desempeña un papel crítico en la correcta operación de los sistemas de protección y control, al proporcionar una referencia estable de potencial y asegurar el disparo selectivo de protecciones ante fallas o maniobras técnicas.

Los tipos redes más comunes son las siguientes:

- Tierra en varillas verticales:

Consiste en electrodos cilíndricos (normalmente de cobre o acero cobreado) hincados verticalmente en el suelo. Es una solución económica y fácil de instalar, utilizada en pequeñas instalaciones o para complementar

otros sistemas. Sin embargo, su efectividad disminuye en suelos de alta resistividad.

- **Tierra en placas:**

Utiliza placas de cobre o acero galvanizado enterradas a una profundidad determinada. Su gran superficie de contacto mejora la disipación de corriente, pero requiere excavaciones profundas y es menos común en subestaciones modernas.

- **Tierra en anillo (o mallado perimetral):**

Consiste en un conductor cerrado enterrado alrededor de la instalación, interconectado a varios electrodos verticales. Aporta una distribución uniforme del potencial en la periferia, pero no siempre controla bien las tensiones dentro del área protegida.

- **Malla de puesta a tierra (Ground Grid):** Se forma por un entramado de conductores enterrados horizontalmente, interconectados entre sí formando una retícula. Normalmente está complementada con varillas verticales en los puntos de intersección y conectada a todas las estructuras metálicas y equipos.

Este último es el más recomendado para subestaciones eléctricas por las siguientes ventajas:

- Distribución uniforme del potencial: Minimiza las tensiones de paso y de contacto dentro del área de operación, reduciendo riesgos para el personal.
- Alta capacidad de disipación de corriente: Ideal para manejar corrientes de falla a tierra de gran magnitud y descargas atmosféricas.

- Flexibilidad de expansión: Permite añadir nuevas conexiones sin comprometer la integridad del sistema.
- Compatibilidad con apantallamiento: Facilita la conexión directa de hilos de guarda, pararrayos y estructuras a un mismo potencial de referencia.

Protección diferencial

La protección diferencial compara las corrientes de entrada y salida de un equipo o zona determinada, como transformadores, barras o líneas. Cuando la diferencia entre estas corrientes supera un valor mínimo ajustado, el relé considera que hay una falla interna y acciona el interruptor para aislar el equipo afectado. Es una de las protecciones más rápidas y selectivas disponibles.

Protección de sobrecorriente direccional

Este sistema se basa en relés que no solo miden la magnitud de la corriente, sino también su dirección. Esto permite distinguir si la sobrecorriente proviene de una dirección específica, como una fuente aguas arriba o una carga aguas abajo. Esta protección resulta útil en redes malladas o sistemas donde se requiere conocer el sentido de flujo de corriente para una coordinación adecuada.

Protección por fusible

Los fusibles son dispositivos pasivos que incorporan un conductor calibrado para fundirse bajo condiciones de sobrecorriente prolongada o cortocircuito. Al fundirse, interrumpen el paso de corriente, protegiendo los equipos contra daños severos. Aunque no son dispositivos de detección inteligente, su respuesta rápida y confiabilidad los hacen útiles para proteger transformadores de distribución o ramales de baja tensión.

Protección de sobrecorriente

Esta protección se basa en relés que monitorean continuamente la corriente en un circuito. Si se detecta que la corriente supera el umbral establecido (ya sea de forma instantánea o con retardo de tiempo), el relé activa el interruptor para interrumpir el flujo eléctrico. Es uno de los métodos más básicos y ampliamente utilizados para proteger alimentadores, líneas y transformadores.

Ubicación y tipo de protecciones a usar

Para efectos prácticos, se emplearán dos tipos de protecciones, la protección principal y la de respaldo o secundaria, cada una de ellas están ubicadas para transformadores y circuitos de salida o cargas, a como se detallan en las siguientes tablas

Para efectos prácticos y conforme a las buenas prácticas en sistemas eléctricos de potencia, se implementarán dos tipos de protecciones: protección principal y protección de respaldo o secundaria.

Cada una de estas protecciones será aplicada estratégicamente en los elementos críticos del sistema, tales como transformadores de potencia, y circuitos de salida o alimentadores de carga. La protección principal actuará de forma rápida y selectiva ante fallas internas, mientras que la protección de respaldo entrará en funcionamiento únicamente si la principal falla en operar correctamente.

Las protecciones, su ubicación y tipo, se detallan en las siguientes tablas, diferenciando claramente los equipos protegidos.

Tabla 26: Protecciones principales transformadores y circuitos de salida

Protección principal	Transformador	Cargas
Modelo	Schweitzer SEL 587-1A	gL-630A
Tipo	Relé diferencial	Fusible

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27: Protecciones secundarias transformadores y circuitos de salida

Protección secundaria	Transformador	Cargas
Modelo	Rel-Ioc- TOC_Dir	Siemens 7SJ50_IT
Tipo	Relé de Sobre corriente direccional	Relé de sobrecorriente

Fuente: Elaboración propia

Especificaciones del sistema de protección

Para la correcta implementación del sistema de protección en la subestación, se realizó una selección detallada de los Transformadores de Corriente (TC) y Transformadores de Potencial (TP), atendiendo a sus relaciones de transformación y ubicación dentro del sistema. Esta selección asegura que los dispositivos estén adaptados a las condiciones operativas particulares en cada punto de la instalación.

La ubicación de los equipos determina diferencias significativas en las magnitudes eléctricas. Aguas arriba del transformador, donde se conectan las líneas de transmisión con niveles de alta tensión, las corrientes son menores y las tensiones mayores. En estas zonas se requiere que los TC y TP posean relaciones de transformación acordes a las condiciones de transmisión y a la sensibilidad de los sistemas de protección.

Por el contrario, aguas abajo del transformador, en el lado de distribución, la tensión disminuye y la corriente aumenta considerablemente debido a la entrega de energía

a las cargas finales. En este caso, los TC deben ser capaces de soportar altos niveles de corriente, y los TP deben proporcionar una representación precisa de la tensión reducida.

Con el objetivo de garantizar una operación segura y eficiente del sistema de protección, se han definido claramente las conexiones de los TC y TP a los distintos relevadores, según el tipo de protección que supervisan. A continuación, se presentan tablas con la información detallada de cada transformador, su ubicación, tipo de protección asociada y relación de transformación, proporcionando una visión estructurada y clara del sistema.

Tabla 28: Detalle de transformadores de corriente

Ubicación	Relevador Conectado	Tipo de Protección	RT Aguas arriba	RT Aguas abajo
Transformadores de Potencia	SEL 587-1A	Protección Diferencial	120A/1A	1000A/1A
Transformadores de Potencia	Rel-Ioc-Toc-Dir	Protección Direccional	120A/1A	1000A/1A
Cargas	Siemens 7SJ50 IT	Protección de Sobrecorriente	1000A/1A	-

Tabla 29: Detalle de transformadores de potencial

Ubicación	Relevador Conectado	Tipo de Protección	RT Aguas arriba	RT Aguas abajo
Transformadores de Potencia	SEL 587-1A	Protección Diferencial	-	-
Transformadores de Potencia	Rel-Ioc-Toc-Dir	Protección Direccional	138000V/1V	20000V/1V
Cargas	Siemens 7SJ50 IT	Protección de Sobrecorriente	-	-

Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que los relés direccionales instalados en los transformadores operan de forma independiente, encontrándose uno ubicado aguas arriba y otra aguas abajo del transformador. Por esta razón, la configuración de las relaciones de transformación (RT) de

los transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP) se asigna específicamente según la posición de cada relé dentro del sistema de protección. Esto explica la ausencia de algunos valores en las tablas, ya que cada relé sólo utiliza los TC y TP correspondientes a su ubicación, ya sea en el lado de alta tensión (aguas arriba) o en el lado de baja tensión (aguas abajo) del transformador, asegurando así una medición y protección adecuadas para cada zona.

Simulación del sistema de protección

Ajuste y coordinación de protección en transformador

Los transformadores en la subestación cuentan con dos sistemas de protección: una protección principal, basada en el uso de relés diferenciales, y una protección de respaldo, conformada por relés de sobrecorriente direccionales. La configuración y selección de estos dispositivos ha sido detallada previamente en las tablas correspondientes. A continuación, se presentan las curvas tiempo-corriente obtenidas para fallas ocurridas tanto aguas arriba como aguas abajo de uno de los transformadores. Cabe destacar que ambos transformadores poseen la misma potencia nominal, por lo que el comportamiento de protección será similar en ambos casos.

The graph displays the R-Differential T1 protection characteristic. The y-axis represents current in Amperes (A), ranging from 0.00 to 5000.00. The x-axis represents time in seconds (s), ranging from 0.00 to 0.05000. The curve starts at 13.80 kV, remains flat until 0.005s, then rises linearly to 3250 A at 0.015s, and remains constant thereafter. A fault symbol is shown at 2000 A and 0.01s.

Legend:

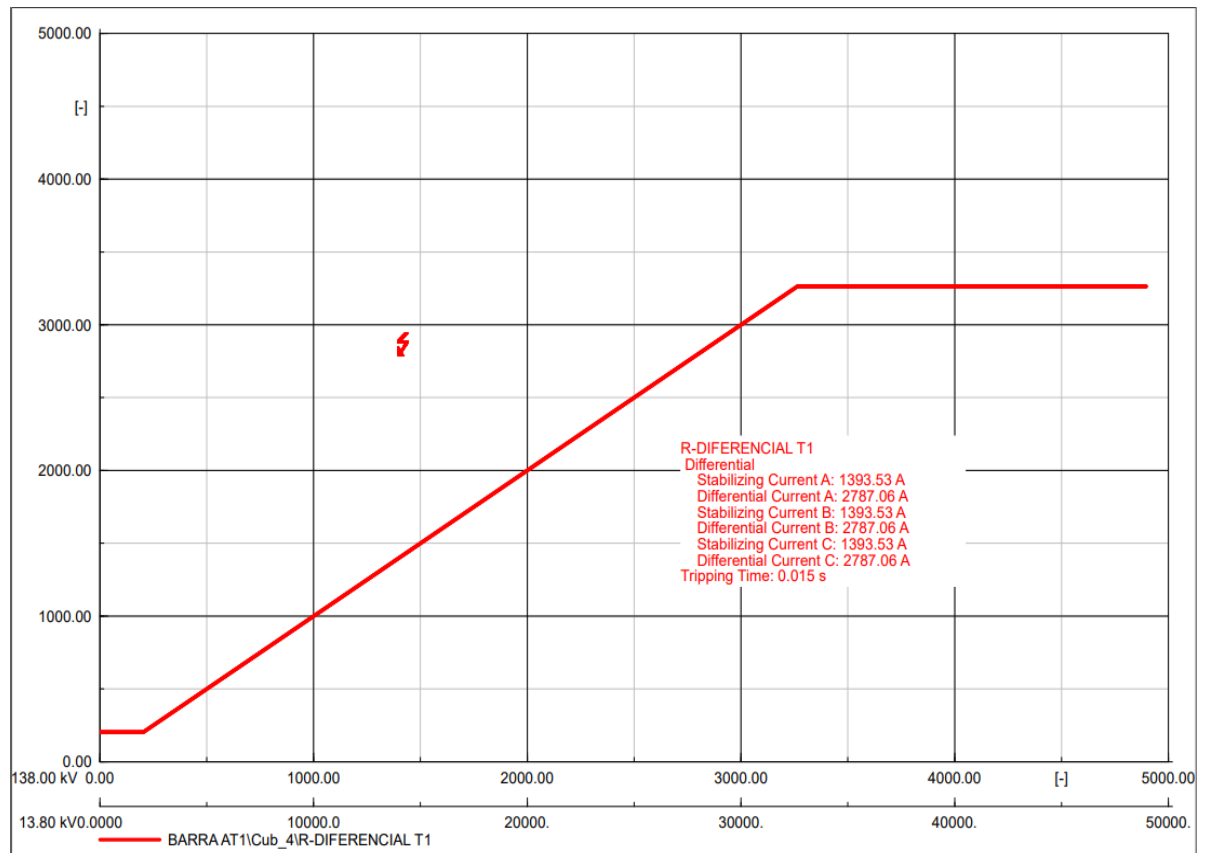
- 13.80 kV 0.0000
- 10000.0
- 20000.0
- 30000.0
- 40000.0
- 50000.0
- BARRA AT1\Cub_4\IR-DIFERENCIAL T1

Annotations:

- R-DIFERENCIAL T1
- Differential
- Stabilizing Current A: 1992.33 A
- Differential Current A: 3984.66 A
- Stabilizing Current B: 1992.33 A
- Differential Current B: 3984.66 A
- Stabilizing Current C: 1992.33 A
- Differential Current C: 3984.66 A
- Tripping Time: 0.015 s

72

Ilustración 30: Protección principal relé diferencial de transformador, Aguas abajo



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Como puede observarse, el relé diferencial SEL 587-1A responde eficazmente en ambos casos de falla, logrando detectar y despejar la anomalía en un tiempo aproximado de 0.015 segundos. Esta rápida actuación es posible gracias a la configuración interna del relé, la cual ha sido ajustada específicamente para garantizar una protección precisa y veloz ante condiciones de falla. A continuación, se presenta el detalle de dicha configuración.

Ilustración 31: Configuración de relé diferencial, protección principal de transformador

Differential Protection - Proyecto de curso\BARRA AT1\Cub_4\R-DIFERENCIAL T1\Differential.RelBiasidiff

Basic Data

Tap

Harmonic Blocking

Description

IEC Symbol: Id ANSI Symbol: 87

Measure Type: 3ph

Name: Differential

Type: → ...ays\Schweitzer\SEL 587\SEL 587-1A\Differential

☐ Out of Service

Release Threshold: 1.00 tap

Restraint 1st Slope Threshold: 1. tap

Restraint 2nd Slope Threshold: 3.7 tap

Restraint 1st Slope: 100 %

Restraint 2nd Slope: 100 %

Unrestrained Differential Threshold: 16.0 tap

Total Time: 0.015 s

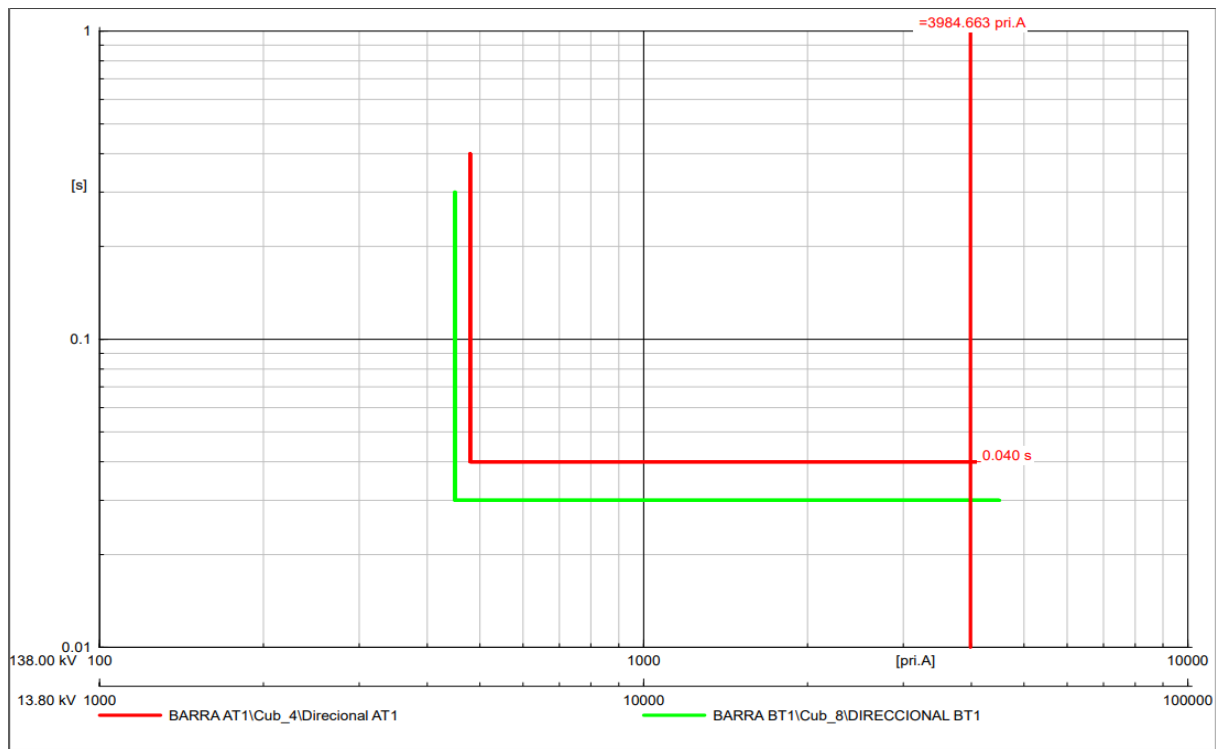
OK

Cancel

Relay

Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 32: Protección de respaldo relé direccional de transformador, Aguas arriba



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 33: Configuración de relé direccional protección de respaldo para transformador, Aguas arriba

Instantaneous Overcurrent - Proyecto de curso\BARRA AT1\Cub_4\Direccional AT1\loc.Relloc

Basic Data

IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50

Measure Type: Phase Current (3ph)

Name: loc

Type: ...\\Directional Relays\\3Phase\\Rel-loc-Toc-Dir\\IOC

☐ Out of Service

Tripping Direction: Forward

Pickup Current: 4. sec.A 4. p.u. 480. pri.A

Time Setting: 0.02 s

Total Time: 0.04 s

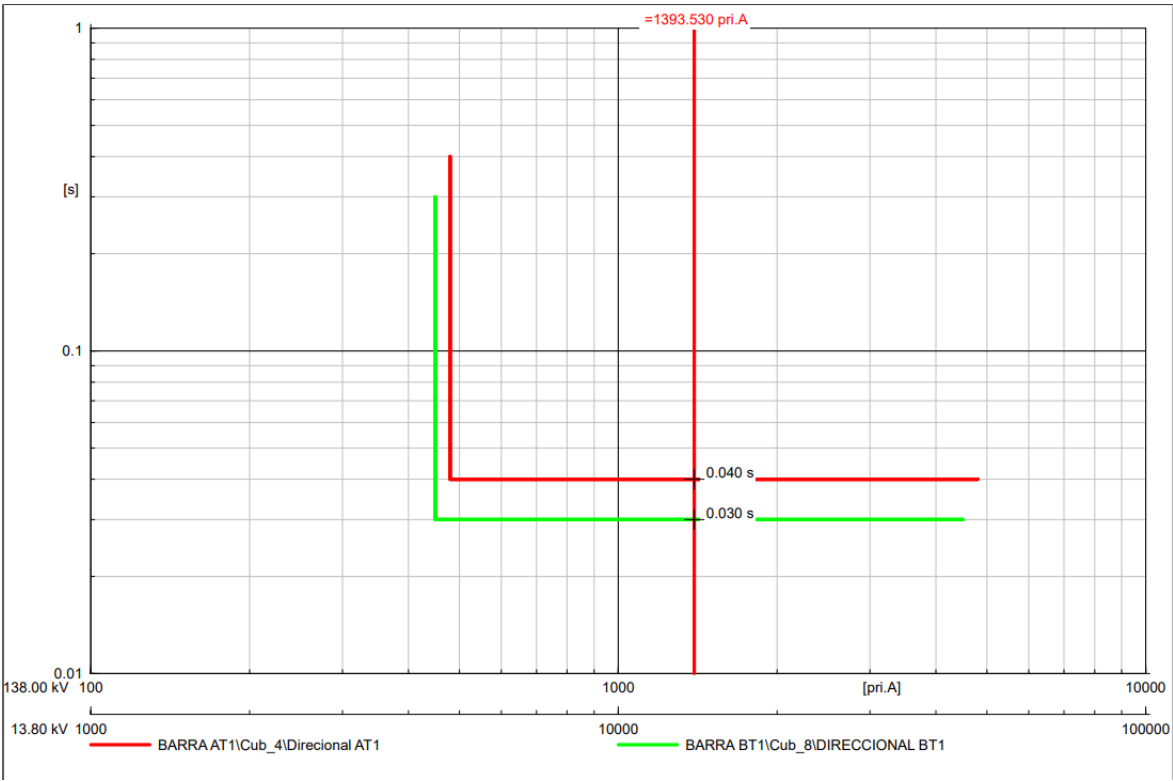
OK

Cancel

Relay

Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 34: Protección de respaldo relé direccional de transformador, Aguas abajo



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 35: Configuración de relé direccional protección de respaldo para transformador, Aguas abajo

Instantaneous Overcurrent - Proyecto de curso\\BARRA BT1\\Cub_8\\DIRECCIONAL BT1\\loc.Relloc

Basic Data

Tripping Times

Blocking

Description

IEC Symbol: I>> ANSI Symbol: 50

Measure Type: Phase Current (3ph)

Name: loc

Type: ...\\Directional Relays\\3Phase\\Rel-loc-Toc-Dir\\IOC

☐ Out of Service

Tripping Direction: Forward

Pickup Current: 4.5 sec.A 4.5 p.u. 4500. pri.A

Time Setting: 0.01 s

Total Time: 0.03 s

OK

Cancel

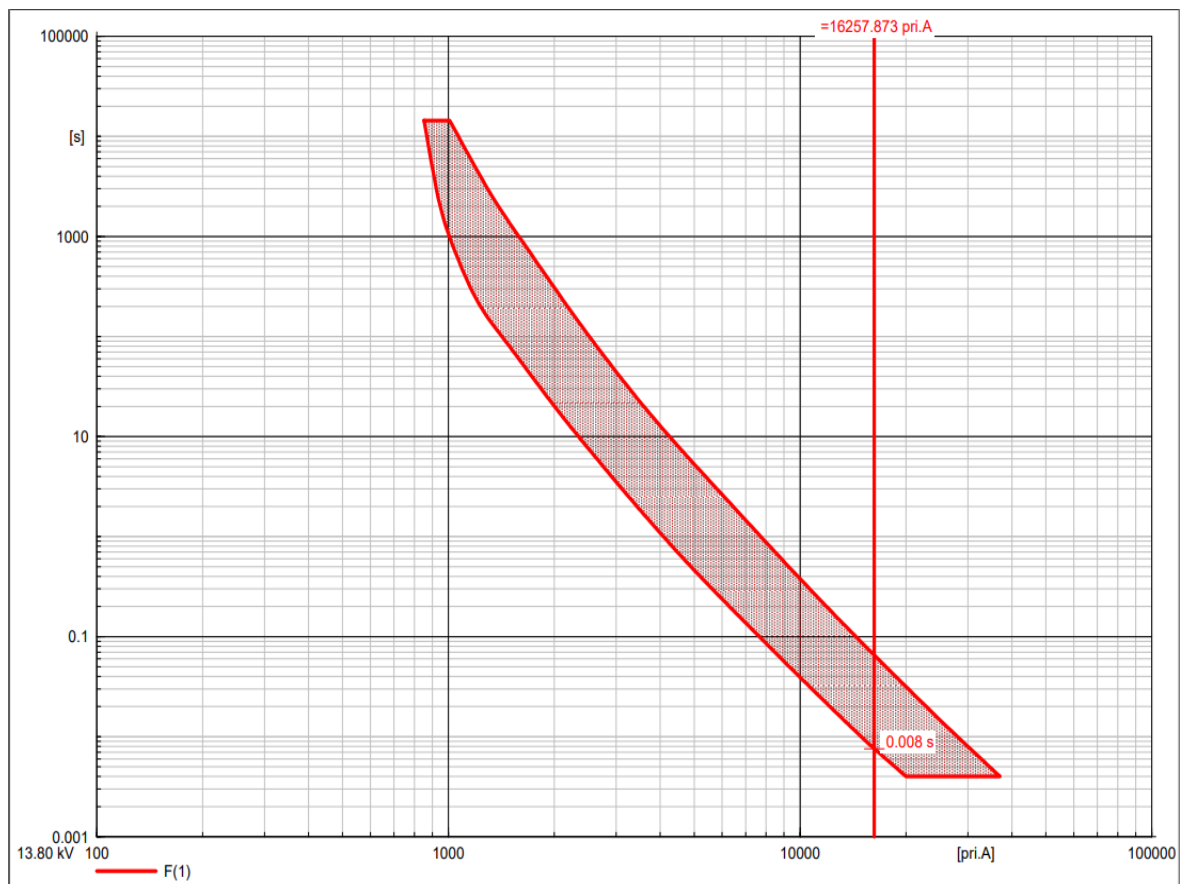
Relay

Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ajuste y coordinación de protección en circuitos de salida (cargas)

Los circuitos de salida o cargas de la subestación están protegidos mediante dos sistemas principales: la protección primaria, conformada por fusibles tipo gL-630A, y la protección de respaldo, que consiste en la protección de sobrecorriente proporcionada por el relé Siemens 7SJ50_IT. La selección y configuración de ambos dispositivos han sido detalladas previamente en las tablas correspondientes. A continuación, se presentan las gráficas de las curvas tiempo-corriente obtenidas para distintos escenarios de falla en los circuitos de salida, con el fin de ilustrar el comportamiento y la coordinación entre ambas protecciones.

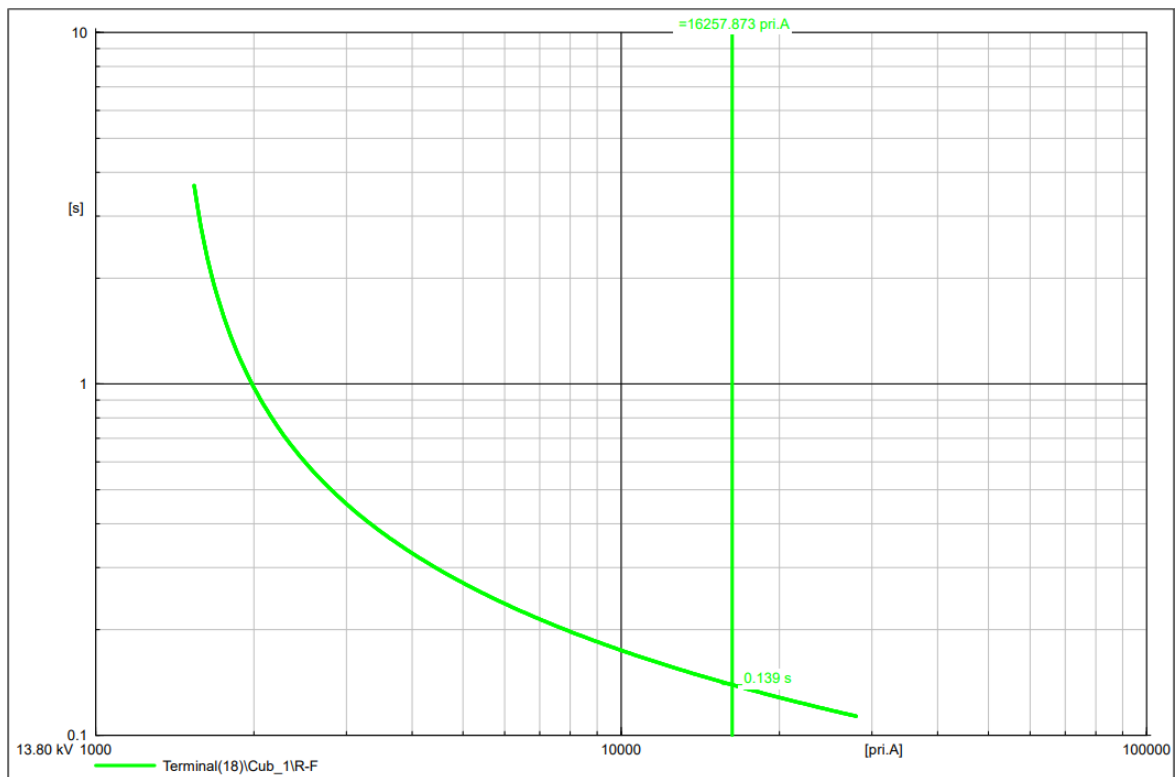
Ilustración 36: Protección principal para circuitos de salida



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Como se puede observar en la curva tiempo-corriente, ante la simulación de un cortocircuito en los circuitos de salida, el fusible tipo gL-630A actúa rápidamente, despejando la falla en un tiempo aproximado de 0.008 segundos. Esta rápida actuación garantiza la protección inmediata de los equipos y evita la propagación del fallo hacia otros componentes del sistema.

Ilustración 37: Protección de respaldo relé de sobrecorriente para circuitos de salida



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

En el caso de la protección de respaldo, representada por el relé Siemens 7SJ50_IT, esta actuará a los 0.139 segundos, un tiempo mayor al de la protección principal. Esta coordinación garantiza que el fusible, como dispositivo principal, opere primero ante una falla, y que el relé de respaldo solo actúe en caso de que el fusible no logre despejar la falla, evitando así una desconexión innecesaria del sistema.

Ilustración 38: Configuración de relé de sobrecorriente protección de respaldo para circuitos de salida

Time Overcurrent - Proyecto de curso\Terminal(18)\Cub_1\R-F\I>.RelToc

Basic Data
Tripping Times
Blocking
Description

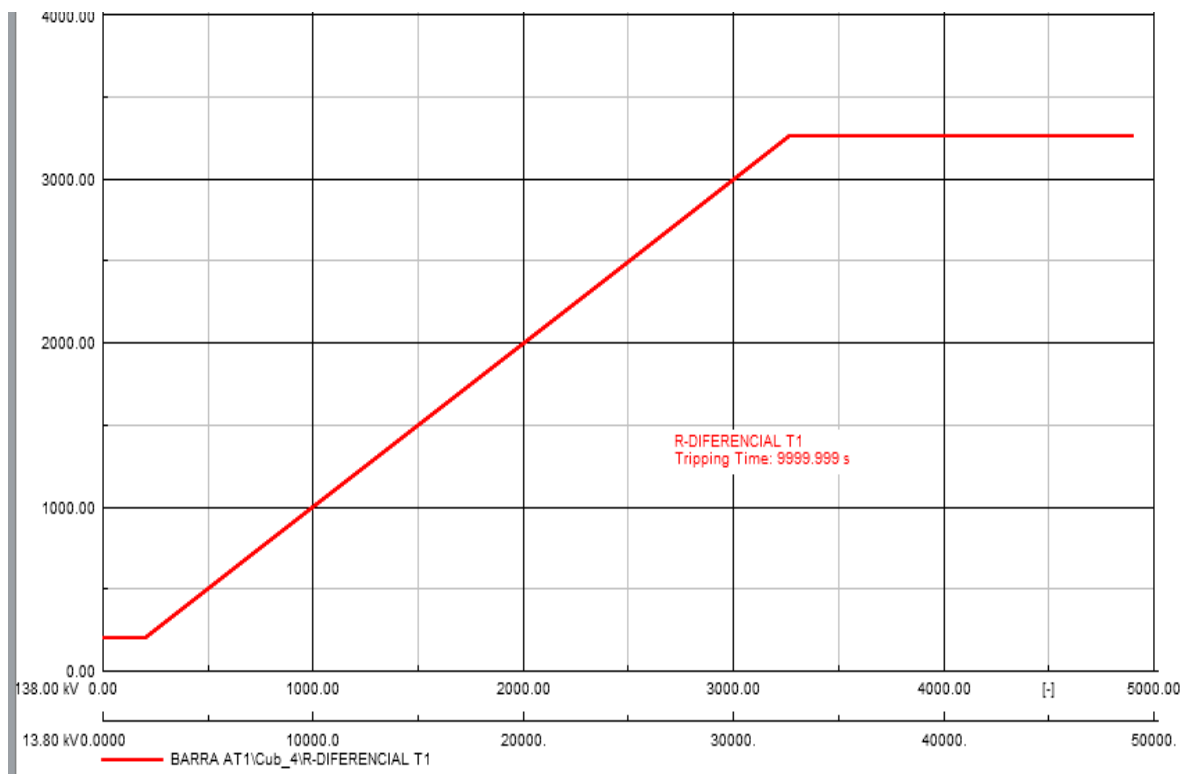
IEC Symbol: I>t ANSI Symbol: 51
Measure Type: Phase Current (3ph)
Name: I>
Type: ...tion Devices\Relays\Siemens\7SJ50\7SJ50_IT\I>
☐ Out of Service
Tripping Direction: None
Characteristic: IEC 255-3 inverse
Current Setting: 1.40 p.u. 1.4 sec.A 1400. pri.A
Time Dial: 0.05

OK
Cancel
Relay
Calculate

Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

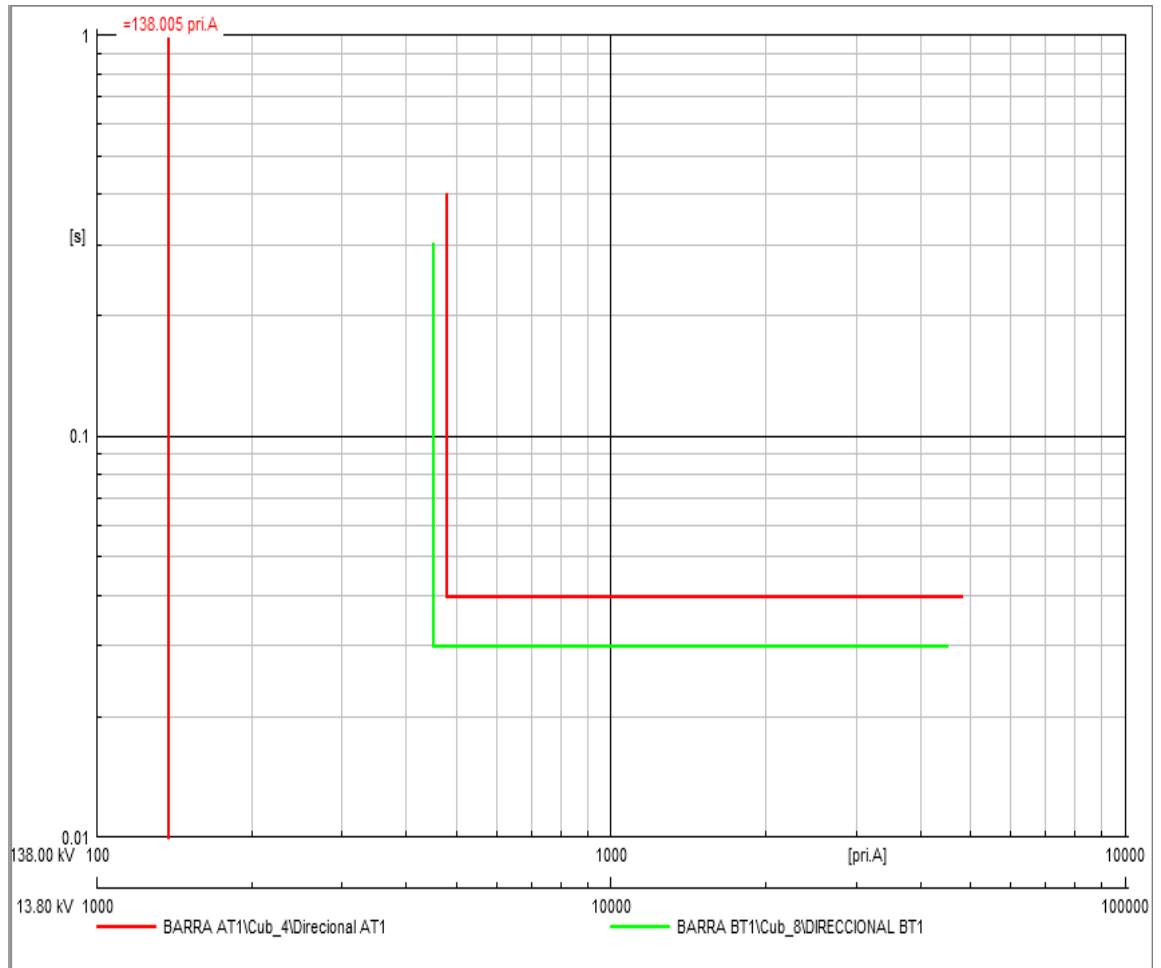
Operación de las protecciones en condición estable para transformador

Ilustración 39: Operación de protección principal de transformador



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 40: Operación de protección de respaldo de transformador

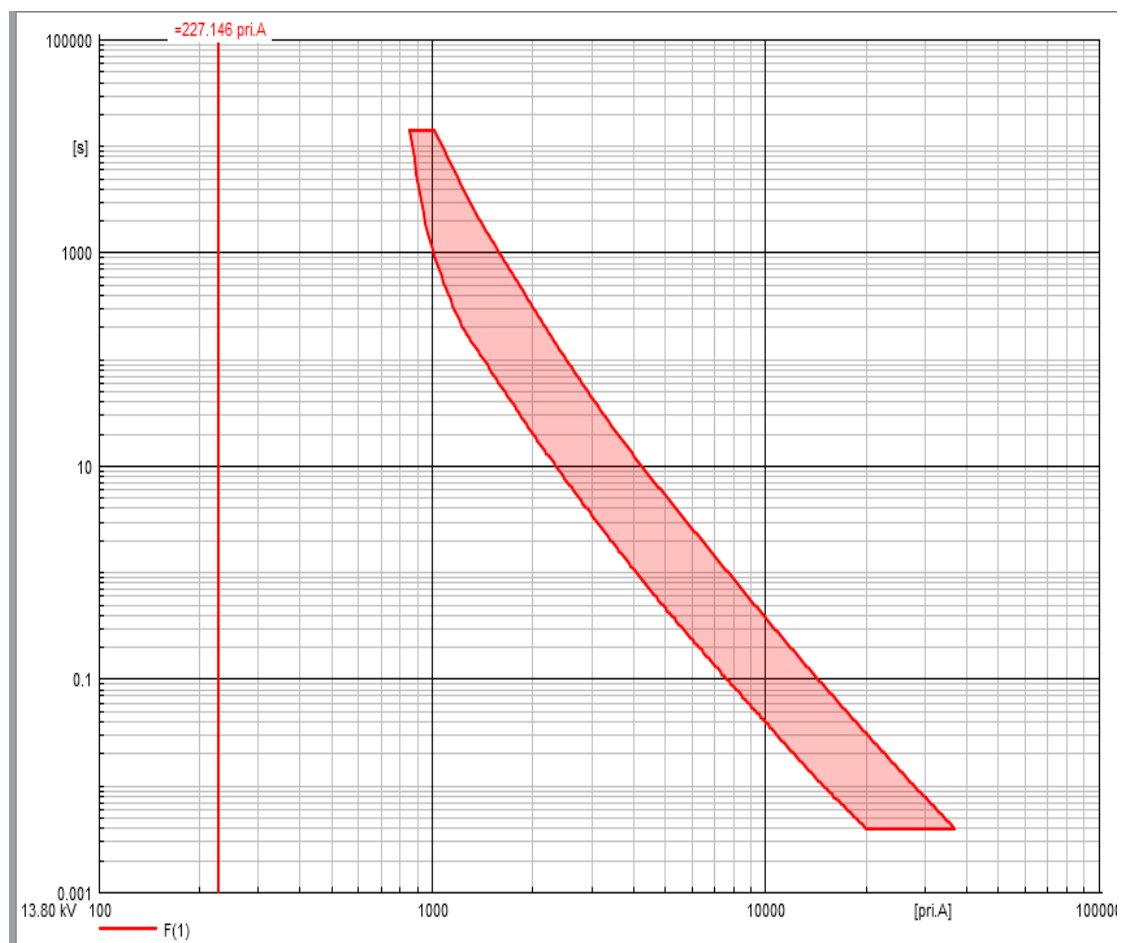


Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

En condiciones normales de operación (sin presencia de cortocircuitos), las protecciones del transformador no se activan, como puede observarse en las curvas tiempo-corriente presentadas anteriormente. Esto evidencia una adecuada configuración del sistema de protección, tanto en su esquema principal como en el de respaldo, asegurando que las protecciones solo actúen cuando realmente se presenten condiciones anómalas.

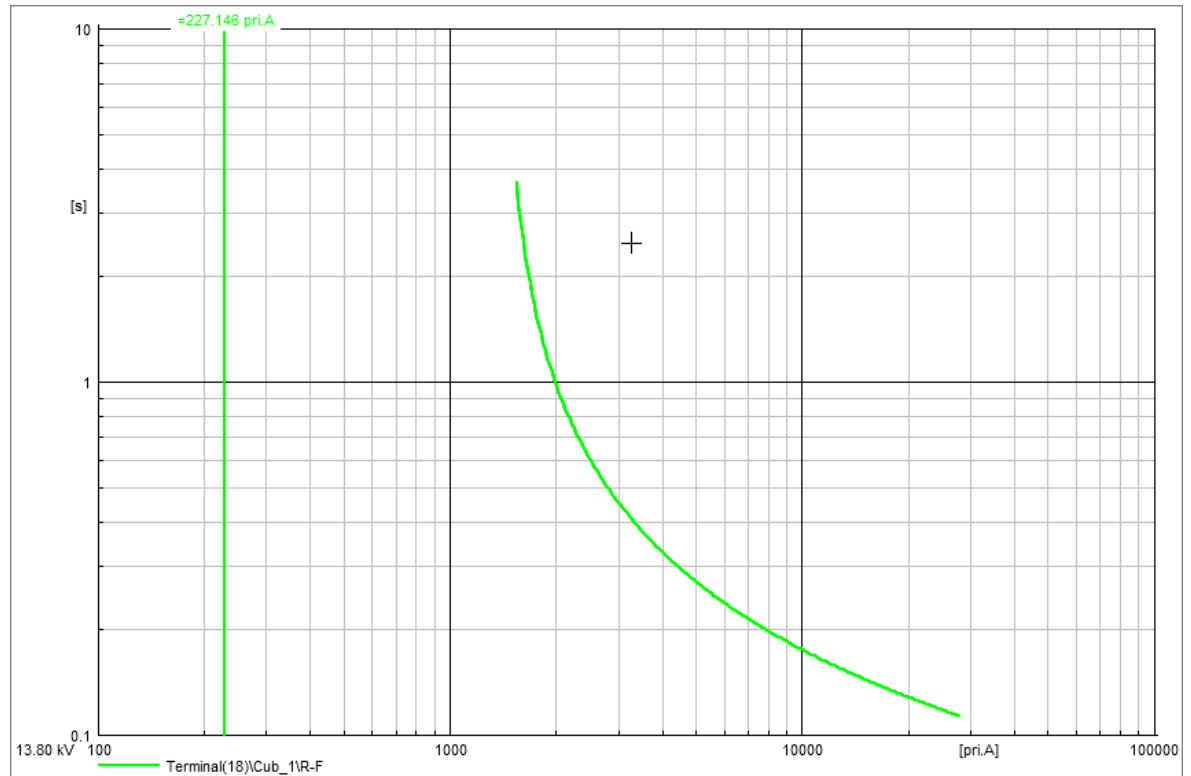
Operación de las protecciones en condición estable para circuitos de salida

Ilustración 41: Operación de protección principal para circuitos de salida



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

Ilustración 42: Operación de protección de respaldo para circuitos de salida



Fuente: Elaboración propia, haciendo uso del software Digsilent

En condiciones normales de operación, los dispositivos de protección instalados en los circuitos de salida o cargas no se activan, lo cual puede verificarse en las curvas tiempo-corriente mostradas anteriormente. Esta respuesta confirma que tanto el fusible gL-630A como el relé de sobrecorriente Siemens 7SJ50_IT han sido correctamente configurados, garantizando que solo entren en funcionamiento ante situaciones de falla, y no durante el funcionamiento habitual de la subestación.

VII Conclusiones

La elaboración de esta guía académica ha permitido alcanzar de forma integral los objetivos propuestos, aportando una herramienta educativa útil para estudiantes de ingeniería eléctrica interesados en el diseño y protección de subestaciones de alta tensión en Nicaragua. En primer lugar, se analizaron los principios fundamentales del diseño de subestaciones, incluyendo los diferentes tipos, configuraciones y criterios técnicos que orientan su planificación y operación, lo cual da cumplimiento al primer objetivo específico.

Asimismo, se describieron detalladamente los equipos primarios involucrados, explicando su función dentro del sistema eléctrico y su relación con los esquemas de protección, lo que responde al segundo objetivo específico. Además, se integró el uso del software DIgSILENT PowerFactory como recurso didáctico, permitiendo simular condiciones reales de operación y fallas, facilitando la comprensión práctica de los conceptos teóricos relacionados con los sistemas de protección. Esto cumple directamente con el tercer objetivo específico y con el objetivo general de vincular teoría y práctica mediante herramientas modernas.

En conjunto, esta guía no solo proporciona conocimientos técnicos, sino que también promueve la formación de competencias prácticas en el diseño y la protección de subestaciones, contribuyendo al fortalecimiento académico y profesional de los futuros ingenieros eléctricos del país.

VIII Recomendaciones

Se recomienda profundizar en el uso del software DIgSILENT PowerFactory, más allá de los ejemplos mostrados en esta guía. Realizar simulaciones con diferentes configuraciones de protección y escenarios de falla no solo refuerza el dominio técnico del programa, sino que también afianza la comprensión de los fenómenos eléctricos.

Asimismo, se recomienda profundizar en el estudio del apartado civil de las subestaciones eléctricas, considerando aspectos como el diseño estructural, cimentaciones, sistemas de drenaje, canalizaciones y accesos, así como la disposición física de los equipos en función de criterios de seguridad, mantenimiento y operación.

De igual forma, es fundamental abordar los temas multidisciplinarios que intervienen en el diseño completo de subestaciones de alta tensión en Nicaragua, tales como ingeniería mecánica, telecomunicaciones, control y automatización, protecciones eléctricas, estudios ambientales y normativa legal aplicable.

Asimismo, se aconseja complementar este aprendizaje con el estudio de normativas técnicas tanto nacionales como internacionales para garantizar que el diseño y protección de subestaciones se realicen conforme a estándares reconocidos a nivel global.

Por otra parte, dado el constante avance en la tecnología de protección, es vital que los futuros ingenieros mantengan una formación continua. Participar en seminarios, diplomados, talleres o cursos sobre nuevas tecnologías aplicadas a la automatización, monitoreo y protección de sistemas eléctricos permitirá estar al tanto de las herramientas más actuales y competitivas del mercado.

IX Bibliografía

CIGRE Colombia. (2020). SC-B3- Comité de estudios de Subestaciones e instalaciones eléctricas. *CONVERSATORIO VIRTUAL- Introduccion a las subestaciones encapsuladas asiladas en SF6*, 55.

Comisión Federal de Electricidad. (2013). CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION. 54.

Comisión Federal de Electricidad . (2014). DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION EN BAJO PERFIL Y ENCAPSULADA EN SF6. *MANUAL CFE DCDSEBPE*, 87.

CORONADO, K. A., & HERRERA, I. P. (2008). *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION*. CARTAGENA.

Duque, W. H. (2018). *AUTOMATIZACION DE SIMULACIONES EN DIGSILENT POWER FACTORY PARA VERIFICACION DE AJUSTES DE PROTECCIONES DISTANCIA*. (U. n. Colombia, Ed.) Medellin, Colombia : Facultad, Departamento de Energía Eléctrica y Automática.

Electrositio.com. (s.f.). Obtenido de <https://electrositio.com/que-es-el-factor-de-carga-su-calculo-con-ejemplo/>

Explore, I. (s.f.). IEEE C57.91-2011. Obtenido de <https://keentelengineering.com/how-to-safely-overload-transformers-using-ieee-c57-91-2011-guidelines#:~:text=IEEE%20C57.91->

2011%20is%20a%20technical%20standard%20published%20by,planned%2C%20emergency%2C%20and%20seasonal%20overloading%20of%20mineral-oil-im

EXPO ENERGIA. (AGOSTO de 2019). Obtenido de

https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/clasificacion_cargas.php?m=

Feodorov, A., & López, E. R. (1980). suministro electrico de empresas industriales. La habana: Pueblo y educacion.

Grainger, J. J. (1994). *Power System Analysis*. Nueva York : McGraw-Hill.

IEC. (2014). Descargador de sobretensiones - Parte 4: Descargador de sobretensiones de óxido metálico sin huecos para sistemas de CA. *IEC 60099-4*.

IEC. (2014). Descargador de sobretensiones - Parte 4: Descargador de sobretensiones de óxido metálico sin huecos para sistemas de CA. *IEC 60099-4*.

IEC. (2018). IEC 60076-7. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/en/publication/34351>

IEEE. (2020). Descargadores de sobretensiones de óxido metálico para circuitos de alimentación de CA (>1 kV). *IEEE C62.11*, 121.

IEEE. (25 de agosto de 2021). *C37.122-2021 - Norma IEEE para subestaciones aisladas en gas de alta tensión con una potencia nominal superior a 52 kV*. Obtenido de IEEE Xplore: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9525322/citations#citations>

Krieg, T., & Finn, J. (2019). *Subestaciones*. Paris : International Council on Large Electric Systems .

McDonald, J. (2012). *Electric Power Substations Engineering* (Vol. 3). Leonard L. Grigsby. Obtenido de

<https://www.taylorfrancis.com/books/edit/10.1201/b12061/electric-power-substations-engineering-john-mcdonald>

MONTALVA, M. E. (2021). *GUIA PRÁCTICA PARA EL DISEÑO Y PROYECTO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN EN CHILE*. SANTIAGO DE CHILE, CHILE: UNIVERSIDAD DE CHILE.

Ramirez, C. F. (2003). *SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION* . Mejia Villegas S.A.

Rodriguez, J. J., & Ospina, N. d. (2023). *GUIA DE DISEÑO ELECTROMECANICO BASICO EN UNA SUBESTACIÓN ELECTRICA DE ALTA TENSION*. Medellin, Colombia : Universidad de Antioquia .

Vargas, J. (14 de Agosto de 2020). *Ingenieria de Subestaciones* . Obtenido de <https://ingenieriadesubestaciones.com/tipos-de-subestaciones-electricas/>

X Anexo

Sección A

Tablas de perdidas horarias

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 1er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	449	365	823.62	300,620.463
2	469	365	884.81	322,956.282
3	464	365	869.26	317,281.086
4	484	365	932.46	340,346.834
5	325	365	503.73	183,861.067
6	428	365	762.23	278,215.302
7	483	365	929.23	339,170.432
8	438	365	791.10	288,750.606
9	397	365	676.99	247,102.090
10	404	365	695.68	253,923.274
11	513	365	1,028.82	375,520.882
12	502	365	991.61	361,938.125
13	408	365	706.51	257,874.622
14	492	365	958.48	349,845.639
15	475	365	903.69	329,846.809
16	419	365	736.83	268,941.557
17	368	365	603.05	220,112.976
18	335	365	525.73	191,890.283
19	331	365	516.85	188,649.399
20	262	365	380.47	138,871.911
21	312	365	476.13	173,786.834
22	292	365	435.87	159,090.936
23	311	365	474.05	173,028.925
24	319	365	490.85	179,160.326

Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 1er periodo
--

No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	449	365	872.59	318,496.369
2	469	365	946.79	345,576.831
3	464	365	927.93	338,696.093
4	484	365	1,004.55	366,661.537
5	325	365	484.75	176,934.581
6	428	365	798.17	291,331.833
7	483	365	1,000.64	365,235.240
8	438	365	833.16	304,105.080
9	397	365	694.82	253,609.458
10	404	365	717.48	261,879.618
11	513	365	1,121.39	409,307.365
12	502	365	1,076.27	392,839.317
13	408	365	730.60	266,670.323
14	492	365	1,036.10	378,178.108
15	475	365	969.67	353,931.065
16	419	365	767.36	280,088.132
17	368	365	605.17	220,887.233
18	335	365	511.42	186,669.387
19	331	365	500.66	182,740.065
20	262	365	335.31	122,388.689
21	312	365	451.29	164,720.348
22	292	365	402.47	146,902.702
23	311	365	448.77	163,801.441
24	319	365	469.14	171,235.294

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 1er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	449	365	493.49	180,122.534
2	469	365	529.30	193,194.401

3	464	365	520.20	189,873.036
4	484	365	557.18	203,372.088
5	325	365	306.27	111,789.992
6	428	365	457.56	167,010.085
7	483	365	555.30	202,683.608
8	438	365	474.45	173,175.791
9	397	365	407.67	148,801.316
10	404	365	418.61	152,793.362
11	513	365	613.58	223,957.430
12	502	365	591.80	216,008.226
13	408	365	424.95	155,105.858
14	492	365	572.41	208,931.191
15	475	365	540.35	197,227.029
16	419	365	442.69	161,582.697
17	368	365	364.40	133,006.144
18	335	365	319.15	116,489.029
19	331	365	313.95	114,592.327
20	262	365	234.14	85,460.433
21	312	365	290.12	105,894.124
22	292	365	266.56	97,293.463
23	311	365	288.91	105,450.564
24	319	365	298.74	109,038.919

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 2do periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	492.001	365	958.48	349,846.463
2	514.123	365	1,032.67	376,924.063
3	508.522	365	1,013.58	369,955.680
4	530.795	365	1,090.73	398,117.892
5	352.765	365	566.45	206,754.289
6	470.557	365	889.69	324,736.526
7	527.821	365	1,080.24	394,287.215
8	477.839	365	912.71	333,137.767
9	433.875	365	779.11	284,375.507
10	442.659	365	804.77	293,742.360

11	559.534	365	1,195.17	436,238.339
12	547.710	365	1,151.54	420,310.794
13	442.273	365	803.63	293,326.433
14	533.838	365	1,101.53	402,058.105
15	515.687	365	1,038.04	378,883.059
16	453.896	365	838.35	305,997.799
17	404.160	365	696.11	254,080.730
18	365.397	365	596.69	217,790.527
19	361.373	365	586.94	214,233.119
20	284.000	365	420.51	153,485.216
21	340.042	365	537.07	196,030.956
22	318.747	365	490.31	178,963.919
23	339.831	365	536.59	195,856.428
24	349.114	365	557.91	203,636.482

Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 2do periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	492.001	365	1,036.11	378,179.107
2	514.123	365	1,126.05	411,008.615
3	508.522	365	1,102.90	402,559.986
4	530.795	365	1,196.45	436,704.503
5	352.765	365	560.80	204,690.851
6	470.557	365	952.70	347,735.240
7	527.821	365	1,183.73	432,060.101
8	477.839	365	980.61	357,921.098
9	433.875	365	818.63	298,800.609
10	442.659	365	849.75	310,157.198
11	559.534	365	1,323.08	482,922.613
12	547.710	365	1,270.17	463,611.689
13	442.273	365	848.36	309,652.917
14	533.838	365	1,209.54	441,481.708
15	515.687	365	1,132.56	413,383.747
16	453.896	365	890.45	325,015.974
17	404.160	365	718.00	262,070.521
18	365.397	365	597.46	218,071.441

19	361.373	365	585.64	213,758.358
20	284.000	365	383.85	140,106.198
21	340.042	365	525.18	191,689.635
22	318.747	365	468.49	170,997.166
23	339.831	365	524.60	191,478.033
24	349.114	365	550.44	200,910.751

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 2do periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	492.001	365	572.42	208,931.673
2	514.123	365	615.83	224,778.631
3	508.522	365	604.66	220,700.438
4	530.795	365	649.81	237,182.157
5	352.765	365	342.98	125,188.075
6	470.557	365	532.15	194,236.275
7	527.821	365	643.67	234,940.283
8	477.839	365	545.62	199,153.037
9	433.875	365	467.44	170,615.298
10	442.659	365	482.46	176,097.177
11	559.534	365	710.94	259,491.857
12	547.710	365	685.40	250,170.383
13	442.273	365	481.79	175,853.759
14	533.838	365	656.13	239,488.137
15	515.687	365	618.97	225,925.119
16	453.896	365	502.11	183,269.579
17	404.160	365	418.86	152,885.512
18	365.397	365	360.68	131,646.948
19	361.373	365	354.97	129,565.003
20	284.000	365	257.57	94,012.758
21	340.042	365	325.79	118,912.326
22	318.747	365	298.42	108,923.974
23	339.831	365	325.51	118,810.185
24	349.114	365	337.98	123,363.402

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 3er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	497.383	365	976.23	356,324.835
2	519.767	365	1,052.12	384,023.447
3	514.098	365	1,032.58	376,893.284
4	536.681	365	1,111.67	405,760.943
5	356.153	365	574.45	209,676.066
6	476.276	365	907.74	331,323.670
7	533.232	365	1,099.37	401,271.815
8	482.675	365	928.19	338,788.112
9	438.583	365	792.80	289,372.788
10	447.508	365	819.16	298,993.396
11	564.903	365	1,215.29	443,581.863
12	553.079	365	1,171.24	427,501.419
13	445.977	365	814.60	297,329.571
14	538.596	365	1,118.54	408,266.507
15	520.229	365	1,053.72	384,607.990
16	457.634	365	849.71	310,143.641
17	408.087	365	706.74	257,960.840
18	369.187	365	605.97	221,177.835
19	365.294	365	596.44	217,699.166
20	286.691	365	425.63	155,353.578
21	343.538	365	545.04	198,938.302
22	322.217	365	497.73	181,670.160
23	343.572	365	545.11	198,966.343
24	353.074	365	567.18	207,019.456

Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 3er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	497.383	365	1,057.63	386,033.635
2	519.767	365	1,149.63	419,616.072

3	514.098	365	1,125.95	410,971.298
4	536.681	365	1,221.84	445,971.114
5	356.153	365	570.50	208,233.282
6	476.276	365	974.58	355,721.645
7	533.232	365	1,206.93	440,528.391
8	482.675	365	999.37	364,771.707
9	438.583	365	835.23	304,859.427
10	447.508	365	867.19	316,523.675
11	564.903	365	1,347.47	491,826.070
12	553.079	365	1,294.05	472,329.768
13	445.977	365	861.66	314,506.415
14	538.596	365	1,230.16	449,008.917
15	520.229	365	1,151.57	420,324.785
16	457.634	365	904.23	330,042.489
17	408.087	365	730.89	266,774.856
18	369.187	365	608.71	222,178.292
19	365.294	365	597.15	217,960.673
20	286.691	365	390.06	142,371.443
21	343.538	365	534.83	195,214.568
22	322.217	365	477.47	174,278.274
23	343.572	365	534.93	195,248.566
24	353.074	365	561.68	205,012.346

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 3er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	497.383	365	582.80	212,723.091
2	519.767	365	627.22	228,933.491
3	514.098	365	615.78	224,760.618
4	536.681	365	662.07	241,655.194
5	356.153	365	347.67	126,898.022
6	476.276	365	542.72	198,091.351
7	533.232	365	654.87	239,027.967
8	482.675	365	554.68	202,459.858
9	438.583	365	475.45	173,539.918

10	447.508	365	490.88	179,170.306
11	564.903	365	722.71	263,789.598
12	553.079	365	696.93	254,378.641
13	445.977	365	488.21	178,196.565
14	538.596	365	666.09	243,121.556
15	520.229	365	628.15	229,275.591
16	457.634	365	508.76	185,695.901
17	408.087	365	425.09	155,156.316
18	369.187	365	366.11	133,629.345
19	365.294	365	360.53	131,593.480
20	286.691	365	260.56	95,106.202
21	343.538	365	330.45	120,613.828
22	322.217	365	302.76	110,507.780
23	343.572	365	330.49	120,630.239
24	353.074	365	343.41	125,343.262

Tablas de pérdidas de curvas de pérdidas acumuladas

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 1er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Pérdidas kW	Pérdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	262	365	380.47	138,871.911
2	292	365	435.87	159,090.936
3	311	365	474.05	173,028.925
4	312	365	476.13	173,786.834
5	319	365	490.85	179,160.326
6	325	365	503.73	183,861.067
7	331	365	516.85	188,649.399
8	335	365	525.73	191,890.283
9	368	365	603.05	220,112.976
10	397	365	676.99	247,102.090
11	404	365	695.68	253,923.274
12	408	365	706.51	257,874.622
13	419	365	736.83	268,941.557

14	428	365	762.23	278,215.302
15	438	365	791.10	288,750.606
16	449	365	823.62	300,620.463
17	464	365	869.26	317,281.086
18	469	365	884.81	322,956.282
19	475	365	903.69	329,846.809
20	483	365	929.23	339,170.432
21	484	365	932.46	340,346.834
22	492	365	958.48	349,845.639
23	502	365	991.61	361,938.125
24	513	365	1,028.82	375,520.882

Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 1er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	262	365	335.31	122,388.689
2	292	365	402.47	146,902.702
3	311	365	448.77	163,801.441
4	312	365	451.29	164,720.348
5	319	365	469.14	171,235.294
6	325	365	484.75	176,934.581
7	331	365	500.66	182,740.065
8	335	365	511.42	186,669.387
9	368	365	605.17	220,887.233
10	397	365	694.82	253,609.458
11	404	365	717.48	261,879.618
12	408	365	730.60	266,670.323
13	419	365	767.36	280,088.132
14	428	365	798.17	291,331.833
15	438	365	833.16	304,105.080
16	449	365	872.59	318,496.369
17	464	365	927.93	338,696.093
18	469	365	946.79	345,576.831
19	475	365	969.67	353,931.065
20	483	365	1,000.64	365,235.240
21	484	365	1,004.55	366,661.537

22	492	365	1,036.10	378,178.108
23	502	365	1,076.27	392,839.317
24	513	365	1,121.39	409,307.365

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 1er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	262	365	234.14	85,460.433
2	292	365	266.56	97,293.463
3	311	365	288.91	105,450.564
4	312	365	290.12	105,894.124
5	319	365	298.74	109,038.919
6	325	365	306.27	111,789.992
7	331	365	313.95	114,592.327
8	335	365	319.15	116,489.029
9	368	365	364.40	133,006.144
10	397	365	407.67	148,801.316
11	404	365	418.61	152,793.362
12	408	365	424.95	155,105.858
13	419	365	442.69	161,582.697
14	428	365	457.56	167,010.085
15	438	365	474.45	173,175.791
16	449	365	493.49	180,122.534
17	464	365	520.20	189,873.036
18	469	365	529.30	193,194.401
19	475	365	540.35	197,227.029
20	483	365	555.30	202,683.608
21	484	365	557.18	203,372.088
22	492	365	572.41	208,931.191
23	502	365	591.80	216,008.226
24	513	365	613.58	223,957.430

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 2do periodo
--

No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	284.000	365	420.51	153,485.216
2	318.747	365	490.31	178,963.919
3	339.831	365	536.59	195,856.428
4	340.042	365	537.07	196,030.956
5	349.114	365	557.91	203,636.482
6	352.765	365	566.45	206,754.289
7	361.373	365	586.94	214,233.119
8	365.397	365	596.69	217,790.527
9	404.160	365	696.11	254,080.730
10	433.875	365	779.11	284,375.507
11	442.273	365	803.63	293,326.433
12	442.659	365	804.77	293,742.360
13	453.896	365	838.35	305,997.799
14	470.557	365	889.69	324,736.526
15	477.839	365	912.71	333,137.767
16	492.001	365	958.48	349,846.463
17	508.522	365	1,013.58	369,955.680
18	514.123	365	1,032.67	376,924.063
19	515.687	365	1,038.04	378,883.059
20	527.821	365	1,080.24	394,287.215
21	530.795	365	1,090.73	398,117.892
22	533.838	365	1,101.53	402,058.105
23	547.710	365	1,151.54	420,310.794
24	559.534	365	1,195.17	436,238.339

Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 2do periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	284.000	365	383.85	140,106.198
2	318.747	365	468.49	170,997.166
3	339.831	365	524.60	191,478.033

4	340.042	365	525.18	191,689.635
5	349.114	365	550.44	200,910.751
6	352.765	365	560.80	204,690.851
7	361.373	365	585.64	213,758.358
8	365.397	365	597.46	218,071.441
9	404.160	365	718.00	262,070.521
10	433.875	365	818.63	298,800.609
11	442.273	365	848.36	309,652.917
12	442.659	365	849.75	310,157.198
13	453.896	365	890.45	325,015.974
14	470.557	365	952.70	347,735.240
15	477.839	365	980.61	357,921.098
16	492.001	365	1,036.11	378,179.107
17	508.522	365	1,102.90	402,559.986
18	514.123	365	1,126.05	411,008.615
19	515.687	365	1,132.56	413,383.747
20	527.821	365	1,183.73	432,060.101
21	530.795	365	1,196.45	436,704.503
22	533.838	365	1,209.54	441,481.708
23	547.710	365	1,270.17	463,611.689
24	559.534	365	1,323.08	482,922.613

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 2do periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	284.000	365	257.57	94,012.758
2	318.747	365	298.42	108,923.974
3	339.831	365	325.51	118,810.185
4	340.042	365	325.79	118,912.326
5	349.114	365	337.98	123,363.402
6	352.765	365	342.98	125,188.075
7	361.373	365	354.97	129,565.003
8	365.397	365	360.68	131,646.948
9	404.160	365	418.86	152,885.512
10	433.875	365	467.44	170,615.298

11	442.273	365	481.79	175,853.759
12	442.659	365	482.46	176,097.177
13	453.896	365	502.11	183,269.579
14	470.557	365	532.15	194,236.275
15	477.839	365	545.62	199,153.037
16	492.001	365	572.42	208,931.673
17	508.522	365	604.66	220,700.438
18	514.123	365	615.83	224,778.631
19	515.687	365	618.97	225,925.119
20	527.821	365	643.67	234,940.283
21	530.795	365	649.81	237,182.157
22	533.838	365	656.13	239,488.137
23	547.710	365	685.40	250,170.383
24	559.534	365	710.94	259,491.857

Dos bobinas trifásicas 2x32MVA 3er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	151.68	0
1	286.691	365	425.63	155,353.578
2	322.217	365	497.73	181,670.160
3	343.538	365	545.04	198,938.302
4	343.572	365	545.11	198,966.343
5	353.074	365	567.18	207,019.456
6	356.153	365	574.45	209,676.066
7	365.294	365	596.44	217,699.166
8	369.187	365	605.97	221,177.835
9	408.087	365	706.74	257,960.840
10	438.583	365	792.80	289,372.788
11	445.977	365	814.60	297,329.571
12	447.508	365	819.16	298,993.396
13	457.634	365	849.71	310,143.641
14	476.276	365	907.74	331,323.670
15	482.675	365	928.19	338,788.112
16	497.383	365	976.23	356,324.835
17	514.098	365	1,032.58	376,893.284
18	519.767	365	1,052.12	384,023.447
19	520.229	365	1,053.72	384,607.990
20	533.232	365	1,099.37	401,271.815

21	536.681	365	1,111.67	405,760.943
22	538.596	365	1,118.54	408,266.507
23	553.079	365	1,171.24	427,501.419
24	564.903	365	1,215.29	443,581.863

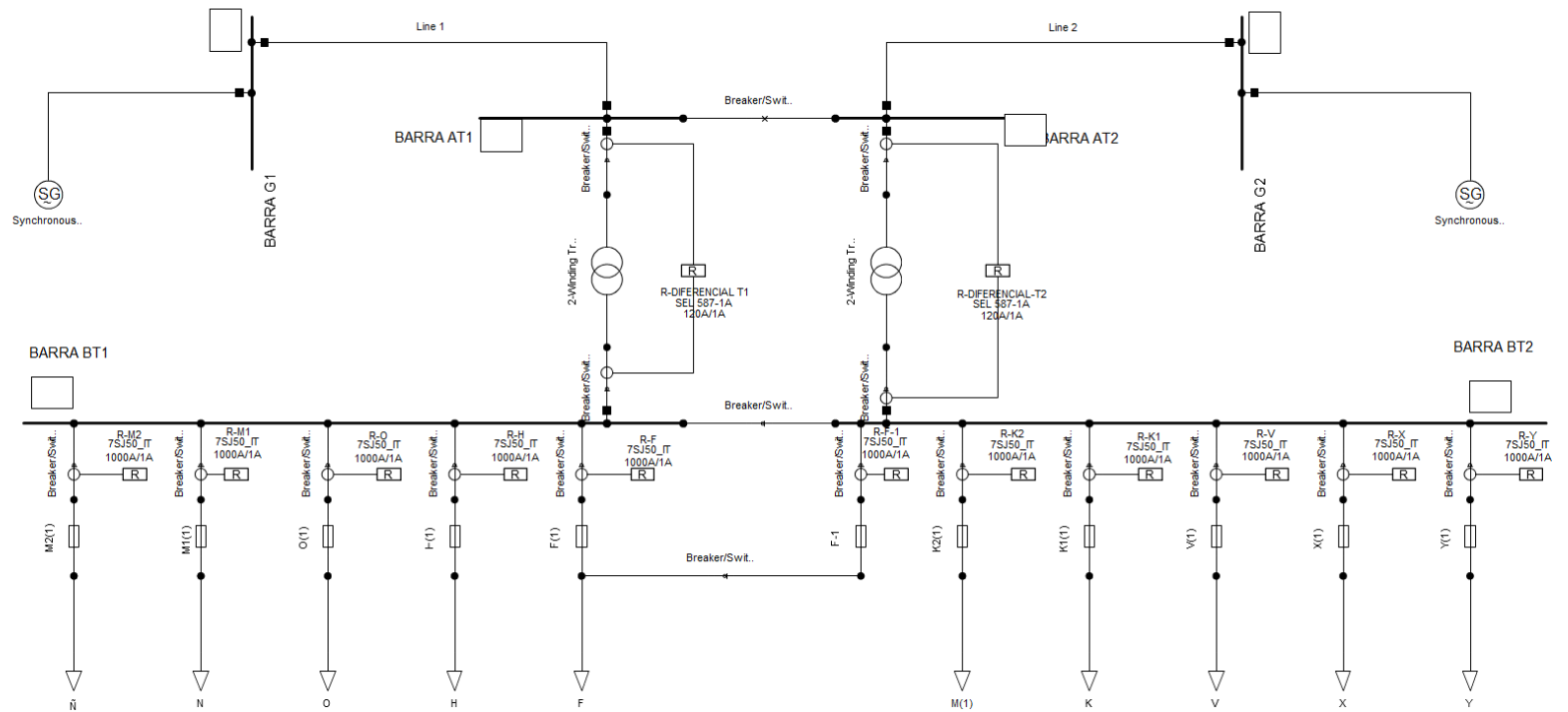
Dos bobinas trifásicas 1x32MVA 3er periodo				
No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	57.92	0
1	286.691	365	390.06	142,371.443
2	322.217	365	477.47	174,278.274
3	343.538	365	534.83	195,214.568
4	343.572	365	534.93	195,248.566
5	353.074	365	561.68	205,012.346
6	356.153	365	570.50	208,233.282
7	365.294	365	597.15	217,960.673
8	369.187	365	608.71	222,178.292
9	408.087	365	730.89	266,774.856
10	438.583	365	835.23	304,859.427
11	445.977	365	861.66	314,506.415
12	447.508	365	867.19	316,523.675
13	457.634	365	904.23	330,042.489
14	476.276	365	974.58	355,721.645
15	482.675	365	999.37	364,771.707
16	497.383	365	1,057.63	386,033.635
17	514.098	365	1,125.95	410,971.298
18	519.767	365	1,149.63	419,616.072
19	520.229	365	1,151.57	420,324.785
20	533.232	365	1,206.93	440,528.391
21	536.681	365	1,221.84	445,971.114
22	538.596	365	1,230.16	449,008.917
23	553.079	365	1,294.05	472,329.768
24	564.903	365	1,347.47	491,826.070

Dos bobinas trifásicas 1x63MVA 3er periodo
--

No de escalón	Carga X100 kVA	H/años	Perdidas kW	Perdidas kW*h
0	0	0	100.24	0
1	286.691	365	260.56	95,106.202
2	322.217	365	302.76	110,507.780
3	343.538	365	330.45	120,613.828
4	343.572	365	330.49	120,630.239
5	353.074	365	343.41	125,343.262
6	356.153	365	347.67	126,898.022
7	365.294	365	360.53	131,593.480
8	369.187	365	366.11	133,629.345
9	408.087	365	425.09	155,156.316
10	438.583	365	475.45	173,539.918
11	445.977	365	488.21	178,196.565
12	447.508	365	490.88	179,170.306
13	457.634	365	508.76	185,695.901
14	476.276	365	542.72	198,091.351
15	482.675	365	554.68	202,459.858
16	497.383	365	582.80	212,723.091
17	514.098	365	615.78	224,760.618
18	519.767	365	627.22	228,933.491
19	520.229	365	628.15	229,275.591
20	533.232	365	654.87	239,027.967
21	536.681	365	662.07	241,655.194
22	538.596	365	666.09	243,121.556
23	553.079	365	696.93	254,378.641
24	564.903	365	722.71	263,789.598

Sección B

Diagrama unifilar



Fuente: Elaboración propia

