

Dirección de Área de Conocimiento Industria y Producción

Estudio energético y propuesta de mejora para la red de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI).

Trabajo Monográfico para optar al título de
Ingeniero Eléctrico.

Elaborado por:

Tutor:

Br. Augusto Antonio

Br. Jeffry Salvador

Br. Luis Alexander

Ing. Marlon Antonio

Marín Olivas.

Davila Valle.

Martínez Castillo.

Gutiérrez Granja.

Carnet: 2020-0051U

Carnet: 2020-0163U

Carnet: 2020-0093U

26 de mayo de 2025

Managua, Nicaragua

Agradecimientos

”En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, sabiduría y oportunidades necesarias para culminar este proyecto. A mi familia, en especial a mis padres, por ser mi soporte incondicional, sobre todo a mi madre Silvia Olivas, quien siempre me apoyo en momentos difíciles a su vez quisiera dedicar mi parte de esta monografía a mis abuelos Roger Olivas y Silvia Casco quienes siempre me inculcaron el camino ético y las bases del profesionalismo en mi vida, sin ellos nada de esto fuera posible. A la Ing. Suyen Córdoba, cuyo compromiso, conocimientos y disposición fueron esenciales para este trabajo. Agradezco profundamente el acceso a la información especializada, los recursos técnicos y las herramientas proporcionadas. A nuestro tutor Marlon Granja por su disponibilidad, y a mis compañeros de tesis por su compromiso y nuestra dedicación conjunta, Este es un logro compartido, que ha sido fruto del esfuerzo y de todas las personas que apoyaron.”

— AUGUSTO MARIN

“Agradezco profundamente a Dios por iluminar cada paso de este camino. A mi familia, cimiento inquebrantable de mi vida, especialmente a mi madre, Brenda Valle, cuya fuerza y amor incondicional han sido mi motor en los momentos más oscuros; a mi padre, por enseñarme el valor del esfuerzo; a mi hermano, por su apoyo constante; a mis abuelos, por ser pilares de sabiduría; y a mi hermana, por ser mi cómplice y aliada en cada meta. A mi prima Fernanda, por sus valiosos consejos que me ayudaron a mantener la perspectiva. A Nicole Fernanda Blandón, mi novia y compañera de vida, por ser mi refugio en los momentos de estrés y por impulsarme con su amor a seguir adelante. A la Ing. Suyen Córdoba, por brindarme orientación, guía y recursos en el programa de fuentes alternas de energía, y al Ing. Marlon Granja, nuestro tutor, por su apoyo en este proyecto. Este logro no es solo mío, sino el fruto de todas las redes de apoyo que me han permitido llegar hasta aquí.”

— JEFFRY DAVILA

“Ante todo, agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, la sabiduría y la inteligencia necesarias para recorrer este camino. A mi querida familia, pilar inquebrantable en este trayecto. Pero, sobre todo, a mi hermana, Violeta Martínez, y a mi madre, Blanca Castillo, las personas más valiosas en mi vida, mi mayor ejemplo y mi fuente inagotable de amor y fortaleza. Su esfuerzo incansable, su sacrificio desinteresado y su amor incondicional han sido el motor que me ha impulsado en cada desafío. Todo lo que soy y todo lo que lograré, se lo debo a ella. Su amor y enseñanza quedarán grabados en mi mente y en mi corazón, guiándome en cada paso de mi vida. Expreso mi agradecimiento a la Ing. Suyen Córdoba, jefa del programa de Fuentes Alternas de Energía, por facilitarme el acceso a información, recursos técnicos y herramientas fundamentales para la realización de este proyecto. A nuestro tutor, Marlon Granja, por su apoyo y orientación a lo largo de este proceso.”

— LUIS MARTINEZ

Resumen

El presente trabajo realiza un análisis energético de las redes de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Este estudio aborda problemas críticos como desbalance de cargas, ineficiencia energética y deficiencias en la calidad del suministro eléctrico. Se propone un enfoque metodológico que incluye la medición, modelado, simulación y análisis estadístico de los parámetros eléctricos para identificar áreas de mejora. Finalmente, se presentan recomendaciones orientadas a optimizar la calidad, seguridad y eficiencia energética del sistema.

Palabras Claves: Red de distribución, media tensión, baja tensión, desbalance de carga, eficiencia energética, calidad eléctrica.

Abstract

This study conducts an energy analysis of the medium and low voltage networks of the Simón Bolívar University Campus (RUSB) of the National University of Engineering (UNI). The research addresses critical issues such as load imbalance, energy inefficiency, and deficiencies in power supply quality. A methodological approach is proposed, including measurement, modeling, simulation, and statistical analysis of electrical parameters to identify improvement areas. Finally, recommendations are presented to optimize the system's quality, safety, and energy efficiency.

Keywords: Distribution network, medium voltage, low voltage, load imbalance, energy efficiency, electrical quality.

Índice

1. Introducción	1
2. Antecedentes	2
3. Objetivos	4
3.1. Objetivo General	4
3.2. Objetivos Específicos	4
4. Justificación	5
5. Marco Teórico	6
5.1. Disposiciones Conceptuales	6
5.1.1. Red de Distribución	6
5.1.2. Red de Media Tensión	6
5.1.3. Red de Baja Tensión	6
5.1.4. Transformadores	7
5.1.5. Fusibles	7
5.1.6. Sistemas de puesta a tierra	7
5.1.7. Consumo Energético	7
5.1.8. Armónicos	7
5.1.9. Serie de Fourier	7
5.1.10. Auditoria eléctrica	8
5.1.11. Distorsión	8
5.1.12. Distorsión Armónica	9
5.1.13. Distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion THD)	9
5.1.14. Transitorio	9
5.1.15. Falla transitoria	10
5.1.16. Parpadeo o fluctuaciones del voltaje (flicker)	10
5.1.17. Calidad de la Energía Eléctrica	10
5.1.18. Elementos Clave de la Calidad de la Energía	10

5.1.19. Pérdidas de Energía Eléctrica	11
5.1.20. Pérdidas Técnicas	11
5.1.21. Pérdidas no técnicas o administrativas	11
5.1.22. Métodos para Medir las Pérdidas de Energía Eléctrica.	12
5.1.23. Instrumentos de Medición para Datos Eléctricos	12
5.1.24. Equipo para Medir Calidad de la Energía y Distorsión Armónica	13
5.1.25. AutoCAD	13
5.1.26. ETAP	13
5.1.27. Python	13
5.1.28. Fluke PowerLog Application Software	13
5.2. Modelos de Referencia	14
5.2.1. Desbalance de Corriente:	14
5.2.2. Distorsión Armónica (THD):	14
5.2.3. Voltaje ($\pm 10\%$):	14
5.2.4. $\cos(\varphi)$:	15
5.2.5. Frecuencia:	15
5.2.6. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems	15
5.2.7. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of Industrial and Com- mercial Power Systems	15
5.2.8. IEEE Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems	16
5.2.9. National Electrical Code - 2020	16
5.2.10. Distinción de Factores de Potencia	16
6. Diseño Metodológico	19
6.1. Descripción del Tipo de Trabajo	19
6.2. Descripción del Universo de Estudio	19
6.3. Población	19
6.4. Descripción de las Fuentes de Información	19

6.5. Tipos de Información Requeridas de las Fuentes	20
6.5.1. Datos Mixtos	20
6.6. Planificación del estudio	20
6.7. Muestreo del Estudio	20
6.8. Procedimientos para la Recolección de la Información	21
6.9. Procesamiento de la información.	21
6.10. Tipos de análisis que se realizarán con la información.	22
6.11. Procesamiento de datos a través de Python	23
6.11.1. Procesamiento eficiente de datos	23
6.11.2. Visualización dinámica e interactiva	23
6.11.3. Cálculos personalizados de ahorro energético	23
7. Descripción del Recinto	24
7.1. Características Generales	24
7.2. Demanda Energética	24
7.3. Descripción de tarifas	24
7.4. Distribución Energética y Flujo de Energía	24
8. Infraestructura Eléctrica	25
8.1. Transformadores	25
8.2. Paneles	26
8.3. Topología de la Red de Media Tensión	26
8.4. Distribución de Paneles en la Red Eléctrica	27
8.5. Cableado y Conductores	28
8.6. Sistemas de protección	28
8.7. Equipos eléctricos presentes	28
9. Parámetros Medidos	29
9.1. Parámetros de Eficiencia energética	29
9.2. Parámetros de Calidad de Energía	29
10.Resultado y Análisis Eléctrico	30

10.1. Análisis por Banco de Transformador	30
10.1.1. Banco de Transformador BT01	30
10.1.2. Banco de Transformador BT02	32
10.1.3. Banco de Transformador BT03	33
10.1.4. Banco de Transformador BT04	34
10.1.5. Banco de Transformador BT05	35
10.1.6. Banco de Transformador BT06	36
10.1.7. Banco de Transformador BT07	37
10.1.8. Banco de Transformador BT08	38
10.1.9. Banco de Transformador BT09	39
10.1.10. Banco de Transformador BT10	40
10.1.11. Banco de Transformador BT11	41
10.1.12. Banco de Transformador BT12	42
10.1.13. Banco de Transformador BT13	43
10.1.14. Banco de Transformador BT14	44
10.1.15. Banco de Transformador BT15	45
10.1.16. Banco de Transformador BT16	46
10.1.17. Banco de Transformador BT17	47
10.1.18. Banco de Transformador BT18	48
10.1.19. Banco de Transformador BT19	49
10.2. Análisis por Panel de Distribución	50
10.2.1. Análisis de Tensión	50
10.2.2. Análisis de Corriente	51
10.2.3. Análisis de Frecuencia	52
10.2.4. Análisis de Potencia Activa	52
10.2.5. Análisis de Potencia Reactiva	53
10.2.6. Análisis de Potencia Aparente	54
10.2.7. Análisis de Factor de Potencia	54
10.3. Análisis Global	55

10.3.1. Voltajes y Conexiones en los bancos de transformadores	55
10.3.2. Potencia Aparente (VA)	57
10.3.3. Potencia Reactiva (VAR)	57
10.3.4. Potencia Activa (W)	57
10.3.5. Coseno del ángulo de desfase, $\cos(\varphi)$	57
10.3.6. Tasa de Distorsión Armónica en Voltaje (THD %)	57
10.3.7. Tasa de Distorsión Armónica en Corriente (THD %)	58
10.3.8. Parpadeos (Flickers)	58
10.3.9. Frecuencia (Hz)	58
10.3.10.Desbalance porcentual (%)	58
11.Cumplimiento con Regulaciones	59
11.1. Caso base Banco de transformador BT01	59
11.1.1. Frecuencia	59
11.1.2. Voltaje	59
11.1.3. $\cos(\varphi)$	59
11.1.4. Desbalance de corriente	59
11.1.5. Distorsión Armónica	59
11.1.6. Distorsión Armónica en Voltajes	59
11.1.7. Distorsión Armónica en Corrientes	60
11.2. Tabla de cumplimiento de normativa por punto de transformación	62
11.3. Tabla de cumplimiento de normativa por paneles principales	63
12.Principales Hallazgos	64
12.1. Desbalance de Fases en todos los puntos de transformación	64
12.2. Equipos de Alto Consumo	64
12.3. Incumplimiento de Normativa Básica de Instalaciones Eléctricas	65
12.4. Tableros en Mal Estado	65
12.5. Conexión de Transformador Poco Eficiente	66
12.6. Clasificación del Uso de Transformadores Según Porcentaje de Carga	66

13. Identificación de Tendencias y Patrones	68
13.1. Desbalance de Corriente	68
13.2. Subutilización de Transformadores	68
14. Ranking de Puntos Críticos	69
14.1. Transformadores BT02 y BT03	69
14.2. Transformador BT06	70
15. Análisis de Consumo Eléctrico	70
15.1. Resumen del Consumo Actual - 2024	70
15.1.1. Ejemplo de Cálculo: Transformador BT09	71
16. Análisis de Pérdidas	73
16.1. Pérdidas Técnicas	73
16.1.1. Pérdidas No Técnicas	73
16.1.2. Cálculo de Pérdidas	73
17. Análisis de Ahorro	75
17.1. Estimación del Ahorro de Energía	76
17.2. Comparación de Ahorro Energético Potencial Frente al Consumo Total	78
18. Composición de la Infraestructura de Media Tensión	78
18.1. Análisis de la Infraestructura Eléctrica	80
18.1.1. Tipo de Poste:	80
18.1.2. Configuración Estructural:	80
18.1.3. Tipo de Cable:	80
18.1.4. Identificación de Postes Críticos	80
18.1.5. Cantidad de Postes con Bancos de Transformación	81
18.1.6. Protecciones	81
18.2. Estado Actual de la Infraestructura eléctrica	82
19. Simulación y Análisis del Flujo de Potencia	82
19.1. Datos de Transformadores Simulados	83

19.2. Cargas Conectadas a los Transformadores Simulados	83
19.3. Simulación de Flujo de Potencia (BT01, BT02, BT03)	84
19.3.1. Resultados del Análisis de Flujo de Potencia	84
19.3.2. Voltajes de Operación en Buses Secundarios	84
19.3.3. Resumen de Carga por Bus	84
19.3.4. Pérdidas de Energía por Transformador	85
19.3.5. Carga de los Transformadores	85
19.4. Simulación de Flujo de Potencia Albert Einstein (BT17, BT18, BT19)	86
20.Recomendaciones	88
20.1. Plan de Acción Priorizado para Mejoras del Sistema Eléctrico	88
20.1.1. Paso 1: Intervenciones Críticas de Seguridad Inmediata	88
20.1.2. Paso 2: Normalización de Instalaciones	88
20.1.3. Paso 3: Reconfiguración de Infraestructura	89
20.1.4. Paso 4: Gestión Activa de Cargas	91
20.1.5. Paso 5: Mantenimiento Preventivo Sostenible	91
20.1.6. Paso 6: Gestión de la Infraestructura de Media Tensión	91
20.2. Implementación de Soluciones Específicas	92
21.Conclusiones	93
22.Anexos	97
22.1. Codigos en Python	97
22.2. Informes de calidad de energia	101
22.3. Fotografías de Equipos y Lugares	101

Índice de figuras

1.	Distorsión Armónica	9
2.	Flickers	10
3.	Tabla de TDD permitida para corriente	14
4.	Diagrama unifilar del sistema eléctrico de media tensión	27
5.	Diagrama unifilar del transformador BT02 y sus paneles de distribución	28
6.	Banco de Transformador BT01 Frente a oficina Piensa	32
7.	Banco de Transformador BT02 Frente a Bodega Administrativa	33
8.	Banco de Transformador BT03 Frente Dirección de Registro Central	34
9.	Banco de Transformador BT04 Costado Noroeste de Registro Central	35
10.	Banco de Transformador BT05 Costado noroeste Food - Court	36
11.	Banco de Transformador BT06 Frente al Salón de Danza	37
12.	Banco de Transformador BT07 Contiguo al Cafetin Duarte	38
13.	Banco de Transformador BT08 Contiguo al Comedor estudiantil	39
14.	Banco de Transformador BT09 UNI Posgrado	40
15.	Banco de Transformador BT10 Jardines ala B Edificio 01	41
16.	Banco de Transformador BT11 Jardines ala A Edificio 01	42
17.	Banco de Transformador BT12 Costado Este de Caja del Albert Einstein	43
18.	Banco de Transformador BT13 Contiguo a Lab. Operaciones Unitarias	44
19.	Banco de Transformador BT14 Bomba de Agua ERLP	45
20.	Banco de Transformador BT15 Suroeste Biblioteca Esman Marín	46
21.	Banco de Transformador BT16 Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroteran	47
22.	Banco de Transformador BT17 Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroteran	48
23.	Banco de Transformador BT18 Suroeste pabellón Albert Einstein	49
24.	Banco de Transformador BT19 Suroeste pabellón Albert Einstein	50
25.	Gráfico de tensiones con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	51
26.	Gráfico de corriente con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	51

27.	Gráfico de frecuencia con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	52
28.	Gráfico de potencia activa con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	53
29.	Gráfico de potencia reactiva con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	53
30.	Gráfico de potencia aparente con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	54
31.	Gráfico de Factor de potencia con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02	54
32.	Patrones de consumo de corriente	68
33.	Patrones de subutilización de puntos de transformación	69
34.	Porcentaje de consumo por punto de transformación	72
35.	Representación en Gráficos de Barra	77
36.	Ahorro energético potencial	78
37.	Simulación de flujo de potencia Troncal de la red	84
38.	Simulación de flujo de potencia estado actual Albert Einstein	86
39.	Simulación de flujo de potencia estado actual Albert Einstein	87
40.	Distribución de cargas panel BT05.4	90
41.	Distribución de cargas panel BT05.5	90
42.	Distribución de cargas panel BT05.6	90
43.	Instalación del equipo en el banco BT01	102
44.	Estado de Borneras y Tablero en el Panel BT02.5	102
45.	Instalación Fluke 1735 en el Panel BT02.6	103
46.	Mediciones Puntuales en el Panel BT02.8	103
47.	Instalación Equipo en el Panel BT02.7	104
48.	Registros de corrientes en el Banco BT03	104
49.	Foto del estado actual del Panel BT07.2	105
50.	Tablero en estado deficiente del Panel BT02.5	106

51.	Tablero de distribución del Panel BT02.8	107
52.	Estado del Panel BT02.9 del Banco de Transformador BT02	107
53.	Tablero de distribución del Panel BT17.1.2	108
54.	Tablero de distribución del Panel BT17.1.1	109
55.	Bandeja de cables del Panel BT02.5	110
56.	Tablero de distribución del Panel BT07.3	111
57.	Ubicación de los transformadores	112
58.	Gráficos de corriente BT01 generado con Python-Plotly	112
59.	Gráficos de corriente BT02 generado con Python-Plotly	113
60.	Gráficos de corriente BT03 generado con Python-Plotly	113
61.	Gráficos de corriente del Panel BT04.2 del Banco de Transformador BT04 generado con Python-Plotly	114
62.	Gráficos de corriente del Panel BT05.6 del Banco de Transformador BT05 generado con Python-Plotly	114
63.	Capturas de Voltaje usando Power Log Classic del Banco BT16	115
64.	Capturas de Corriente usando Power Log Classic del Banco BT16	115
65.	Diagrama unifilar del transformador BT01 y sus paneles de distribución	116
66.	Diagrama unifilar del transformador BT03 y sus paneles de distribución	117
67.	Diagrama unifilar del transformador BT04 y sus paneles de distribución	118
68.	Diagrama unifilar del transformador BT05 y sus paneles de distribución	119
69.	Diagrama unifilar del transformador BT06 y sus paneles de distribución	120
70.	Diagrama unifilar del transformador BT07 y sus paneles de distribución	121
71.	Diagrama unifilar del transformador BT08 y sus paneles de distribución	122
72.	Diagrama unifilar del transformador BT09 y sus paneles de distribución	123
73.	Diagrama unifilar del transformador BT10 y sus paneles de distribución	124
74.	Diagrama unifilar del transformador BT11 y sus paneles de distribución	125
75.	Diagrama unifilar del transformador BT12 y sus paneles de distribución	126
76.	Diagrama unifilar del transformador BT13 y sus paneles de distribución	127
77.	Diagrama unifilar del transformador BT14 y sus paneles de distribución	128

78. Diagrama unifilar del transformador BT15 y sus paneles de distribución 129

79. Diagrama unifilar del transformador BT16 y sus paneles de distribución 130

80. Diagrama unifilar del transformador BT17 y sus paneles de distribución 131

81. Diagrama unifilar del transformador BT18 y sus paneles de distribución 132

82. Diagrama unifilar del transformador BT19 y sus paneles de distribución 133

83. Tabla de conductores AWG 134

Índice de tablas

1.	Clasificación de actividades y tiempos de muestreo	21
2.	Tarifas	24
3.	Distribución de Transformadores	25
4.	Distribución de Paneles De Distribución	26
5.	Voltajes en las conexiones del recinto	55
7.	Configuraciones de conexión de los bancos de transformadores	56
8.	Cumplimiento de normativa para BT01 a BT19	62
10.	Cumplimiento de normativa para paneles de distribución	63
12.	Consumo mensual total	70
13.	Distribución horaria	70
14.	Datos de consumo del transformador BT09	71
15.	Distribución porcentual del consumo energético	72
16.	Características del Panel Número Cinco	74
17.	Ahorros Anuales	77
18.	Infraestructura eléctrica de P0 a P10.2	79
19.	Parámetros eléctricos de los transformadores simulados	83
20.	Resumen de carga conectada en transformadores	83
21.	Voltajes registrados en los buses de baja tensión	85
22.	Potencia total conectada en los buses secundarios	85
23.	Pérdidas de potencia en los transformadores	85
24.	Carga porcentual y flujo en MVA de cada transformador	85
25.	Comparación de cargas antes y después de la redistribución	87
26.	Mediciones de los parámetros eléctricos del del BT01	134
27.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT02	135
28.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT03	136
29.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT04	137
30.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT05	138
31.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT06	139

32.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT07	140
33.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT08	140
34.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT09	141
35.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT10	142
36.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT11	143
37.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT12	144
38.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT13	145
39.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT14	146
40.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT15	147
41.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT16	148
42.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT17	149
43.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT18	149
44.	Mediciones de los parámetros eléctricos del BT19	150
45.	Infraestructura eléctrica de P11 a P19.2	151
46.	Infraestructura eléctrica de P20 a P30	152
47.	Distribución de Paneles De Distribución	153

1. Introducción

La energía eléctrica constituye un pilar fundamental para el funcionamiento de instituciones educativas como el Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), donde la continuidad y calidad del suministro son esenciales para garantizar el desarrollo de actividades académicas, de investigación y administrativas. Sin embargo, auditorías previas han evidenciado desafíos críticos en su infraestructura eléctrica, tales como desbalances de carga, ineficiencias energéticas y deficiencias en la calidad del servicio, que comprometen no solo la operatividad del recinto, sino también la seguridad de su comunidad.

Este trabajo monográfico surge como respuesta a la necesidad de analizar y optimizar las redes de media y baja tensión del RUSB, con el objetivo de transformar su sistema eléctrico en un modelo eficiente, seguro y sostenible. A través de un enfoque metodológico, que integra mediciones, modelado computacional (mediante ETAP) y procesamiento de datos (Python) se identifican problemáticas clave, como la operación subóptima de equipos de transformación, distorsiones significativas en la corriente eléctrica y la ausencia de un sistema de monitoreo continuo.

Los hallazgos revelan que gran parte de los transformadores y paneles eléctricos presentan condiciones operativas fuera de los estándares recomendados, generando pérdidas técnicas y riesgos para la estabilidad del sistema. Frente a este escenario, se proponen medidas correctivas basadas en evidencia técnica, como la redistribución equilibrada de cargas, la actualización de equipos obsoletos y la centralización de las cargas debido a la distribución radial de los puntos de transformación. Estas acciones no solo buscan reducir costos energéticos, sino también alinear la infraestructura del RUSB con estándares internacionales de calidad y eficiencia.

En un contexto donde la transición hacia sistemas energéticos modernos es necesaria para la mejora continua, este estudio no solo aporta soluciones concretas para el RUSB, sino que también establece un precedente metodológico para auditorías similares en entornos educativos, promoviendo un uso responsable de los recursos y la sostenibilidad energética a largo plazo.

2. Antecedentes

El sistema eléctrico del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) ha sido objeto de diversos estudios técnicos, auditorías energéticas y propuestas de mejora, los cuales han permitido identificar múltiples deficiencias que afectan la eficiencia energética, seguridad y estabilidad operativa del sistema. Estas investigaciones constituyen la base para el desarrollo del presente estudio.

El estudio de Argüello y Gaitán (2021) reveló que los equipos de climatización son responsables de una gran parte del consumo energético del recinto, alcanzando los 76,312 kWh/mes. Asimismo, se detectó que el 96 % de los paneles eléctricos evaluados presentaban un desbalance de corriente fuera de norma. Se recomendó la instalación de filtros de armónicos activos y la actualización de los centros de carga, estimando un ahorro mensual de 861,786.85 C\$.

Por su parte, Arana Selva et al. (2019) analizaron el sistema eléctrico del edificio Rigoberto López Pérez, concluyendo que la instalación de 277/480 V no era económicamente viable a largo plazo, debido a pérdidas asociadas a transformadores secos que alcanzaban 3,633.180 C\$ en un período de ocho años. Propusieron un cambio a un sistema de 120/208 V como alternativa más sostenible.

Suárez Gómez et al. (2022) realizaron un diagnóstico en la Facultad de Electrotecnia y Computación, la Facultad de Arquitectura, la Facultad de Ingeniería Química y en edificios como Caja Central y Registro Central. Encontraron daños por oxidación, cableado deteriorado, receptáculos en mal estado y desbalances de carga superiores al 5 %, alcanzando hasta 47 % en ciertos paneles. Se evidenció la ausencia de mantenimiento preventivo y se documentaron deficiencias críticas respecto a la norma NEC (NFPA 70), edición 2014.

Un aporte más reciente lo brindan Arauz y Urbina (2021), quienes desarrollaron una propuesta de balance de carga por corriente en los paneles principales del RUSB. Aplicaron una metodología de tres etapas: diagnóstico eléctrico de campo, análisis de datos con el software Power Log 5.8 y elaboración de una propuesta técnica. Sus mediciones revelaron un desbalance de corriente del 49.2 % en el pabellón 7 y confirmaron que solo el 23 % de los paneles analizados cumplían con la normativa. Estimaron que un correcto balanceo podría ahorrar 51,776.126 kWh anuales, equivalentes a 28,959.68\$.

Bojorge y Castañeda (2022) evaluaron el suministro eléctrico en baja tensión del RUSB.

Identificaron instalaciones eléctricas obsoletas, sobrecargas, falta de protecciones, sistemas de puesta a tierra ausentes o deteriorados, y sobrecorrientes. Utilizando el instrumento Fluke 376 FC, detectaron una corriente de 93.4 A en la línea 2 del laboratorio de aguas naturales, excediendo la capacidad nominal del conductor. El 90 % de los centros de carga no cumplían con las normas eléctricas.

Finalmente, Larios y Flores (2019) realizaron una auditoría en edificios como (UNI-DEPEC), la Biblioteca Esmán Marín y el IES. Mediante inspección visual detectaron la ausencia de rotulación en paneles, empalmes indebidos, falta de especificaciones de carga y niveles de iluminación por debajo de los mínimos requeridos.

Todos estos antecedentes reflejan la necesidad urgente de implementar un plan integral de mejoras en la infraestructura eléctrica del RUSB, con énfasis en el balance de cargas, la actualización de equipos, la implementación de protecciones adecuadas y un programa sostenido de mantenimiento preventivo. Las investigaciones citadas servirán como punto de partida y referencia técnica para orientar las soluciones propuestas en este estudio; sin embargo, sus hallazgos y recomendaciones serán verificados, contrastados con datos actuales y evaluados en función de su viabilidad técnica. No se asumirá que las soluciones planteadas en dichos estudios son definitivas, sino que se validarán en el contexto específico del presente análisis.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Analizar el estado energético actual de las redes de media y baja tensión en el Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) para identificar oportunidades de mejora que optimicen la eficiencia energética y aumenten la seguridad del suministro.

3.2. Objetivos Específicos

1. Registrar los datos de baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar, para evaluar su estado energético actual.
2. Modelar y evaluar los datos de las mediciones eléctricas, para identificar problemas en la red y patrones de consumo energético.
3. Proponer medidas de mejora en las redes de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar, para optimizar la calidad de la energía eléctrica y la eficiencia energética.

4. Justificación

El estudio energético de la red de baja y media tensión en el Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) es importante y está justificado por varias razones.

Este estudio servirá para identificar problemas de desbalance de carga, pérdidas de energía y factores que afectan la calidad del servicio eléctrico.

Los beneficiarios directos de este estudio son la comunidad universitaria, incluyendo estudiantes, profesores y personal administrativo, quienes dependen de un suministro eléctrico confiable para sus actividades diarias. A través de este análisis, la universidad contará con la información necesaria para tomar decisiones informadas sobre mejoras y actualizaciones en su red eléctrica, reduciendo riesgos de interrupciones y optimizando el uso de energía.

Las principales metas de este estudio incluyen registrar y evaluar el consumo energético de acuerdo con la demanda y los patrones de uso, verificar la calidad de la energía suministrada considerando la estabilidad de voltaje, frecuencia y presencia de armónicos, así como identificar y medir las pérdidas de energía. Para ello, se empleará software especializado que permita desarrollar propuestas óptimas de mejora.

Este estudio propondrá corregir desbalances de carga, mejorar la calidad de energía y reducir pérdidas en la red, además de optimizar y actualizar las conexiones eléctricas de los puntos de transformación para cumplir con las necesidades actuales del recinto.

Las propuestas impactarán positivamente en el funcionamiento del RUSB, minimizando interrupciones y garantizando un entorno seguro y eficiente. Esto permitirá la continuidad de actividades esenciales, reduciendo el riesgo de fallas y promoviendo un consumo energético más sostenible para toda la comunidad universitaria.

5. Marco Teórico

El presente marco teórico recopila los fundamentos técnicos y normativos esenciales para el desarrollo del estudio energético en la red eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB). Se establecen las bases conceptuales necesarias para comprender la estructura de la red de distribución eléctrica, los fenómenos que afectan su desempeño.

Los Modelos de Referencia presenta criterios normativos estandarizados para orientar estrategias de mejora del sistema. Estos modelos sirven como marco de referencia para interpretar los resultados obtenidos en campo y guiar la formulación de propuestas conforme a buenas prácticas y estándares nacionales como internacionales.

Este marco proporciona, por tanto, el soporte teórico indispensable para sustentar las decisiones técnicas que se plantearán en los capítulos siguientes.

5.1. Disposiciones Conceptuales

5.1.1. Red de Distribución

Una red de distribución es un sistema utilizado para transportar electricidad entre las plantas de generación y los consumidores finales. “Es el conjunto de conductores, transformadores, seccionadores y demás elementos que componen la red y que se interconectan con el objetivo de suministrar de energía desde la salida de la subestación hasta el medidor del cliente” (Vega, 2019, p. 6)

5.1.2. Red de Media Tensión

La sección de la red de distribución conocida como red de media tensión (MT) es aquella que opera a voltajes más altos que los de baja tensión pero más bajos que los de alta tensión. En Nicaragua, los voltajes en las redes de media tensión suelen estar entre 13.8 y 24.9 kV.

5.1.3. Red de Baja Tensión

Es el conjunto de equipos o elementos que se necesitan para transportar la energía eléctrica a tensiones nominales menores o iguales a 1000V. Este tipo de redes es el utilizado para llevar la energía eléctrica desde los transformadores de distribución tipo poste hasta las acometidas de los usua-

rios finales.(Agurcia y Ruiz, 2020, p. 7)

5.1.4. Transformadores

Son dispositivos utilizados para ajustar el voltaje de la electricidad. Los transformadores se utilizan en una red de media tensión para reducir la tensión antes de distribuirla en las redes de baja tensión.

5.1.5. Fusibles

Son dispositivos de protección que se funden cuando la corriente eléctrica excede un cierto valor, interrumpiendo el circuito y protegiendo los equipos.

5.1.6. Sistemas de puesta a tierra

Son sistemas que proporcionan un camino seguro para la corriente de falla a tierra, protegiendo a las personas y equipos de posibles descargas eléctricas.

5.1.7. Consumo Energético

El consumo de energía se refiere a la cantidad total de energía utilizada por un sistema, dispositivo o proceso durante un período de tiempo. El Instituto Nicaragüense de Energía (2020)dice que el consumo de energía final es la suma de productos energéticos primarios y secundarios utilizados en varios sectores de consumo para satisfacer necesidades energéticas como la iluminación, la climatización, la calefacción y el transporte, entre otras.

5.1.8. Armónicos

En síntesis los armónicos son un fenómeno que causan problemas tanto para los usuarios como para entidades encargadas de la prestación de servicios de energía eléctrica ocasionando diversos efectos nocivos a los equipos conectados a la red.(Oviedo, 2021)

5.1.9. Serie de Fourier

La serie de Fourier es una herramienta matemática fundamental para analizar y representar señales periódicas, especialmente cuando contienen armónicos. Una señal periódica que no es una onda

sinusoidal pura, como la corriente o el voltaje en sistemas eléctricos con distorsiones, puede ser expresada como la suma de una serie infinita de senos y cosenos de distintas frecuencias, que corresponden a los armónicos de la señal.

$$f(x) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} c_n e^{inkx}$$

5.1.10. Auditoría eléctrica

Según el ministerio de energía y minas, una auditoría eléctrica es el estudio técnico que permite identificar las oportunidades de ahorro de energía, así como reducir las pérdidas energéticas optimizando el uso de la energía, esto mediante la medición, registro, recopilación de datos, balance de cargas y energía, donde se desarrolla un plan de implementación.

Una auditoría eléctrica no solo se basa en la medición de los parámetros eléctricos, también es el diagnóstico del sistema eléctrico y de los equipos conectados a este, con esta información se logra determinar dónde se encuentran las pérdidas de energía optimizando el uso de la misma, esto además permitirá implementar soluciones de tipo correctivas o sustitución de equipos en las instalaciones.

Proceso para la realización de auditoría Los procedimientos consisten en identificar y cuantificar el potencial de ahorro de energía eléctrica en las instalaciones y equipos eléctricos de una empresa industrial o de servicios (Ramírez, 2005). Para la realización de una auditoría eléctrica se debe seguir el siguiente proceso que tiene orden coherente para analizar las condiciones reales e históricas del consumo y funcionamiento de los equipos e instalaciones.

5.1.11. Distorsión

Es un término cualitativo que describe cuánto se desvía una onda periódica de sus características ideales. La distorsión en una onda puede provocar alteraciones en su forma y cambios en el desfase

5.1.12. Distorsión Armónica

Representación cuantitativa de la distorsión a partir de una forma de onda sinusoidal pura. La distorsión armónica es debida a cargas no lineales, o a cargas en las que la forma de onda de la corriente no conforma a la forma de onda del voltaje de alimentación.

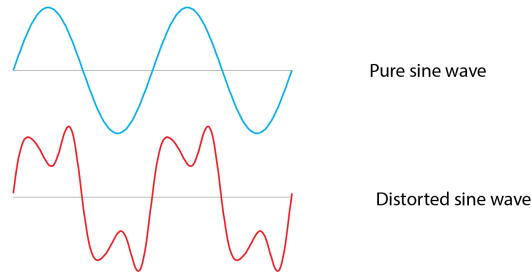


Figura 1: Distorsión Armónica

5.1.13. Distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion THD)

Término de uso común para definir el factor de distorsión del voltaje o de la corriente. Se calcula como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de los valores RMS de los voltajes armónicos o de las corrientes armónicas, dividida por el valor RMS del voltaje o de la corriente fundamental. (Sánchez, 2009)

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1}$$

5.1.14. Transitorio

Disturbio subcíclico en la forma de onda de CA evidenciado por una discontinuidad breve, muy rápida, de la forma de onda. Puede ser de la misma polaridad o de polaridad opuesta a la forma de onda nominal. Los transitorios ocurren cuando existe un cambio repentino en el voltaje o en la corriente en un sistema de potencia. De manera general, los transitorios pueden ser clasificados en dos categorías: transitorios impulsivos y transitorios oscilatorios. Estos términos reflejan la forma de onda de un voltaje o de una corriente transitoria.

5.1.15. Falla transitoria

Es un tipo de cortocircuito que suele ser provocado por descargas atmosféricas, fallas de línea a tierra(L-G), entre otros factores, y que puede resolverse interrumpiendo brevemente la corriente.

5.1.16. Parpadeo o fluctuaciones del voltaje (flicker)

Variación del voltaje de entrada, suficiente en duración, para permitir la observación visual de un cambio en la intensidad de una fuente luminosa. Cuantitativamente, el parpadeo de voltaje puede ser expresado como el cambio en el voltaje a través del valor nominal expresado como porcentaje.(Sanchez, 2009)

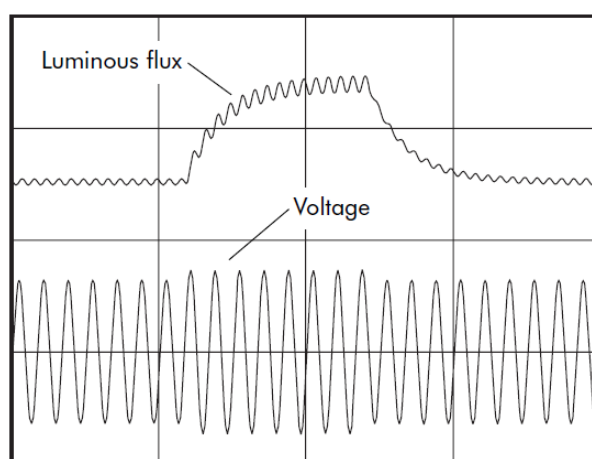


Figura 2: Flickers

5.1.17. Calidad de la Energía Eléctrica

La calidad de energía se refiere a la calidad del suministro eléctrico en términos de su compatibilidad con los equipos eléctricos y su capacidad para proporcionar un suministro de energía estable y confiable “La calidad de energía se define como la variación permitida de tensión, corriente y frecuencia en el sistema eléctrico.” (Castro y López, 2021)

5.1.18. Elementos Clave de la Calidad de la Energía

Los armónicos, componentes de frecuencia no deseados, distorsionan la forma de onda de la corriente eléctrica, causando efectos como sobrecalentamiento, reducción en la eficiencia energética y fallas prematuras en los equipos. Para evaluar la eficiencia de un sistema eléctrico, se utiliza el factor de potencia, que mide la relación entre la potencia activa (real) y la potencia aparente en el circuito;

un factor de potencia bajo puede generar pérdidas adicionales y sobrecargas. La potencia activa, expresada en vatios (W), representa la parte de la energía que efectivamente realiza trabajo útil en el sistema, como iluminar o mover un motor. Por otro lado, la potencia reactiva, medida en volt-amperes reactivos (VAR), se desplaza entre la carga y la fuente de alimentación debido a componentes inductivos o capacitivos; aunque no realiza trabajo útil, es fundamental para el mantenimiento del flujo de corriente y de los campos magnéticos en el circuito. La potencia aparente, finalmente, se expresa en volt-amperes (VA) y combina la potencia activa y la reactiva, mostrando la magnitud total de la energía que circula en el circuito, incluyendo la energía utilizada, la almacenada y la que retorna al sistema debido a la reactancia presente.

5.1.19. Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, toda la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes o elementos que forman parte del sistema de distribución, cuya función es conducir y transformar la electricidad. (Castellón y Mercado, 2022, p. 7)

5.1.20. Pérdidas Técnicas

Las pérdidas por el efecto Joule se refieren a la energía eléctrica convertida en calor debido a la resistencia de los conductores; según la ley de Joule, existe una equivalencia entre la energía eléctrica utilizada en el flujo de electricidad a través de una resistencia y el trabajo mecánico realizado (Cumbe y Ordóñez, 2023). Además, existen pérdidas por histéresis y corrientes parásitas, que son la energía disipada en forma de calor debido a fenómenos magnéticos no deseados que ocurren en componentes como núcleos de transformadores o inductores. Ambos tipos de pérdidas representan una reducción en la eficiencia del sistema

5.1.21. Pérdidas no técnicas o administrativas

No toda la energía eléctrica generada por las empresas proveedoras se vende y factura por completo. En el proceso, se pierde energía y no se registra correctamente para su venta. Esta pérdida puede ser causada por una variedad de razones, como fallas en los dispositivos de medición que impiden que se registre como suministro entregado a los usuarios.

5.1.22. Métodos para Medir las Pérdidas de Energía Eléctrica.

Medición Directa. Este método requiere la instalación de dispositivos de medición en puntos estratégicos de la red para registrar el flujo de energía entrante y saliente. Estos dispositivos, que pueden ser analizadores de redes o medidores de energía eléctrica, registran y analizan el consumo y la calidad de la energía en tiempo real.

- **Métodos de balance de energía:** Este método compara la energía que se suministra a la red con la energía que consumen los usuarios finales y las pérdidas que se conocen en el sistema. Las estimaciones de pérdidas, las lecturas de medidores y los datos de facturación se pueden usar para calcular las pérdidas de energía en la red.
- **Análisis de carga y pérdida:** Este método implica investigar minuciosamente la carga y las pérdidas eléctricas en varios componentes de la red. En puntos clave de la red, se miden la corriente, el voltaje y la potencia para detectar áreas con altas pérdidas y tomar medidas correctivas.
- **Simulaciones Computacionales:** Para predecir y analizar las pérdidas de energía en la red, se pueden utilizar herramientas de modelado y simulación computacional. Para estimar las pérdidas con precisión, estas simulaciones pueden tener en cuenta varios factores, como la topología de la red, las características de carga y los parámetros del equipo.
- **Flujo de potencia:** Los análisis de flujo de potencia son esenciales para la planificación y diseño de futuros aumentos en los sistemas eléctricos de distribución. Estos estudios brindan información detallada sobre el voltaje en magnitud y fase en cada punto de la red y las potencias activas y reactivas que circulan por cada elemento del sistema. Además, permiten identificar y cuantificar las pérdidas de energía en cada componente y en el sistema en su conjunto. (Tellez y Vega, 2021, P. 13)

5.1.23. Instrumentos de Medición para Datos Eléctricos

Los instrumentos de medición eléctrica se utilizan para medir las magnitudes eléctricas en un circuito o instalación. De acuerdo con la magnitud a medir, estos instrumentos se clasifican en varios tipos.

5.1.24. Equipo para Medir Calidad de la Energía y Distorsión Armónica

Existen diversos equipos para medir la calidad de la energía y la distorsión armónica, que se diferencian en sus características, funcionalidades y precio.

- **Analizador de redes:** Los analizadores de redes, como el Fluke 435-II proporcionado por el Programa de Fuentes Alternas de Energía, son herramientas versátiles para medir
- **Software de Modelado y Simulación:** El software ETAP es una herramienta vital para el análisis de sistemas de energía eléctrica, incluidos los sistemas de distribución.

5.1.25. AutoCAD

Es un software de diseño asistido por computadora (CAD) que permite dibujar, diseñar y modelar en 2D y 3D. Es una herramienta utilizada por arquitectos, ingenieros y profesionales de la construcción.

5.1.26. ETAP

Software de simulación y modelado de sistemas de energía eléctrica, que permite diseñar, operar y automatizar sistemas de generación, distribución y energía industrial.

5.1.27. Python

Python es un lenguaje de programación de alto nivel, interpretado y de propósito general. Es conocido por su sintaxis clara y sencilla, lo que facilita el aprendizaje y la legibilidad del código. Python admite múltiples paradigmas de programación y cuenta con una amplia biblioteca estándar que apoya el desarrollo rápido de aplicaciones.

5.1.28. Fluke PowerLog Application Software

Es un software de análisis de datos diseñado para trabajar con los instrumentos de medición de calidad de energía de la marca Fluke, como los analizadores de energía y los registradores de energía eléctrica.

5.2. Modelos de Referencia

5.2.1. Desbalance de Corriente:

El desbalance se evaluó utilizando el criterio de *desbalance porcentual*, que consiste en calcular la máxima desviación respecto al valor medio de cada fase, referida al valor medio de las tres fases. Este criterio permite identificar desequilibrios que puedan afectar el desempeño de los equipos eléctricos y aumentar las pérdidas en el sistema, segun («IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality», 2019) el criterio recomendado es de 5 % para este valor

5.2.2. Distorsión Armónica (THD):

Se utilizó la normativa *IEEE 519*, que establece límites específicos de distorsión armónica total (THD) dependiendo del nivel de voltaje. Para sistemas de baja tensión, el límite recomendado es de 5 % en voltajes de línea, en cuanto a los límites recomendados depende de la corriente de corto circuito en el punto de acoplamiento múltiple (PCC) así como de la corriente de demanda promedio como se presenta en la siguiente tabla.

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

^aEven harmonics are limited to 25% of the odd harmonic limits above.

^bCurrent distortions that result in a dc offset, e.g., half-wave converters, are not allowed.

^cAll power generation equipment is limited to these values of current distortion, regardless of actual I_{sc}/I_L .

where

I_{sc} = maximum short-circuit current at PCC

I_L = maximum demand load current (fundamental frequency component)
at the PCC under normal load operating conditions

Figura 3: Tabla de TDD permitida para corriente

5.2.3. Voltaje ($\pm 10\%$):

El voltaje se analizó bajo los parámetros de la norma *ANSI C84.1*, que define un rango permisible de $\pm 10\%$ con respecto al voltaje nominal.

5.2.4. $\cos(\varphi)$:

El $\cos(\varphi)$ fue evaluado según la *Legislación de Nicaragua* en resoluciones jurídicas que establecen que, en estado permanente, la planta debe operar con un factor de potencia variable y continuo dentro de un rango ajustable desde **0.90 inductivo hasta 0.90 capacitivo** en el punto de interconexión.

5.2.5. Frecuencia:

La frecuencia debe mantenerse dentro del rango de **59.7 Hz a 60.2 Hz** para sistemas eléctricos estables, de acuerdo con los estándares de calidad de energía recomendados.

5.2.6. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

En esta norma se establecen los criterios básicos para el análisis de un sistema armónico como lo describe en el abstract de (IEEE, 2014)

Goals for the design of electrical systems that include both linear and nonlinear loads are established in this recommended practice. The voltage and current waveforms that may exist throughout the system are described, and waveform distortion goals for the system designer are established. The interface between sources and loads is described as the point of common coupling and observance of the design goals will reduce interference between electrical equipment.

5.2.7. IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of Industrial and Commercial Power Systems

En este lineamiento de la IEEE se hace mención a las consideraciones de voltaje que se tienen que tener en instalaciones industriales y comerciales sobre todo cuando hay distribución propia

Según se describe en el abstract de (IEEE, 2020a)

This recommended practice contains information concerning system voltage nomenclature and the preferred voltage ratings of distribution apparatus and utilization equipment. This is essential to proper voltage identification throughout a power distribution system.

The recommended practice also discusses the dynamic characteristics of the system and the proper principles of voltage control applied so that satisfactory voltages will be supplied to utilization equipment under operating conditions.

5.2.8. IEEE Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems

En esta lineamiento de la IEEE se describe la implementación de múltiples estrategias de mantenimiento en los sistemas comerciales e industriales, así como los métodos mas comunes para identificar errores , y los equipos mas utilizados

Descrito en el abstract de (IEEE, 2020b)

This recommended practice covers the maintenance of industrial and commercial power systems. It covers the fundamentals of electrical equipment maintenance, how to develop successful maintenance strategies, and the common testing methods used as part of an electrical equipment maintenance program.

5.2.9. National Electrical Code - 2020

Código de seguridad eléctrica mas general utilizado en la mayoría de regiones de Latinoamérica, Canadá y Estados Unidos

5.2.10. Distinción de Factores de Potencia

Segun (Kassakian et al., 1991) "Because of the switching occuring in power electronic circuits the voltage and current waveforms at a port are seldom both sinusoidal"(p[51]), lo cual nos deja ver que en circuitos donde la fuente de alimentación este haciendo uso de circuitos propios de la electrónica de potencia, las corrientes de voltajes y corrientes, esto hace que el factor de potencia lineal no sea la definición completa

En la misma linea se define el factor de potencia para redes no lineales como

$$k_p = k_d \times k_\theta$$

Donde

- k_θ : Factor de desplazamiento
- k_d : Factor de distorsion

El factor de desplazamiento no seria otra cosa que la relacion lineal del factor de potencia ,y el factor de distorsion es la cantidad de distorsion armonica existente y como esa limita a los sistemas a suministrar energia.

De aqui las definiciones para ambos factores:

$$K_\theta = \cos(\varphi) = \frac{P}{S}$$

$$K_d = \frac{\frac{1}{\sqrt{2}\pi} \int_0^{2\pi} I_d \sin(\omega t) d(\omega t)}{I_{rms}} = \frac{I_{1rms}}{I_{rms}}$$

Donde

- I_{1rms} = es la sumatoria de todas las componentes de una señal distorsionada

Cabe destacar que en este análisis se considera la calidad de la energía como una parte integral. Por ello, se realiza la distinción entre:

1. El coseno del ángulo de desfase entre corriente y voltaje, comúnmente referido como $\cos(\varphi)$, utilizado en la facturación eléctrica y definido como:

$$\cos(\varphi) = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}}$$

2. El Factor de Potencia (FP) referido en términos de calidad de la energía, que representa la eficiencia general del sistema y está definido como:

$$FP = \cos(\varphi) \cdot \frac{I_{1rms}}{I_{rms}}$$

Donde

- $\cos(\varphi)$: Relacion entre P Y S
- I_1 : Corriente Fundamental
- I_{rms} : Corriente RMS con contenido armonico

Aunque el Factor de Potencia en su definición más general no figura en la factura eléctrica, su impacto es significativo, ya que limita la capacidad de los sistemas para suministrar energía y reduce la vida útil de los equipos. Por ello, su análisis es fundamental para evaluar y optimizar el rendimiento del sistema eléctrico.

6. Diseño Metodológico

6.1. Descripción del Tipo de Trabajo

Este trabajo consiste en un estudio técnico, orientado a evaluar y proponer mejoras de las redes de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar, con enfoque mixto, se realizan tres fases principales: primero, el registro del estado actual de la red mediante mediciones de parámetros eléctricos. Luego, se procederá al modelado y evaluación de datos recolectados, empleando herramientas de simulación y diseño como ETAP, AutoCAD y lenguaje de programación Python para diagnosticar sobrecargas, desbalances y puntos críticos en el sistema. Finalmente, se elaborará una propuesta de mejora orientada a optimizar la calidad y eficiencia energética.

6.2. Descripción del Universo de Estudio

El universo de estudio abarca las redes de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI).

6.3. Población

La población objeto de estudio está compuesta por los 19 puntos de transformación de energía, que incluyen tanto transformadores de media tensión como sus respectivos paneles principales de distribución. Estos puntos de transformación se encuentran ubicados en diversas zonas del recinto, cada uno responsable de abastecer energía a sectores específicos, como edificios académicos, administrativos y áreas comunes.

6.4. Descripción de las Fuentes de Información

- Inspección visual: Se realizarán inspecciones visuales de la infraestructura eléctrica para identificar problemas como conexiones defectuosas, equipos obsoletos o sobrecargas en los sistemas.
- Programa de Fuentes Alternas de Energía (PFAE): Este programa registra todas las actividades relacionadas con la energía y proporciona informes y análisis previos que serán útiles para comprender el panorama energético del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB).
- Mediciones Puntuales: Se realizarán mediciones puntuales en los paneles principales de los bancos

de transformadores del RUSB para obtener información detallada sobre el estado de la red de media tensión.

- Software Especializado: El estudio de la red de media tensión se modelará y analizará utilizando ETAP, un software especializado en la simulación y análisis de sistemas eléctricos.

6.5. Tipos de Información Requeridas de las Fuentes

6.5.1. Datos Mixtos

- Registros de consumo energético mensual y diario.
- Mediciones de calidad de energía, incluyendo voltaje, frecuencia y armónicos.
- Datos sobre la eficiencia y rendimiento del consumo.
- Descripción sobre la infraestructura eléctrica y su estado actual.
- Estudio de flujo de potencia.

6.6. Planificación del estudio

El proceso metodológico fue dividido en etapas clave:

- **Levantamiento de información:** Identificación de los puntos de medición y recopilación de datos históricos.
- **Diseño de muestreo:** Definición de los parámetros a medir, horarios de muestreo y equipos necesarios.
- **Análisis preliminar:** Validación inicial de los datos para identificar inconsistencias o errores.
- **Propuestas de mejora:** Generación de recomendaciones basadas en los resultados obtenidos.

6.7. Muestreo del Estudio

Debido a la complejidad del sistema y la amplia escala del trabajo realizado, se adoptó una metodología mixta para llevar a cabo los análisis. Aplicando muestreos significativos para cada punto de medición. Para garantizar la representatividad de los datos, se consideraron las actividades desarrolladas en cada punto de alimentación, clasificándolas en tres categorías principales:

Actividad	Tiempo de Muestreo
Áreas Administrativas	8 horas
Áreas de Recreación	4 horas
Laboratorios Experimentales	8 horas

Tabla 1: Clasificación de actividades y tiempos de muestreo

Estas consideraciones se definieron tomando en cuenta las horas de uso típico de cada actividad, así como los períodos de mayor demanda o "horas pico".

6.8. Procedimientos para la Recolección de la Información

- Inspección y Registro Visual: Se realizará inspecciones visuales en los puntos clave de la infraestructura, como bancos de transformadores y paneles principales, tomando nota de las condiciones físicas y documentando visualmente con fotografías cualquier anomalía.
- Revisión de Registros Históricos: se accederá a los archivos de consumo energético histórico proporcionados por la UNI y el PFAE.
- Mediciones Eléctricas: Se desplegarán los analizadores de energía en puntos estratégicos, lo cual permitirá medir variables críticas en diferentes momentos del día.
- Procesamiento de Datos con Python: Se desarrollarán códigos en Python para procesar los datos de los analizadores de red, utilizando archivos CSV.
- Revisión y Actualización de Planos en AutoCAD: Se empleará AutoCAD para revisar, actualizar y elaborar planos detallados de la infraestructura eléctrica del RUSB, así como la realización de los diagramas unifilares por cada punto de transformación.
- Simulaciones en ETAP: Se usarán los datos recolectados del RUSB para modelar los en ETAP. La simulación permitirá estudios de flujo de potencia, cortocircuito evaluando la red en diferentes escenarios.

6.9. Procesamiento de la información.

- Organización en Informes: Se generarán informes detallados de cada inspección visual y medición realizada.

- **Análisis de Datos en Python:** Los datos eléctricos medidos por los analizadores Fluke se procesarán con códigos en Python, facilitando análisis y gráficos que representen variaciones en la calidad de energía.
- **Revisión y Actualización en AutoCAD:** A partir de las inspecciones visuales y las mediciones, los planos de la infraestructura en AutoCAD se actualizarán para reflejar el estado actual.
- **Simulación y Evaluación en ETAP:** Los datos de los bancos de transformadores y paneles se ingresarán en ETAP para simular escenarios de operación, tales como flujo de potencia

6.10. Tipos de análisis que se realizarán con la información.

- **Análisis de Calidad de Energía:** Se evaluarán los datos de voltaje, armónicos y frecuencia para determinar la calidad del suministro eléctrico en los diferentes puntos de la red. Esto ayudará a identificar problemas de inestabilidad en el suministro, como fluctuaciones de voltaje o generación de armónicos
- **Análisis de Desbalance de Cargas:** Con las mediciones detalladas de cada panel principal y banco de transformadores, se analizarán los niveles de desbalance de carga entre las fases. Esto es fundamental para identificar puntos donde el consumo es desigual, generando sobrecargas que podrían reducir la vida útil de los equipos.
- **Estudio de Eficiencia Energética:** Se realizará un análisis del rendimiento de la red, considerando el consumo energético en función de la demanda real. El objetivo es detectar pérdidas o ineficiencias en la distribución de energía y proponer ajustes para optimizar el consumo.
- **Simulación de Flujo de Potencia:** A través de ETAP, se simularán escenarios de flujo de potencia para verificar la capacidad de la red en diferentes niveles de carga. Además, se evaluarán posibles fallas mediante simulaciones de cortocircuito, lo que permitirá identificar los puntos críticos donde sería necesario mejorar o reforzar la protección.
- **Análisis Comparativo y de Tendencias:** Los datos históricos y actuales se compararán para identificar patrones o tendencias de consumo que puedan revelar la evolución de la demanda energética en el recinto. Estos análisis brindan información clave para prever futuras necesidades y planificar adecuadamente el crecimiento de la red.

6.11. Procesamiento de datos a través de Python

El lenguaje de programación Python se integró en este estudio para abordar tres desafíos asociados al análisis de grandes volúmenes de datos eléctricos: la reducción de errores, la mejora en la eficiencia de procesamiento y la reducción de tiempo.

6.11.1. Procesamiento eficiente de datos

Los analizadores de red Fluke (modelos Fluke 435-II y Fluke 1735) generan archivos con miles de registros diarios por punto de medición. Para gestionar este volumen de información, Python permitió automatizar tareas como la limpieza, filtrado y organización de datos mediante bibliotecas como Pandas, optimizando el tiempo de procesamiento y reduciendo errores derivados de la manipulación manual.

6.11.2. Visualización dinámica e interactiva

A diferencia de los gráficos estáticos generados por el software Fluke PowerLog, Python facilitó la creación de gráficos interactivos utilizando bibliotecas como Plotly y Matplotlib. Estas visualizaciones, exportables a formato HTML, permiten explorar tendencias temporales como fluctuaciones de voltaje o armónicos, mediante funciones de zoom, filtros y selección de rangos, mejorando significativamente la interpretación de los resultados.

6.11.3. Cálculos personalizados de ahorro energético

Mientras el software Fluke se limita a la medición de parámetros eléctricos, Python permitió desarrollar algoritmos personalizados para estimar ahorros potenciales. Por ejemplo, se calcularon pérdidas técnicas asociadas al desbalance de cargas, empleando ecuaciones basadas en normas IEEE, e integrando variables como la resistividad y longitud de conductores y los perfiles de carga.

En resumen, Python complementó y amplió las capacidades del software Fluke, al ofrecer procesamiento masivo de datos, análisis personalizados y visualizaciones avanzadas. Su incorporación fue clave para garantizar precisión, escalabilidad y eficiencia en un sistema que involucra 19 bancos de transformadores y múltiples paneles principales.

7. Descripción del Recinto

7.1. Características Generales

El recinto se encuentra ubicado en **Av. Universitaria Casimiro Sotelo, Managua 11127**, abarcando una superficie total de aproximadamente **100895 m²**. La infraestructura está compuesta por áreas administrativas, laboratorios, zonas de recreación, y espacios de almacenamiento.

7.2. Demanda Energética

El consumo promedio mensual en el periodo 2024 del recinto asciende a **242,210 kWh**, con una demanda máxima de **306,600 kW**.

7.3. Descripción de tarifas

La universidad actualmente opera bajo una tarifa binomial T2-E, la cual se caracteriza por incluir dos componentes principales de facturación energética. Esta estructura tarifaria permite diferenciar el costo según las condiciones de consumo y demanda de la institución.

En la siguiente tabla se presentan las características de esta tarifa:

Tarifa	Horario(Horas)	Tasa(kwh/C\$)
Punta	6:00 - 22:00	10.37
Valle	22:00 - 6:00	7.18

Tabla 2: Tarifas

7.4. Distribución Energética y Flujo de Energía

La energía fluye desde la subestación **EL PERIODISTA** hacia los puntos de consumo a través de una red de circuitos **PDT3040**.

8. Infraestructura Eléctrica

8.1. Transformadores

El sistema eléctrico del recinto está compuesto por **19**, transformadores ubicados estratégicamente a lo largo del recinto. Esta disposición se puede consultar en el Cuadro 3, con una capacidad instalada total de **4450** kVA.

Punto de transformación	Cantidad	Potencia Nominal (kVA)	Descripción
BT01	3	75	Frente a oficina Piensa
BT02	3	100	Frente a Bodega Administrativa
BT03	3	100	Frente Dirección de Registro Central
BT04	3	50	Costado noroeste de registro central
BT05	3	50	Costado noroeste Food - Court
BT06	3	2x37.5, 1x50	Frente al Salón de Danza
BT07	1	75	Contiguo al Cafetín Duarte
BT08	2	25	Contiguo al Comedor estudiantil
BT09	3	50	UNI Posgrado
BT10	1	1000	Jardines ala B Edificio 01
BT11	1	750	Jardines ala A Edificio 02
BT12	3	50	Costado Este de Caja del Albert Einstein
BT13	1	300	Contiguo a Lab. Operaciones Unitarias
BT14	3	50	Bomba de Agua ERLP
BT15	3	75	Suroeste Biblioteca Esman Marín
BT16	3	50	Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroterán
BT17	2	50	Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroterán
BT18	1	50	Suroeste pabellón Albert Einstein
BT19	1	50	Suroeste pabellón Albert Einstein

Tabla 3: Distribución de Transformadores

Punto de transformación	Cantidad	Descripción
BT01	BT01.1	Telecomunicaciones - UNEN
BT02	BT02.5	Contiguo a Bodega
BT02	BT02.6	Contiguo a Bodega
BT02	BT02.7	Contiguo a Bodega
BT02	BT02.8	Contiguo a Bodega
BT03	BT03.1	Frente Dirección de Registro Central
BT04	BT04.1	Comisariato
BT04	BT04.2	Registro Académico
BT05	BT05.1	PEI
BT05	BT05.2	Pabellón DEXVI
BT05	BT05.3	Cafetín el Geguense
BT05	BT05.4	Pabellón Costado este CETAL
BT05	BT05.5	Pabellón, oficina de la Información (Archivo)
BT05	BT05.6	Pabellón de Dirección de Relaciones Internacionales
BT06	BT06.1	Cafetin Batidos y Paninis
BT06	BT06.2	Pabellón Compañía Universitaria de Danza
BT07	BT07.1	Cafetin Bar Duarte
BT07	BT07.2	Cuarto eléctrico Pabellón 11 Escaleras

Tabla 4: Distribución de Paneles De Distribución

8.2. Paneles

La instalación cuenta con múltiples paneles principales para cada punto de transformación en el Cuadro 4 se muestra parte de ellos y el resto puede ser consultado en el anexo 47 .

8.3. Topología de la Red de Media Tensión

A continuación, se presenta una parte del diagrama unifilar de la red. La configuración del sistema eléctrico corresponde a una topología radial, la cual presenta las siguientes particularidades:

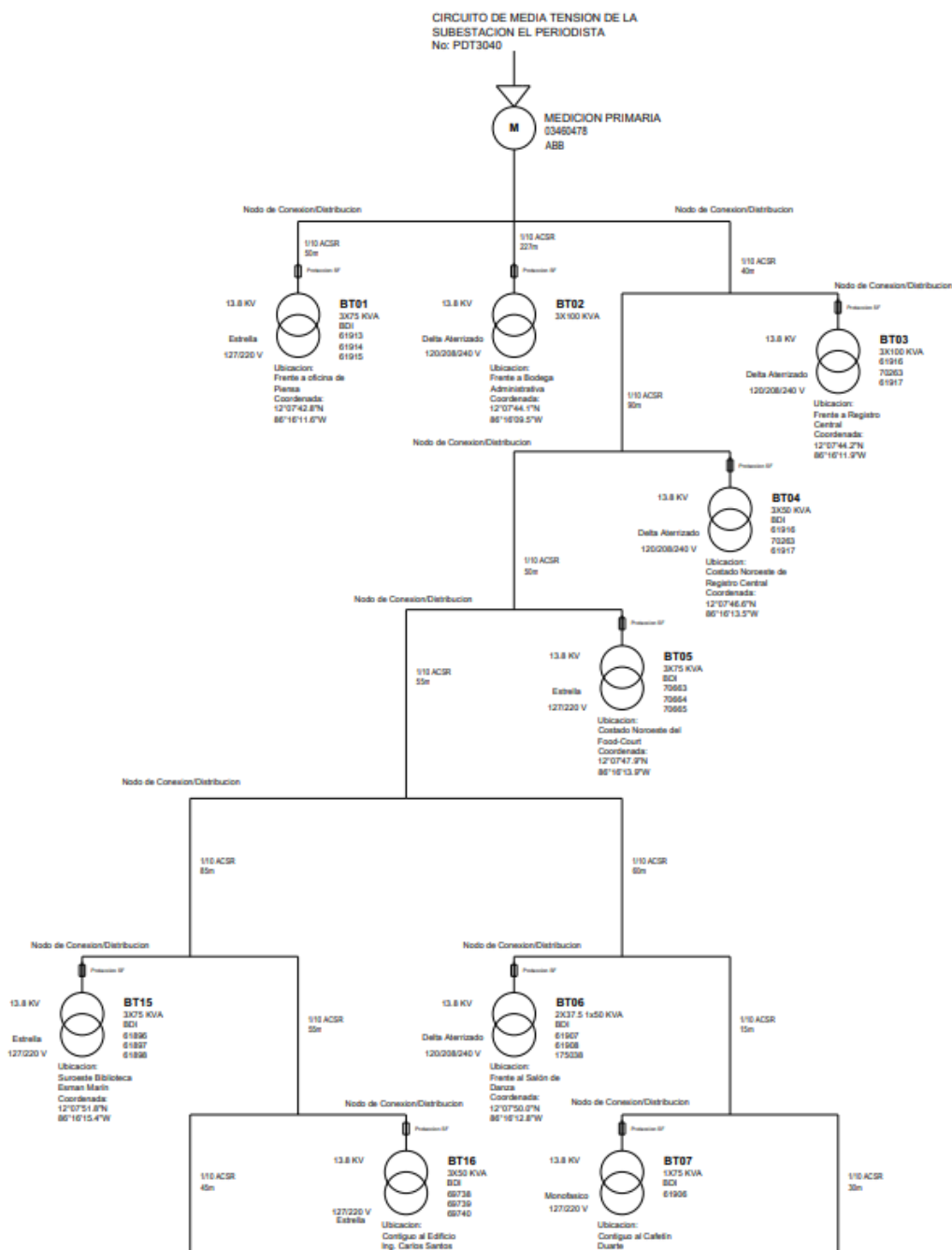


Figura 4: Diagrama unifilar del sistema eléctrico de media tensión

8.4. Distribución de Paneles en la Red Eléctrica

Se presenta un diagrama unifilar correspondiente al transformador BT02 y la distribución de sus cargas, donde se observa que sus salidas de alimentación siguen una configuración radial, sin contar con un panel central. De igual manera, se incluirá en el anexo el diagrama unifilar para cada punto de transformación.

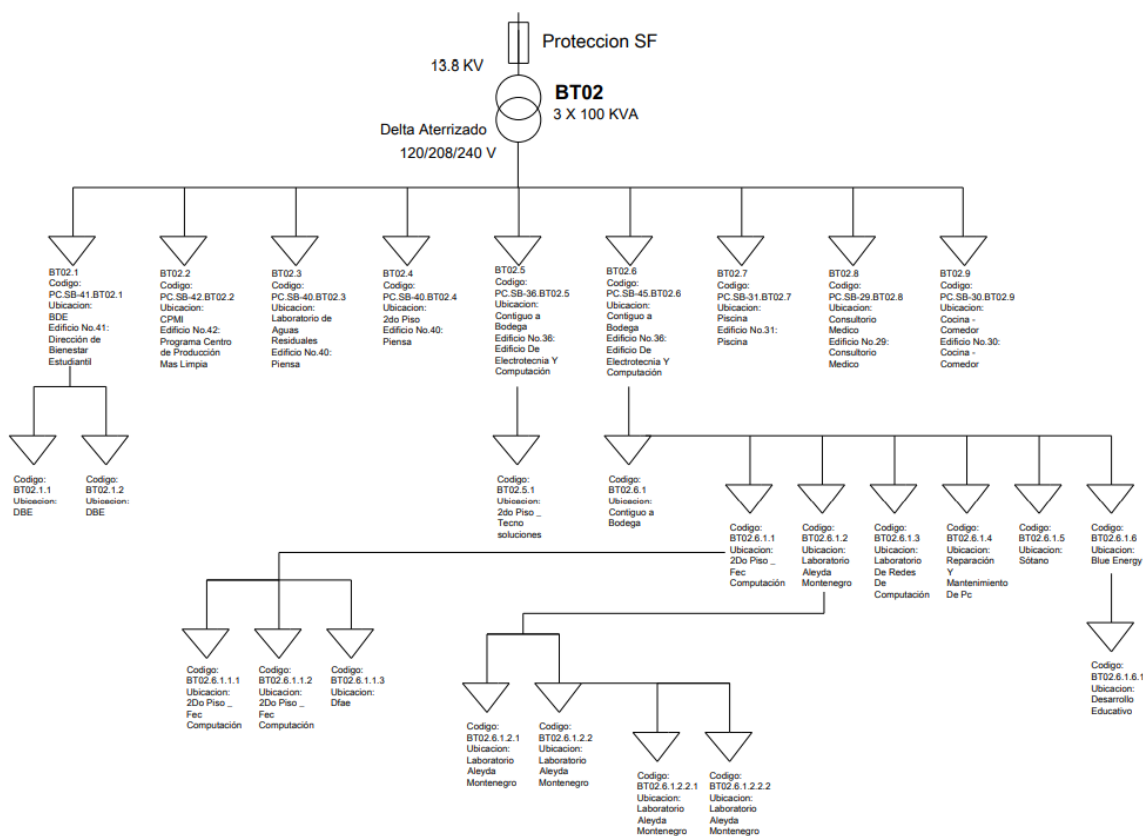


Figura 5: Diagrama unifilar del transformador BT02 y sus paneles de distribución

8.5. Cableado y Conductores

La instalación cuenta con conductores de **Aluminio** y **Cobre** calibres que varían desde **14 - 4/0 (AWG)**.

8.6. Sistemas de protección

El sistema eléctrico esta protegido principalmente por Interruptores de Caja Moldeada en cuanto al sistema de baja tensión , en media tensión la única protección que existe de estos sistemas es un fusible por cada punto de transformación.

8.7. Equipos eléctricos presentes

Entre los equipos más representativos del recinto se encuentran los equipos electrónicos, los sistemas de iluminación y los sistemas de climatización. Esta composición revela que la naturaleza de las cargas presentes es predominantemente no lineal, atribuible principalmente a la presencia de dispositivos electrónicos y luminarias LED.

9. Parámetros Medidos

Basados en los lineamientos estándar de la industria eléctrica y por facilidad de estudio se separan en 2 categorías los parámetros analizados

9.1. Parámetros de Eficiencia energética

- Voltaje (V RMS)
- Corriente (A RMS)
- Potencia Aparente (VA)
- Potencia Activa (W)
- Potencia Reactiva (VAR)
- Coseno del ángulo de desfase, $\cos(\varphi)$

9.2. Parámetros de Calidad de Energía

- Tasa de Distorsión Armónica en Voltaje (THD %)
- Tasa de Distorsión Armónica en Corriente (THD %)
- Parpadeos (Flickers)
- Frecuencia (Hz)
- Desbalance Porcentual (%)
- Factor de Potencia

10. Resultado y Análisis Eléctrico

10.1. Análisis por Banco de Transformador

10.1.1. Banco de Transformador BT01

En el **Anexo 26** se presenta la tabla con los parámetros eléctricos medidos en el Banco de Transformador BT01. Este transformador, conectado en estrella 3 x 75 kVA, presenta tensiones estables en las tres fases, promediando los 124.484 V.

Las potencias activa y aparente se encuentran acordes al consumo de la instalación, con factores de potencia promedio superiores a 0.94, lo que indica una operación eficiente. El transformador opera al 44.05 % de su capacidad nominal, lo que refleja una subutilización y deja un margen disponible del 56 %.

Cálculo del TDD en corriente: En cuanto a la calidad de energía, la distorsión armónica en corriente (THD A) presenta un valor de promedio máximo del 12 %, mientras que el **TDD estimado es de aproximadamente 5.00 %**, dentro de los límites aceptables establecidos por la norma IEEE 519. El Total Demand Distortion (TDD) se estimó con base en el promedio del THD y la relación entre la corriente promedio y la corriente máxima registrada. Para el caso de la fase con mayor distorsión:

- THD promedio : 12.068 %
- Corriente promedio: 120.344 A
- Corriente máxima: 290.523 A

$$\text{TDD} \approx 12.068 \% \times \left(\frac{120.344}{290.523} \right) = 12.068 \% \times 0.4143 = \boxed{5.00 \%}$$

Cálculo del desbalance porcentual de corriente: Las corrientes registradas presentan un desbalance moderado entre fases, el cual será cuantificado a continuación mediante el cálculo del porcentaje de desbalance. Para esta evaluación, se considerará la media geométrica de las corrientes medidas durante el período de análisis.

$$\text{Corriente L1} = 120.344 \text{ A}$$

$$\text{Corriente L2} = 105.960 \text{ A}$$

$$\text{Corriente L3} = 129.269 \text{ A}$$

Según la definición brindada por («IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality», 2019):

$$IUF = \frac{\text{Desviación Máxima de la Media}}{\text{Promedio}}$$

El promedio de las corrientes es:

$$I_{\text{prom}} = \frac{I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}}{3}$$

Sustituyendo los valores:

$$I_{\text{prom}} = \frac{120.344 + 105.960 + 129.269}{3} = \frac{355.573}{3} = 118.524 \text{ A}$$

Cálculo de las desviaciones:

Las desviaciones absolutas respecto al promedio son:

$$\Delta_{L1} = |I_{L1} - I_{\text{prom}}| = |120.344 - 118.524| = 1.820 \text{ A}$$

$$\Delta_{L2} = |I_{L2} - I_{\text{prom}}| = |105.960 - 118.524| = 12.564 \text{ A}$$

$$\Delta_{L3} = |I_{L3} - I_{\text{prom}}| = |129.269 - 118.524| = 10.745 \text{ A}$$

La desviación máxima es:

$$\Delta_{\text{max}} = \max(\Delta_{L1}, \Delta_{L2}, \Delta_{L3}) = \max(1.820, 12.564, 10.745) = 12.564 \text{ A}$$

Cálculo del IUF

Finalmente, el Índice de Desbalance de Corriente (IUF) se calcula como:

$$IUF = \frac{\Delta_{\max}}{I_{\text{prom}}} = \frac{12.564}{118.524} \approx 0.106 (10.6 \%)$$

Tanto el cálculo de desbalance porcentual como el del TDD serán extendidos de la misma manera al resto de los bancos de transformadores evaluados. Esto permitirá una evaluación homogénea del estado de carga y de la calidad de energía en toda la red del recinto universitario.



Figura 6: Banco de Transformador BT01 Frente a oficina Piensa

10.1.2. Banco de Transformador BT02

En el **Anexo 27** se presenta la tabla con los parámetros eléctricos medidos en el Banco de Transformador BT02, configurado en delta con derivación central 3 X 100 KVA. Las tensiones en cada fase son las esperadas en esta configuración con el nivel mas alto en la linea L3 promediando niveles de 216.31 V, mientras que las corrientes reflejan un desbalance significativo de 20.76 %, siendo la fase L2 la más cargada. con una demanda total de armónicos en corriente en el punto común de acoplamiento de 2.79 %.

La potencia activa presenta operan normal, y el factor de potencia es subóptimo en L3 teniendo un promedio de -0.7% , lo que sugiere una posible pérdida de eficiencia. El transformador opera al 46.29% de su capacidad total, lo que indica una subutilización, dejando un margen de carga disponible del 53.71% .



Figura 7: Banco de Transformador BT02 Frente a Bodega Administrativa

10.1.3. Banco de Transformador BT03

En el **Anexo 28** Se presenta la tabla con los parámetros eléctricos medidos en el Banco de Transformador BT03. configurado en delta aterrizada 3×100 KVA. Las mediciones revelaron un desbalance porcentual significativo de corriente de 24.25% . La potencia activa mostró una distribución irregular, con L1 presentando valores negativos de -12.24927kW , mientras que las otras dos alcanzan niveles más altos.

El factor de potencia fue crítico en L1 con promedio de -0.97 , afectando negativamente la eficiencia del sistema y un TDD en corriente de 4.08% . El banco de transformadores opera al 76.52% de su capacidad nominal de 229.56 kVA, indicando un nivel de cargabilidad eficiente y dejando un margen de carga restante del 23.48% .



Figura 8: Banco de Transformador BT03 Frente Dirección de Registro Central

10.1.4. Banco de Transformador BT04

Las mediciones de los parámetros eléctricos registradas en el Banco de Transformador BT04, presentadas en el **Anexo 29**, muestra un desbalance porcentual notable de 110.26 %, debido a que gran parte de la carga es monofásica y bifásica y al estar en conexión delta con derivación central la línea 208 V no presenta carga significativa.

Un TDD de corriente máximo de 2.89 % La potencia activa presenta variaciones entre las fases, mientras que el factor de potencia es adecuado en dos fases pero deficiente en L3 con un valor de -0.10. La carga total registrada fue de 80.01 kVA, correspondiente al 53.34 % de la capacidad nominal del transformador.



Figura 9: Banco de Transformador BT04 Costado Noroeste de Registro Central

10.1.5. Banco de Transformador BT05

Los parámetros eléctricos medidos en el Banco de Transformador BT05, detallados en el **Anexo 30**, muestran un desbalance significativo de 99 % debido a que todos los paneles principales solo tienen carga bifásica, la línea L3 carece de carga registrando promedio de 0.04 A. Las tensiones de las fases permanecen dentro de los valores esperados del banco conectado en estrella con niveles de tensión máximos de 125.65 V, con un TDD en corriente máximo de 2.73 %.

La potencia activa máxima registrada indicó una utilización desigual entre las fases. El factor de potencia es adecuado en dos de ellas, pero en la tercera se observan problemas que afectan la eficiencia operativa de dicha fase mostrando valores de -0.77. El transformador registró una carga del 80.81 % de su capacidad nominal, clasificándose como cargado.



Figura 10: Banco de Transformador BT05 Costado noroeste Food - Court

10.1.6. Banco de Transformador BT06

Las mediciones realizadas en el Banco de Transformador BT06, presentadas en el **Anexo 31**, indican variaciones notables en los parámetros eléctricos. Las tensiones de las fases se mantienen dentro de los rangos esperados con valores promedios de 124.72 V. La distribución de la corriente es desigual alcanzando un desbalance porcentual de 37.03 %, Se calcula TDD en corriente máximo de 2.67 %.

La potencia activa y reactiva reflejan una mayor demanda en las fases L1 y L3, lo que confirma una carga desbalanceada. El factor de potencia muestra un rendimiento deficiente en L2 con valores promedios de 0.583, sugiriendo la necesidad de mejorar la eficiencia operativa en esa fase. El banco de transformadores operó a un 54.14 % de su capacidad.



Figura 11: Banco de Transformador BT06 Frente al Salón de Danza

10.1.7. Banco de Transformador BT07

Las mediciones realizadas en el Banco de Transformador BT07, presentadas en el **Anexo 32**, muestran algunas variaciones en los parámetros eléctricos. El voltaje se mantiene dentro de los rangos esperados, pero la corriente refleja un desbalance de 27.00 %. La potencia activa indica una carga mayor en la fase L2 con un valor de 6.51 kW.

El factor de potencia es adecuado oscilando entre 0.94 - 0.98, el TDD en corriente llega a un 3.00 % y El banco de transformadores operó al 84.55 % de su capacidad, lo que lo clasifica como cargado.



Figura 12: Banco de Transformador BT07 Contiguo al Cafetin Duarte

10.1.8. Banco de Transformador BT08

Las mediciones realizadas en el Banco de Transformador BT08, presentadas en el **Anexo 33**, muestran un voltaje estable en las fases L1N y L2N, lo que indica un suministro adecuado de energía. Las corrientes en ambas fases presentan una ligera diferencia, pero no es significativo dado a su bajo consumo para L1 13 A y L2 10A.

La potencia activa en la fase L1N muestra valores negativos, lo que indica un posible flujo inverso de energía por falta de carga. El factor de potencia es bajo en L1N, mientras que es adecuado en L2N, lo que señala un posible problema de eficiencia en una de las fases.

El banco de transformadores está operando a solo un 6 % de su capacidad total, lo que indica que la carga es baja.



Figura 13: Banco de Transformador BT08 Contiguo al Comedor estudiantil

10.1.9. Banco de Transformador BT09

De acuerdo con las mediciones realizadas, presentadas en el **Anexo 34**, el Banco de Transformador BT09 muestra tensiones promedio similares en las tres fases. Sin embargo, se detectaron fluctuaciones en L1 y L2 de 6.34 % pero en un lapso de tiempo. La corriente refleja un desbalance porcentual de 6.66 %, con un pico significativo en L1 de 380 A.

La potencia activa registra variaciones entre las fases, destacándose un pico elevado en L1. La potencia reactiva muestra valores altos en L2, lo cual sugiere una carga inductiva.

El factor de potencia promedio es adecuado, la distorsión armónica es considerablemente (THD A) alta en L3 de 14.05 %, pero el TDD en corriente máximo es de 5.45 %. El banco de transformadores opera al 68.90 % de su capacidad nominal.



Figura 14: Banco de Transformador BT09 UNI Posgrado

10.1.10. Banco de Transformador BT10

Las mediciones obtenidas, detalladas en el **Anexo 35**, revelan que las tensiones promedio entre las fases son consistentes a niveles de 288.01 V, aunque presentan ligeras fluctuaciones. Por otro lado, las corrientes muestran un ligero desbalance de 15.12%, con un pico elevado en la fase L3 de 157.6 A, lo que indica una distribución desigual de la carga, un TDD en corriente máximo de 3.85%. El transformador opera con una carga de 108 kVA, equivalente al **10.8 %** de su capacidad nominal de 1000 kVA.



Figura 15: Banco de Transformador BT10 Jardines ala B Edificio 01

10.1.11. Banco de Transformador BT11

De acuerdo con las mediciones documentadas en el **Anexo 36**, las tensiones promedio entre las fases se mantienen dentro de rangos aceptables, con ligeras variaciones que podrían estar relacionadas con desbalances en la carga, las corrientes presentan un desbalance marcado de 32.69 %, destacando la fase L3 con un promedio de 74.32 A en comparación con los 40.68 A registrados en la fase L2.

En cuanto a la potencia activa y reactiva, ambas muestran diferencias significativas, siendo la fase L3N la que reporta los valores más altos en ambas categorías, el TDD en corriente es de 2.86 %.

El transformador se encuentra operando a 105.90 kVA, lo que representa el **14.12 %** de su capacidad nominal de 750 kVA.



Figura 16: Banco de Transformador BT11 Jardines ala A Edificio 01

10.1.12. Banco de Transformador BT12

El estudio de las mediciones recopiladas en el **Anexo 37** evidencia variaciones considerables en los parámetros eléctricos. Las tensiones presentan caídas destacables, particularmente en L1N, que alcanzó un mínimo de 36.92 V, lo cual podría representar un riesgo para el funcionamiento de los equipos conectados.

Las corrientes también muestran un desbalance significativo, con L1 registrando el promedio más alto 91.72 A y L2 el más bajo 67.13 A con un desbalance porcentual de 10.33 %. En términos de potencia activa, se encuentra operando de una manera estable con pequeñas variaciones producto del desbalance de las carga. La potencia reactiva exhibe comportamientos mixtos, pasando de inductivos a capacitivos, con un promedio negativo notable en L3N -579.43 VAR.

La distorsión armónica es elevada en L2, alcanzando un máximo de 19.03 %. pero el TDD en corriente es de 3.77 % Finalmente, la carga del transformador opera al **41.88 %** de su capacidad nominal, lo que refleja un uso moderado del equipo.



Figura 17: Banco de Transformador BT12 Costado Este de Caja del Albert Einstein

10.1.13. Banco de Transformador BT13

Los datos recopilados del Banco de Transformador BT13, como se detallan en el **Anexo 38**, muestran tensiones estables en general, aunque con ligeras variaciones en la fase L3N alcanzando como nivel maximo 126.62 V.

Las mediciones de corrientes revelan un desbalance significativo, siendo L3 la fase más cargada con 44.6 A y L2 la menos utilizada con 2.4 A, lo que refleja una distribución desigual de la carga y un desbalance porcentual de 88.27%. En cuanto a potencia activa y aparente, L3N presenta los valores más altos, mientras que L2N destaca por los valores más bajos .

El factor de potencia se mantiene eficiente en L3N, pero es bajo en L1N y L2N. La distorsión armónica total es alta en L2 de 13.96 %, y el TDD en corriente es de 6.35 %. Por último, el transformador opera al **3.71 %** de su capacidad nominal, mostrando un nivel de utilización extremadamente bajo.



Figura 18: Banco de Transformador BT13 Contiguo a Lab. Operaciones Unitarias

10.1.14. Banco de Transformador BT14

Los datos recopilados del Banco de Transformador BT14, como se detallan en el **Anexo 39**, indican que las tensiones en las fases L1N, L2N y L3N son estables. Sin embargo, las corrientes muestran valores bajos en general, con un porcentaje de desbalance de 3.53 % y con un consumo máximo de 35.7 A .

La potencia activa refleja un bajo aprovechamiento de la capacidad instalada, mientras que la potencia reactiva señala una alta demanda reactiva, particularmente en L2N. Asimismo, la potencia aparente presenta fluctuaciones significativas entre las fases.

El factor de potencia es bajo en todas las fases, debido a que la bomba no siempre está en operación. Con un TDD en corriente de 1.48 %.



Figura 19: Banco de Transformador BT14 Bomba de Agua ERLP

10.1.15. Banco de Transformador BT15

El Banco de Transformador BT15, cuyos datos se detallan en el **Anexo 40**, presenta tensiones que se mantienen estables en general, con pequeñas variaciones detectadas en la fase L3N. En cuanto a las corrientes, se evidencia un desbalance entre las fases, siendo L3 la que muestra mayor variabilidad, con un porcentaje de desbalance de 51.06 % un consumo máximo de 323.1 A mientras que el máximo de L2 fue de 252.5 A y el de L1 112.2 A.

La potencia activa resalta en la fase L3N debido a su alta carga, mientras que la potencia reactiva exhibe fluctuaciones significativas, particularmente en L2N. De forma similar, la potencia aparente es mayor en L3N, lo que indica una distribución desigual de la energía entre las fases. El TDD en corriente es de 8.00 %.

El factor de potencia varía entre las fases, reflejando un desempeño menos eficiente en L2N con un valor de 0.82. El transformador tiene una cargabilidad de 58.4 %.



Figura 20: Banco de Transformador BT15 Suroeste Biblioteca Esman Marín

10.1.16. Banco de Transformador BT16

Al evaluar el Banco de Transformador BT16, se destaca la estabilidad en los valores de tensión entre las fases, con diferencias mínimas observadas donde el máximo fue de 124.94 V. Según los datos presentados en el **Anexo 41**, el desbalance de corriente es evidente, con la fase L1 mostrando un consumo mayor de 302.9 A en comparación con las otras fases alcanzando valores de L2 239.3 A y L3 152.6 A resultando en un desbalance porcentual de 21.91 %.

En términos de potencia, la activa refleja una distribución desigual entre las fases, mientras que la reactiva muestra una carga inductiva predominante en L2. La potencia aparente sigue una tendencia similar, siendo L1 la más demandada.

El análisis del factor de potencia revela un comportamiento eficiente en L1 y L3, mientras que en L2 se observa un desempeño de 0.883. El TDD en corriente es de 5.82 % y la carga del transformador es de 58.5 %.



Figura 21: Banco de Transformador BT16 Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroteran

10.1.17. Banco de Transformador BT17

En el Banco de Transformador BT17 se registraron fluctuaciones en la tensión, evidenciándose el fenómeno de flicker debido a los cambios en el voltaje al iniciar los aires acondicionados de manera constante. Se identifica un desbalance que afecta la distribución de la carga. Los datos recopilados en el **Anexo 42** muestran que la corriente experimenta un desbalance considerable, con una mayor demanda en la fase L2 199.132 A y un porcentaje de desbalance de 21.28 % .

En términos de potencia, tanto la activa como la reactiva exhiben desbalances significativos, siendo L2 la fase con mayores valores registrados. Este comportamiento también se refleja en la potencia aparente, lo que confirma un patrón de mayor consumo en dicha fase.

El análisis del factor de potencia indica un desempeño aceptable en promedio, aunque L1 presenta un comportamiento menos eficiente de 0.884. El porcentaje de TDD en corriente es de 2.40 % y la carga del transformador es de 55.1 %.



Figura 22: Banco de Transformador BT17 Contiguo al Edificio Ing. Carlos Santos Berroteran

10.1.18. Banco de Transformador BT18

El comportamiento del Banco de Transformador BT18 muestra tensiones dentro de un rango adecuado, con una ligera diferencia entre las fases que indica un pequeño desbalance en la distribución de la carga. Según los datos presentados en el **Anexo 43**, se observa un desbalance de corriente, con L2 mostrando una mayor demanda de 203.727 A, alcanzando un porcentaje de desbalance de 3.01 %.

En términos de potencia activa y reactiva, L2 también se destaca como la fase con mayor consumo. La potencia aparente sigue el mismo patrón, con L2 alcanzando los valores más altos. Aunque el factor de potencia promedio es aceptable, L1 muestra valores más bajos en comparación con L2. Un TDD en corriente de 1.66 % y una carga para el transformador de 95.2 %.



Figura 23: Banco de Transformador BT18 Suroeste pabellón Albert Einstein

10.1.19. Banco de Transformador BT19

El análisis del Banco de Transformador BT19 revela que las tensiones se encuentran dentro de un rango adecuado, aunque con una ligera diferencia entre las fases variando por 1 V. De acuerdo con los datos presentados en el **Anexo 44**, se observa un desbalance significativo de corriente, alcanzando un 15.34 %, lo que indica una distribución desigual de la carga.

En cuanto a la potencia activa y aparente, ambas superan la capacidad nominal del transformador, lo que podría generar riesgos de sobrecalentamiento y sobrecarga. El factor de potencia es adecuado promediando 0.95. El TDD en corriente es de 2.72 %, la carga del transformador alcanza porcentajes de 100 %.



Figura 24: Banco de Transformador BT19 Suroeste pabellón Albert Einstein

10.2. Análisis por Panel de Distribución

Se tomará como caso base el análisis del panel de distribución BT02.6, ubicado contiguo a la bodega. A partir de este ejemplo, se aplicará la misma metodología a todos los centros de carga monitoreados. Los resultados obtenidos se resumen en la **Tabla 10**, donde se presenta el cumplimiento de los principales parámetros normativos por cada panel principal.

Cabe destacar que los análisis detallados de cada medición se encuentran disponibles en el Anexo 22.2 **Informes de calidad de energía**, donde se puede consultar el documento completo con los 43 informes técnicos.

10.2.1. Análisis de Tensión

Los voltajes de fase a neutro presentan los siguientes máximos: 123.873 V en L1N, 216.436 V en L2N y 123.9 V en L3N. Estas cifras están dentro de un rango aceptable para la configuración del sistema aterrizado, lo que sugiere un sistema bien regulado en términos de tensión.

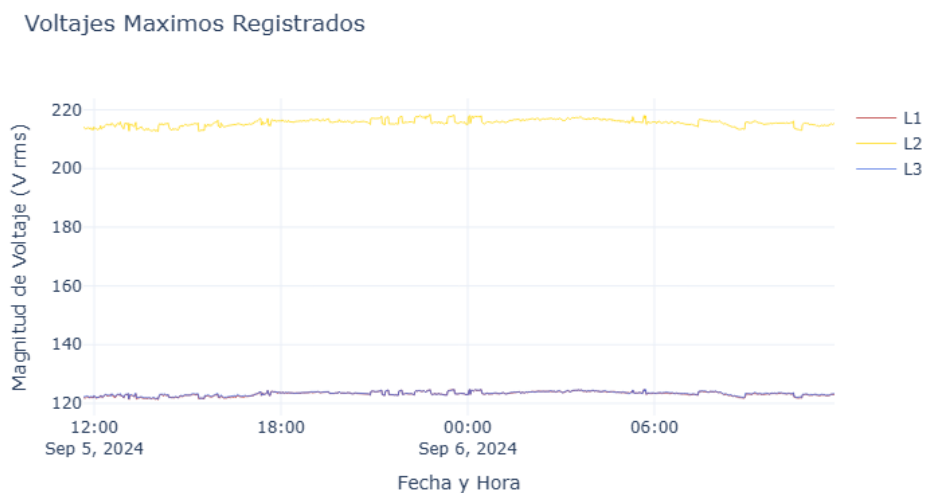


Figura 25: Gráfico de tensiones con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.2. Análisis de Corriente

Las corrientes máximas registradas fueron de 111.805 A en L1, 29.414 A en L2 y 111.232 A en L3, lo que representa un desbalance del 69.51 %. Este desequilibrio se debe a la configuración delta aterrizado del sistema, en la cual la línea de 208 V permanece prácticamente sin carga debido a la naturaleza de las cargas presentes en el recinto. Esta condición provoca una distribución desigual de corriente, lo que puede generar sobrecalentamiento en las fases más cargadas (L1 y L3), disminuir la eficiencia operativa del sistema y reducir la vida útil de los equipos eléctricos conectados.

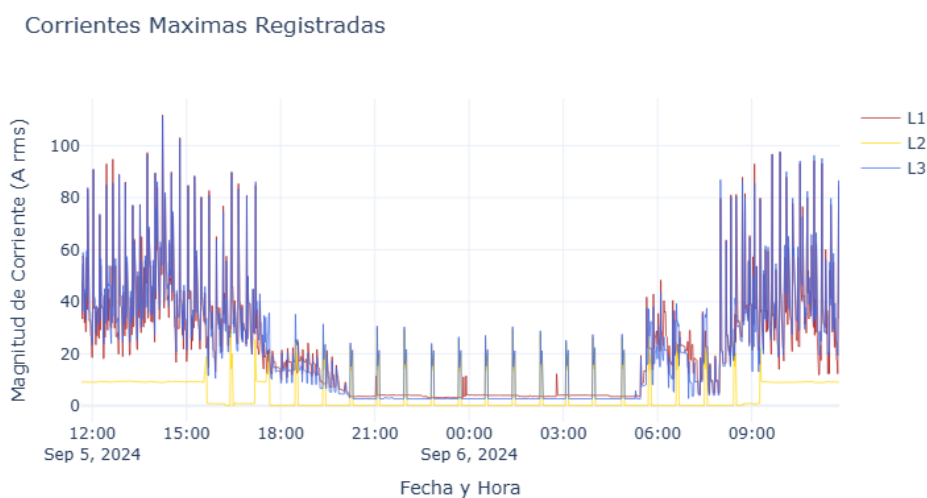


Figura 26: Gráfico de corriente con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.3. Análisis de Frecuencia

Durante el período de medición, se observa que la frecuencia del sistema, que normalmente debería mantenerse en 60 Hz, presenta caídas puntuales hasta aproximadamente 59 Hz. Aunque de corta duración, estas variaciones reflejan una inestabilidad en el suministro eléctrico. Una disminución repentina de la frecuencia suele ser indicativa de un desequilibrio entre la generación y la demanda, generalmente provocado por una falla en la generación. Si bien eventos aislados y breves no representan un problema grave, su recurrencia podría comprometer la estabilidad del sistema.

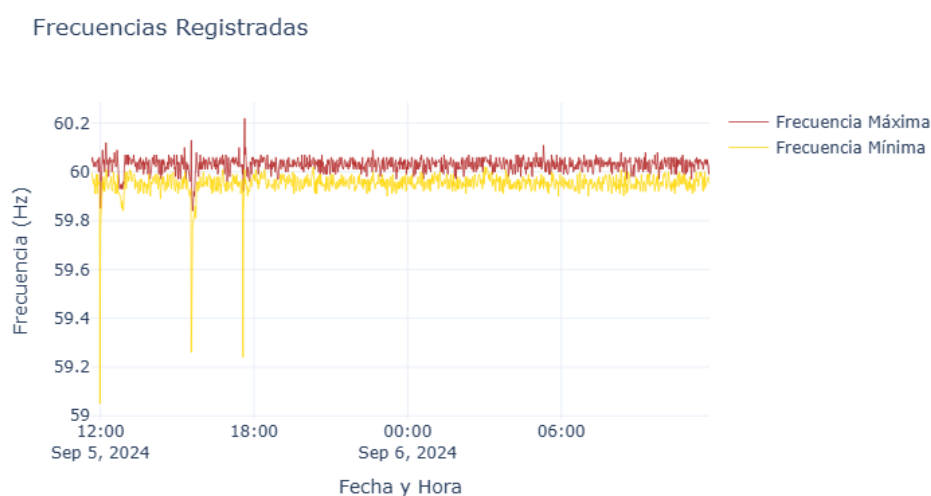


Figura 27: Gráfico de frecuencia con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.4. Análisis de Potencia Activa

Los valores máximos de potencia activa alcanzaron 11,660.728 W en L1N, 3,220.364 W en L2N y 12,132.0 W en L3N. La demanda energética más alta en L1N y L3N, comparada con L2N, contribuye al desbalance general del sistema, incrementando las pérdidas energéticas y reduciendo la eficiencia.

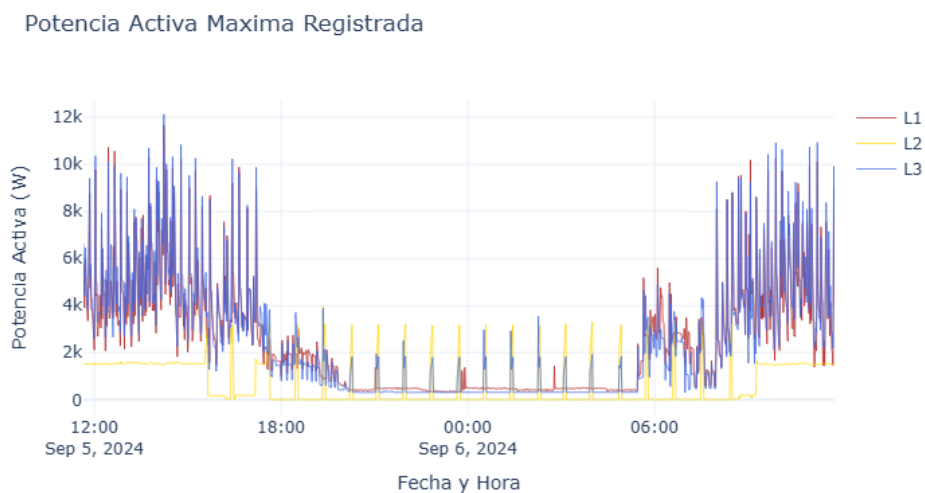


Figura 28: Gráfico de potencia activa con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.5. Análisis de Potencia Reactiva

Los valores máximos de potencia reactiva fueron de 7,802.182 VAR en L1N, 5,858.182 VAR en L2N y 7,406.182 VAR en L3N. La demanda de potencia reactiva refleja un desbalance alineado con los demás parámetros, lo que podría afectar el factor de potencia. La Fig 29 ilustra la potencia reactiva por fase, permitiendo un análisis visual que respalda esta observación.

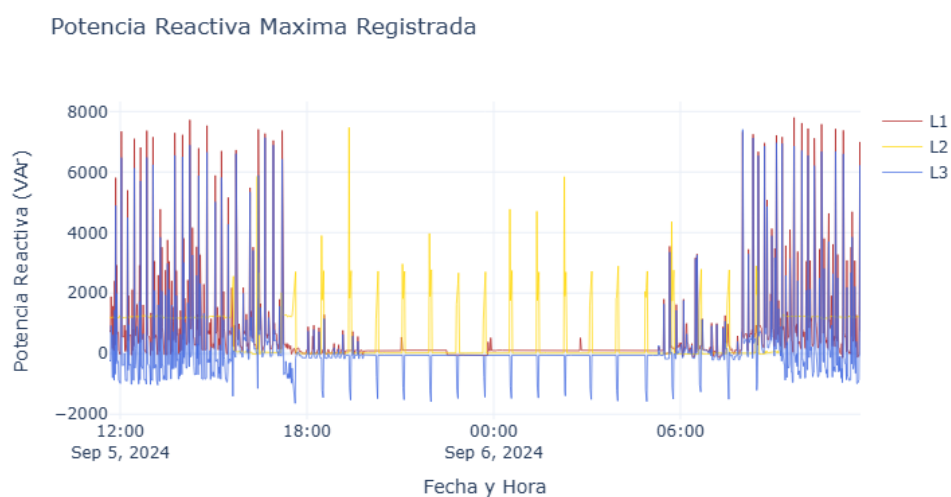


Figura 29: Gráfico de potencia reactiva con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.6. Análisis de Potencia Aparente

Los valores máximos de potencia aparente fueron de 13,608.0 VA en L1N, 6,293.455 VA en L2N y 13,565.454 VA en L3N. Esta distribución refuerza la presencia de un desbalance significativo, con L1N y L3N soportando cargas más elevadas.

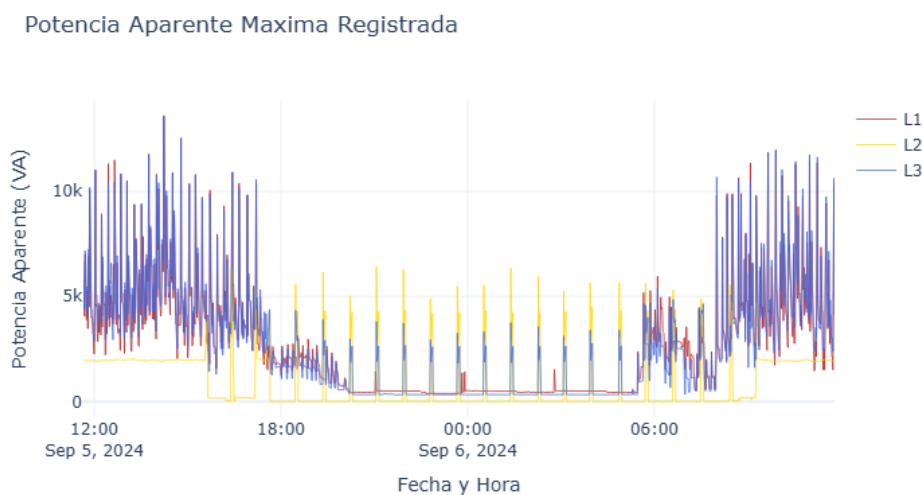


Figura 30: Gráfico de potencia aparente con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.2.7. Análisis de Factor de Potencia

El factor de potencia máximo alcanzó 1.0 en las tres fases, pero los promedios indican un rendimiento de 0.964 en L1N, 0.829 en L2N y 0.964 en L3N. Reflejando Un bajo factor de potencia en L2N.

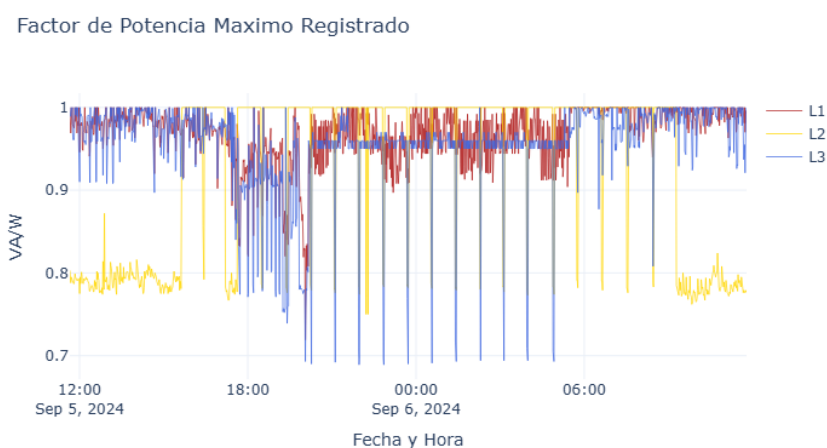


Figura 31: Gráfico de Factor de potencia con respecto al tiempo del Panel BT02.6 del Banco de Transformador BT02

10.3. Análisis Global

10.3.1. Voltajes y Conexiones en los bancos de transformadores

En la instalación eléctrica del recinto, los voltajes registrados fueron relativamente estables en la mayoría de los puntos medidos. El sistema opera con tres tipos principales de conexiones en el secundario de los transformadores, cuyos detalles se presentan en la **Tabla 5**. Estos valores cumplen con los estándares establecidos.

En cuanto a las configuraciones de conexión de los transformadores, se identificaron varias tipologías en el secundario, esenciales para analizar la distribución de cargas y el comportamiento eléctrico del sistema. Estas configuraciones, descritas en la **Tabla 7**, incluyen conexiones tipo estrella, delta aterrizada, monofásica y en paralelo, lo que evidencia la diversidad estructural en la red de distribución del recinto. Esta variedad refleja las necesidades específicas de cada punto de suministro y su impacto en la distribución de energía.

Conexión	Voltajes
Delta aterrizada	240/208/120
Estrella (Y)	220/127
Estrella (Y)	480/277

Tabla 5: Voltajes en las conexiones del recinto

Banco	Conexión
BT01	Estrella
BT02	Delta Aterrizada
BT03	Delta Aterrizada
BT04	Delta Aterrizada
BT05	Estrella
BT06	Delta Aterrizada
BT07	Monofásico
BT08	Paralelo
BT09	Estrella
BT10	Estrella
BT11	Estrella
BT12	Estrella
BT13	Estrella
BT14	Delta Aterrizada
BT15	Estrella
BT16	Estrella
BT17	Paralelo
BT18	Monofásico
BT19	Monofásico

Tabla 7: Configuraciones de conexión de los bancos de transformadores

10.3.2. Potencia Aparente (VA)

La potencia aparente, que representa la demanda total del sistema hacia la distribuidora de energía, se mantiene en un estado normal de operación y resulta ser bastante coherente con los consumos eléctricos observados en el recinto. Durante el período de medición, la potencia aparente refleja un comportamiento estable y proporcional a las cargas conectadas, sin mostrar fluctuaciones extremas o anomalías que puedan indicar problemas graves en el suministro de energía.

10.3.3. Potencia Reactiva (VAR)

La potencia reactiva en general es baja a lo largo del recinto, lo cual indica que no existen cargas inductivas significativas que puedan incrementar este valor de manera considerable. El sistema se encuentra operando dentro de los parámetros normales en cuanto a potencia reactiva,

10.3.4. Potencia Activa (W)

La potencia activa se mantiene relativamente estable y se comporta de manera similar a la potencia aparente, lo cual es un indicio positivo de que el sistema no presenta problemas relacionados con las reactancias o componentes reactivos.

10.3.5. Coseno del ángulo de desfase, $\cos(\varphi)$

El ángulo de desfase en el recinto presenta variabilidad a lo largo de la instalación. En los puntos de bajo consumo, los valores de $\cos(\varphi)$ son mínimos, lo que indica un bajo nivel de corriente reactiva en esas áreas. Sin embargo, en los puntos de alto consumo, el valor de $\cos(\varphi)$ se mantiene estable y cercano a la unidad, lo cual es un indicador positivo. Este comportamiento sugiere que, en general, la instalación no experimenta problemas significativos de cargas reactivas, ya que la potencia activa y reactiva están equilibradas en los puntos de mayor demanda.

10.3.6. Tasa de Distorsión Armónica en Voltaje (THD %)

La tasa de distorsión armónica en voltaje (THD) se encuentra en niveles cercanos a cero en la mayoría de la instalación. Esto sugiere que, en términos generales, la señal de voltaje mantiene una forma cercana a la onda senoidal esperada, sin presentar distorsiones significativas.

10.3.7. Tasa de Distorsión Armónica en Corriente (THD %)

La tasa de distorsión armónica en corriente (THD) es considerablemente alta en toda la instalación. Esto indica la presencia de cargas no lineales, como equipos de potencia variable, fuentes de alimentación conmutadas y otros dispositivos electrónicos que alteran la forma de onda de corriente. Aunque la Tasa de distorsión armónica en corriente este presente en grandes porcentajes, esta no afecta al sistema debido al sobre dimensionamiento de los transformadores, esto se hace evidente cuando se compara dentro del mismo sistema las tasas de distorsión armónica en corriente y en voltaje, deberian ser proporcionales, sin embargo la tasa de distorsión en voltaje es casi siempre cercana a cero.

10.3.8. Parpadeos (Flickers)

Los parpadeos, o flickers, están presentes en ciertas áreas de la instalación, particularmente en aquellas donde la carga está compuesta por equipos como aires acondicionados y otros dispositivos que generan picos de corriente al iniciar su funcionamiento. Según lo establecido en la norma IEC 61000-4-15, una variación transiente igual o superior al 0.25 % puede afectar el desempeño de los sistemas de iluminación, provocando fenómenos perceptibles como el flicker.

10.3.9. Frecuencia (Hz)

La frecuencia se mantiene estable a lo largo de la instalación, lo que indica que el sistema eléctrico está funcionando dentro de los parámetros normales en cuanto a la variación de frecuencia. La estabilidad de la frecuencia es crucial para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos y evitar daños o fallos debido a fluctuaciones.

10.3.10. Desbalance porcentual (%)

El desbalance porcentual en la instalación es alto y constante a lo largo del recinto. Este desbalance puede generar una distribución desigual de la carga entre las fases, lo que podría ocasionar sobrecargas, caídas de tensión y un funcionamiento ineficiente de los equipos. Un índice de desbalance porcentual; alto también puede acortar la vida útil de los transformadores y otros componentes eléctricos, además de generar mayores pérdidas de energía. Es recomendable tomar medidas correctivas, como redistribuir las cargas de manera más equilibrada entre las fases y aplicar dispositivos de compensación de desbalance para mejorar la eficiencia del sistema.

11. Cumplimiento con Regulaciones

11.1. Caso base Banco de transformador BT01

En este apartado, se realizará una evaluación detallada del cumplimiento de las normativas aplicables a los parámetros eléctricos registrados durante la medición del Banco de Transformador BT01. El análisis se fundamentará en los datos presentados en el **Anexo 26**, que incluyen un resumen de los parámetros medidos. A través de este análisis, se verificará si los resultados obtenidos cumplen con las normativas vigentes, utilizando los modelos de referencia descritos en el apartado de marco teórico.

11.1.1. Frecuencia

La frecuencia se mantiene estable en 60 Hz.

11.1.2. Voltaje

Las variaciones de voltaje no superan el 10. %

11.1.3. $\cos(\varphi)$

El $\cos(\varphi)$ es próximo a la unidad.

11.1.4. Desbalance de corriente

El desbalance porcentual de corriente en cada punto de transformación ha sido calculado previamente en el apartado de Análisis por Punto de Transformación, utilizando el método de desbalance porcentual según la normativa IEEE. Para este BT01 el resultado fue de 10.6 %.

11.1.5. Distorsión Armónica

11.1.6. Distorsión Armónica en Voltajes

La tasa de distorsión armónica en los voltajes no es representativa puesto que se encuentra cercana a cero.

11.1.7. Distorsión Armónica en Corrientes

En cuanto a la tasa de distorsión en corriente, se procederá a realizar los cálculos correspondientes. Dado que la placa característica del transformador resulta ilegible, se adopta un valor promedio utilizado en la industria para tres transformadores de 75 kVA. Específicamente, se considera un valor de impedancia en porcentaje del 5 %.

La impedancia del transformador se calcula de la siguiente manera:

$$Z = \frac{V_{L-L}^2}{S \cdot 1000} \cdot \frac{Z \%}{100}$$

$$Z = \frac{208^2}{75 \cdot 3 \cdot 1000} \cdot \frac{5}{100}$$

$$Z = 0.192 \cdot 0.05$$

$$Z = 0.009614\Omega$$

La corriente de cortocircuito se determina como:

$$I_{sc} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

$$I_{sc} = \frac{208}{\sqrt{3} \cdot 0.016}$$

$$I_{sc} = 13,000 \text{ A}$$

La corriente de consumo máximo promedio es:

$$I_L = 354 \text{ A}$$

La relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de demanda promedio es:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{13,000}{354}$$

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = 36.72$$

De acuerdo con la tabla de la norma IEEE 519, para este caso específico, el límite de TDD es del 8 %. Es importante destacar que, aunque los niveles de THD en corriente sean elevados, el transformador sigue operando adecuadamente, ya que el valor de TDD calculado previamente en el apartado de “Análisis por Punto de Transformación” es del 5.00 %, lo cual se mantiene dentro de los límites permitidos. Además, la norma IEEE sugiere que la aplicación de los límites de distorsión solo debe considerarse en el PCC (Point of Common Coupling) y no en cada punto de distribución de energía. Para este estudio, se estableció que el PCC sea el punto de distribución de los transformadores.

11.2. Tabla de cumplimiento de normativa por punto de transformación

A continuación se presenta una tabla resumen del cumplimiento de las normativas por cada punto de transformación

Punto	IUF	THD (V)	TDD (A)	Voltaje	FP	Frecuencia
BT01	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT02	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT03	✗	✓	✓	✓	✗	✓
BT04	✗	✓	✓	✓	✗	✓
BT05	✗	✓	✓	✓	✗	✓
BT06	✗	✓	✓	✓	✗	✓
BT07	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT08	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT09	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT10	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT11	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT12	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT13	✗	✓	✓	✓	✗	✓
BT14	✓	✓	✓	✓	✗	✓
BT15	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT16	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT17	✗	✓	✓	✓	✓	✓
BT18	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BT19	✗	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 8: Cumplimiento de normativa para BT01 a BT19

11.3. Tabla de cumplimiento de normativa por paneles principales

Panel	IUF	Voltaje %	FP	Frecuencia
BT01.1	✓	✓	✓	✓
BT02.5	✗	✓	✗	✓
BT02.6	✗	✓	✗	✓
BT02.7	✗	✓	✗	✓
BT02.8	✗	✓	✗	✓
BT03.1	✗	✓	✗	✓
BT04.1	✗	✓	✗	✓
BT04.2	✗	✓	✗	✓
BT05.1	✗	✓	✗	✓
BT05.2	✓	✓	✗	✓
BT05.3	✗	✓	✗	✓
BT05.4	✗	✓	✗	✓
BT05.5	✗	✓	✗	✓
BT05.6	✗	✓	✗	✓
BT06.1	✗	✓	✗	✓
BT06.2	✗	✓	✗	✓
BT07.1	✓	✓	✗	✓
BT07.2	✗	✓	✗	✓
BT07.3	✗	✓	✓	✓
BT07.4	✓	✓	✓	✓
BT08.1	✓	✓	✗	✓
BT09.1	✗	✓	✗	✓
BT10.1	✗	✓	✗	✓
BT11.1	✗	✓	✗	✓
BT12.1	✗	✓	✗	✓
BT13.1	✗	✓	✗	✓
BT14.1	✓	✓	✗	✓
BT15.1	✗	✓	✗	✓
BT16.1	✗	✓	✗	✓
BT17.1	✗	✓	✗	✓
BT18.1	✓	✓	✗	✓
BT19.1	✗	✓	✗	✓

Tabla 10: Cumplimiento de normativa para paneles de distribución

12. Principales Hallazgos

12.1. Desbalance de Fases en todos los puntos de transformación

Se identificaron niveles significativos de desbalance de fases en todos los puntos de transformación evaluados. Este desbalance puede atribuirse principalmente a una distribución desigual de las cargas conectadas a cada fase, lo cual genera una serie de problemas en el sistema eléctrico, tales como:

- **Aumento de pérdidas en conductores y transformadores** debido a corrientes excesivas en fases específicas.
- **Reducción de la capacidad de carga** debido a que el desbalance provoca sobrecargas en ciertas fases mientras otras permanecen subutilizadas.
- **Incremento de la temperatura en los conductores y equipos** afectando su vida útil y generando riesgos de fallos eléctricos.

Este hallazgo pone de manifiesto la necesidad de implementar estrategias de balanceo de cargas y monitoreo continuo para mitigar estos efectos adversos.

12.2. Equipos de Alto Consumo

Se detectaron equipos con altos niveles de consumo energético en diversas áreas, algunos de los cuales operan de manera ineficiente debido a su antigüedad o falta de mantenimiento. Estos equipos representan una carga significativa para el sistema eléctrico y, en algunos casos, no cumplen con estándares modernos de eficiencia energética. Entre los principales hallazgos relacionados se encuentran:

- **Equipos que funcionan con bajos factores de potencia** que aumenta las pérdidas en el sistema.
- **Dispositivos sobredimensionados para su aplicación** lo que genera un consumo energético innecesario.
- **Falta de estrategias de apagado** de consumo en períodos de baja demanda.

Este hallazgo resalta la importancia de realizar auditorías energéticas periódicas y considerar la sustitución de equipos por alternativas más eficientes.

12.3. Incumplimiento de Normativa Básica de Instalaciones Eléctricas

Durante la evaluación, se detectó el incumplimiento de normativas básicas en varias instalaciones eléctricas, lo que representa un riesgo tanto para la seguridad como para el desempeño del sistema. Las deficiencias observadas incluyen:

- **Dimensionamiento inadecuado de conductores**, lo que incrementa las pérdidas por calentamiento y puede ocasionar fallos eléctricos.
- **Ausencia o selección incorrecta de protecciones eléctricas** lo que pone en riesgo los equipos y la seguridad de las personas.
- **Instalaciones improvisadas o sin seguir los estándares establecidos**, aumentando el riesgo de cortocircuitos y descargas eléctricas. Ver Figura 50 en Anexos

Este hallazgo subraya la necesidad de realizar una inspección técnica completa y garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes.

12.4. Tableros en Mal Estado

Muchos tableros eléctricos evaluados presentan un estado físico deteriorado, falta de mantenimiento preventivo o problemas de seguridad. Revisar Figura 53 en Anexos. Entre las observaciones más relevantes se encuentran:

- **Presencia de componentes oxidados o dañados** que comprometen la confiabilidad del sistema.
- **Ausencia de señalización adecuada y elementos de protección**, como tapas o barreras de seguridad.
- **Desorganización en el cableado interno**, lo que dificulta el mantenimiento y aumenta el riesgo de errores humanos.

Es fundamental implementar un programa de mantenimiento preventivo y correctivo para mejorar las

condiciones de los tableros eléctricos y garantizar su seguridad operativa.

12.5. Conexión de Transformador Poco Eficiente

Se observaron configuraciones de conexión de transformadores que no maximizan su eficiencia operativa. En algunos casos, esto se debe al uso de conexiones subóptimas o a la falta de un estudio adecuado de las cargas conectadas. Las consecuencias de estas configuraciones incluyen:

- **Incremento de las pérdidas de energía** debido a corrientes circulantes innecesarias.
- **Reducción de la capacidad real del transformador** para atender las cargas conectadas.

12.6. Clasificación del Uso de Transformadores Según Porcentaje de Carga

El análisis de los porcentajes de carga de los bancos de transformadores permite identificar su nivel de utilización y eficiencia operativa. La siguiente tabla clasifica los transformadores según su porcentaje de carga, destacando aquellos que están subutilizados (entre el **0 %** y el **75 %**) y los que operan eficientemente (entre el **75 %** y el **100 %**).

Banco de Transformador	Porcentaje de Carga (%)	Clasificación
BT01	44.05	Subutilizado
BT02	46.29	Subutilizado
BT03	76.52	Eficiente
BT04	53.34	Subutilizado
BT05	80.81	Eficiente
BT06	54.14	Subutilizado
BT07	84.55	Eficiente
BT08	6.00	Subutilizado

Banco de Transformador	Porcentaje de Carga (%)	Clasificación
BT09	68.90	Subutilizado
BT10	10.80	Subutilizado
BT11	14.12	Subutilizado
BT12	41.88	Subutilizado
BT13	3.71	Subutilizado
BT14	21.28	Subutilizado
BT15	41.55	Subutilizado
BT16	58.48	Subutilizado
BT17	44.85	Subutilizado
BT18	95.16	Eficiente
BT19	107.96	Sobrecargado

13. Identificación de Tendencias y Patrones

13.1. Desbalance de Corriente

En general, se observa un **desbalance de corriente** significativo entre las fases, de los bancos de transformadores. Este desbalance no solo afecta la eficiencia del sistema, sino que también puede reducir la vida útil de los transformadores, ya que provoca un mayor calentamiento y pérdidas adicionales.

En la siguiente gráfica se toma un ejemplo graficado de seis puntos de transformación, donde se evidencia un patrón de desbalance en corriente.

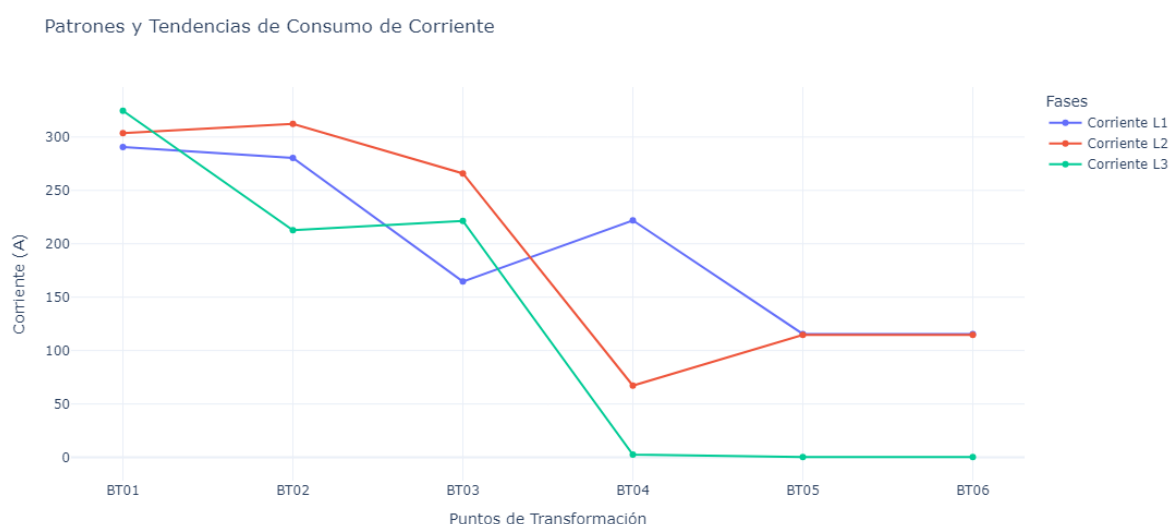


Figura 32: Patrones de consumo de corriente

13.2. Subutilización de Transformadores

En general, los valores obtenidos demuestran un patrón de carga en los transformadores que evidencia su subutilización en la mayoría de los casos. Este análisis revela que, si bien no se presentan problemas significativos de armónicos de voltaje, las pérdidas internas en los transformadores aumentan. Esto se debe a que, para operar eficientemente, los transformadores deben trabajar en un rango de carga entre el **70 %** y el **100 %** de su capacidad nominal.

En transformadores como el **BT03** y **BT07**, la carga se mantiene cerca del **80 %**, lo que indica un uso eficiente. Sin embargo, en otros casos, como **BT01** y **BT04**, las cargas se encuentran

alrededor del **50 %**, mostrando un uso subóptimo, debido a una distribución desigual de la carga en el sistema.

En la siguiente imagen, se presentan datos de nueve transformadores como ejemplo representativo de este patrón de subutilización.

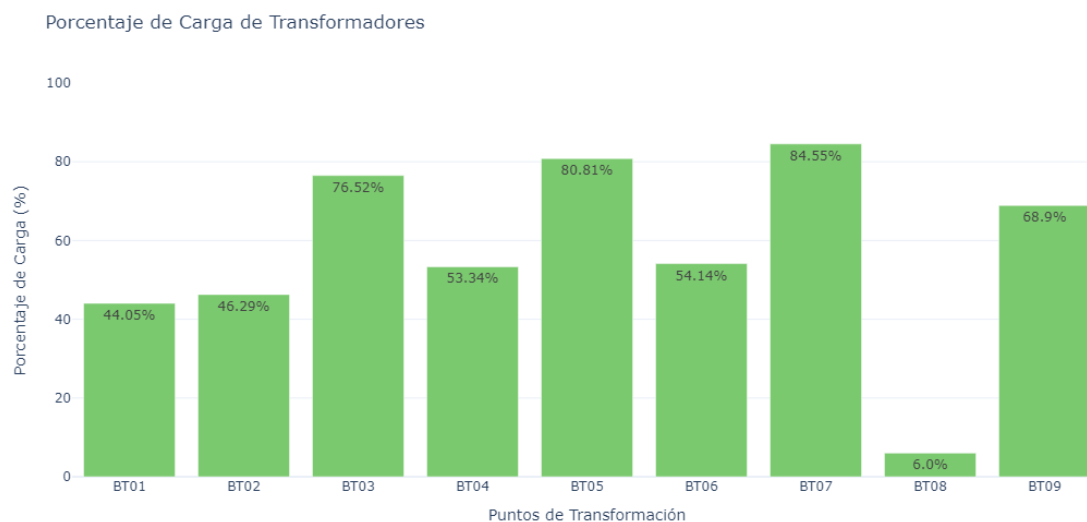


Figura 33: Patrones de subutilización de puntos de transformación

14. Ranking de Puntos Críticos

Se identificaron tres transformadores como puntos críticos debido a diversas condiciones operativas que afectan la eficiencia del sistema. A continuación, se describen los problemas observados en cada uno de estos transformadores:

14.1. Transformadores BT02 y BT03

Los transformadores **BT02** y **BT03** presentan un alto consumo energético debido a una mala centralización de las cargas. Este desajuste incrementa significativamente la demanda energética, lo que reduce la eficiencia operativa del sistema en su conjunto. Además, ambos transformadores están conectados a equipos ineficientes que elevan aún más el consumo, contribuyendo a un desbalance general en el sistema eléctrico. Este desbalance no solo afecta la eficiencia, sino que también incrementa el desgaste y el riesgo de fallos en el sistema.

14.2. Transformador BT06

El transformador **BT06** destaca por una mala configuración del banco de transformadores. Este banco está compuesto por dos transformadores de 37.5 kVA y uno de 50 kVA, lo que no cumple con las características mínimas requeridas para una conexión adecuada. La combinación inapropiada de estos transformadores, tanto en términos de su capacidad en kVA como en la relación de transformadores, genera desequilibrios significativos que afectan negativamente el rendimiento del sistema eléctrico.

Uno de los transformadores del banco, el de 50 kVA, se encuentra sobrecargado debido a esta configuración. Esta sobrecarga ha ocasionado que el transformador presente fallas recurrentes, al punto de que ya ha sufrido sobrecalentamientos severos y ha llegado a quedarse fuera de operación en varias ocasiones. Este daño se debe a que la carga no está equilibrada, lo que provoca un esfuerzo excesivo en este transformador, reduciendo su vida útil y aumentando el riesgo de fallas mayores.

15. Análisis de Consumo Eléctrico

15.1. Resumen del Consumo Actual - 2024

El sistema eléctrico del recinto se compone de 19 transformadores que distribuyen energía a diferentes áreas. Este análisis cuantifica la participación porcentual de cada transformador en el consumo total mensual, considerando el consumo facturado de septiembre 2024 (kwh/mes) como referencia.

Periodo de Medición	Energía (kWh)
Septiembre	222,600
Octubre	239,400

Tabla 12: Consumo mensual total

La energía consumida se distribuye en dos periodos tarifarios:

Periodo Horario	Horas Operativas
Punta	6:00 - 22:00
Valle	22:00 - 6:00

Tabla 13: Distribución horaria

El consumo mensual por transformador se determina mediante:

$$E_{\text{total}} = (E_{\text{punta}} + E_{\text{valle}}) \times \text{Días del mes}$$

Donde:

- E_{punta} = Consumo diario en horario punta (kWh)
- E_{valle} = Consumo diario en horario valle (kWh)

El porcentaje de participación se calcula como:

$$\%_{\text{participación}} = \left(\frac{E_{\text{transformador}}}{E_{\text{total mensual}}} \right) \times 100$$

15.1.1.1. Ejemplo de Cálculo: Transformador BT09

Parámetro	Valor
Consumo diario punta	250.00 kWh
Consumo diario valle	640.24 kWh
Días del mes	30

Tabla 14: Datos de consumo del transformador BT09

Cálculo de energía mensual:

$$E_{\text{mes}} = (250.00 + 640.24) \times 30 = 26,707.26 \text{ kWh}$$

Cálculo de participación porcentual:

$$\%_{\text{participación}} = \left(\frac{26,707.26}{222,600} \right) \times 100 = 12.01 \%$$

Este procedimiento para el cálculo del porcentaje de consumo se aplicará también a los demás puntos de transformación, tal como se muestra de forma visual en la Figura 34 y se detalla en la Tabla 15.

Participación porcentual por Transformador

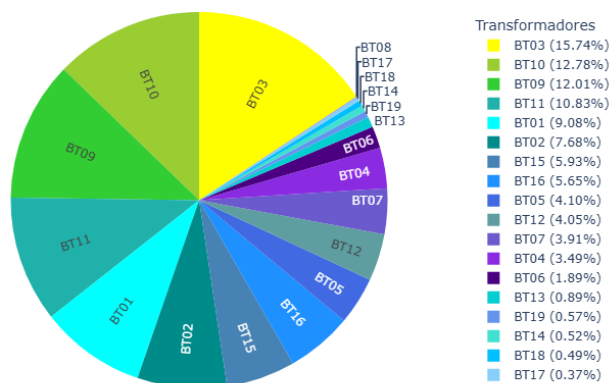


Figura 34: Porcentaje de consumo por punto de transformación

Transformador	Participación (%)
BT01	9.08
BT02	7.68
BT03	15.74
BT04	3.49
BT05	4.10
BT06	1.89
BT07	3.91
BT08	0.03
BT09	12.01
BT10	12.78
BT11	10.83
BT12	4.05
BT13	0.89
BT14	0.52
BT15	5.93
BT16	5.65
BT17	0.37
BT18	0.49
BT19	0.57

Tabla 15: Distribución porcentual del consumo energético

16. Análisis de Pérdidas

Las pérdidas en el sistema eléctrico tienen un impacto directo sobre la **eficiencia energética**, ya que incrementan la cantidad de energía que debe ser generada para satisfacer la demanda real. Estas pérdidas se manifiestan de distintas formas y afectan tanto la cantidad de energía utilizada como la calidad de la energía distribuida. A continuación, se detallan los impactos de las pérdidas técnicas y no técnicas.

16.1. Pérdidas Técnicas

Las **pérdidas técnicas** aumentan significativamente con la distancia de transmisión y cuando la carga sobre los transformadores y cables es alta. En el sistema eléctrico de la UNI, las zonas con mayor desbalance de carga tienen un impacto considerable en las pérdidas de energía, especialmente en los transformadores, donde las distribuciones desiguales de carga generan una mayor demanda de energía y pérdidas adicionales. La configuración de algunos bancos de transformadores, como la distribución radial de las cargas y la utilización de equipos ineficientes, también incrementan las pérdidas técnicas.

16.1.1. Pérdidas No Técnicas

Las **pérdidas no técnicas** incluyen pérdidas debido a fallos operativos, como el robo de energía o el uso indebido de los recursos. Estas pérdidas también pueden ser causadas por un monitoreo insuficiente, una gestión inadecuada de los recursos y errores humanos. En el caso del sistema eléctrico de la UNI, aunque el robo de energía no es una causa, la falta de optimización en la medición y control de la distribución de energía si lo es y puede contribuir a un uso ineficiente de los recursos.

16.1.2. Cálculo de Pérdidas

E.G: Análisis del Panel Principal Número Cinco Punto de Transformación Numero Dos

Tomemos como referencia el panel principal número cinco, perteneciente al segundo banco de transformadores analizado. Este panel presenta las características resumidas en el Cuadro 16:

Línea	Consumo (A)
Línea 1	56.87
Línea 2	0.1808
Línea 3	1.023

Tabla 16: Características del Panel Número Cinco

Calculando el IUF

$$I_{\text{prom}} = \frac{I_1 + I_2 + I_3}{3}$$

$$I_{\text{prom}} = \frac{56.87 + 0.1808 + 1.023}{3} = 19.35 \text{ A}$$

$$\Delta I = \text{máx}(|I_1 - I_{\text{prom}}|, |I_2 - I_{\text{prom}}|, |I_3 - I_{\text{prom}}|)$$

$$\Delta I = 37.51 \text{ A}$$

$$\text{IUF} = \frac{\Delta I}{I_{\text{prom}}} \times 100 \%$$

$$\text{IUF} = \frac{37.51}{19.35} \times 100 \% = 193 \%$$

El valor obtenido de IUF, 193 %, excede significativamente el límite recomendado por las normativas, que sugieren mantenerlo en un rango del 0 al 5 %.

Para este análisis, se considera que las pérdidas totales en el sistema son la suma de las pérdidas individuales en cada fase. Además, utilizan un conductor calibre AWG 6, esto debido a la am- pacidad mínima de la corriente que conducen, de estas se consulta la tabla de resistencias por kilóme- tro según calibres de AWG Ver Figura 83 en Anexos y se toma como distancia de referencia un kilóme- tro. Las pérdidas individuales se calculan de la siguiente manera:

$$L_1 = I_1^2 \cdot R \cdot L = (56.87)^2 \cdot 1.29 = 4172 \text{ W}$$

$$L_2 = I_2^2 \cdot R \cdot L = (0.1808)^2 \cdot 1.29 = 0.042 \text{ W}$$

$$L_3 = I_3^2 \cdot R \cdot L = (1.023)^2 \cdot 1.29 = 1.95 \text{ W}$$

$$\text{Pérdidas Totales} = L_1 + L_2 + L_3 = 4172 + 0.042 + 1.95 = 4173.92 \text{ W} \approx 4.173 \text{ kW}$$

Suponiendo un uso continuo de 12 horas diarias durante 7 días a la semana y 4 semanas al mes, y considerando una Tarifa Binomia con medición horaria estacional de 7.18 C\$/kWh, las pérdidas mensuales en córdobas son:

$$\text{Energía} = 4.173[\text{kW}] \cdot 12[\text{Horas}] \cdot 7[\text{Días}] \cdot 4[\text{Semana}]$$

$$\text{Energía} = 1402[[\text{kWM}]]$$

$$\text{Pérdidas Mensuales} = 1402[\text{kWM}] \cdot 7,18 \approx 10,066[\text{C\$}]$$

17. Análisis de Ahorro

Para evaluar el potencial ahorro energético que una reestructuración del sistema eléctrico podría representar para el recinto y sus distintas áreas, se ha desarrollado un análisis comparativo. Este análisis considera el estado actual del sistema y lo contrasta con un escenario óptimo tras implementar las mejoras propuestas.

Ahora, supongamos que las fases del sistema del ejemplo del panel principal numero cinco del punto de transformación numero dos se equilibran matemáticamente, distribuyendo las corrientes equitativamente:

$$\sum I = 56.87 + 0.1808 + 1.023 = 58.07 \text{ A}$$

$$I_1 = I_2 = \left\lfloor \frac{58.07}{3} \right\rfloor = 19 \text{ A}, \quad I_3 = 20 \text{ A}$$

Con esta distribución, las pérdidas individuales y totales se calculan así:

$$L_1 = I_1^2 \cdot R \cdot L = (19)^2 \cdot 1.29 = 465 \text{ W}$$

$$L_2 = I_2^2 \cdot R \cdot L = (19)^2 \cdot 1.29 = 465 \text{ W}$$

$$L_3 = I_3^2 \cdot R \cdot L = (20)^2 \cdot 1.29 = 516 \text{ W}$$

$$\text{Pérdidas Totales} = 2 \cdot 465 + 516 = 1446 \text{ W} \approx 1.446 \text{ kW}$$

Las pérdidas mensuales en el sistema balanceado serían:

$$\text{Energía} = 1.446[\text{kW}] \cdot 12[\text{Horas}] \cdot 7[\text{Días}] \cdot 4[\text{Semana}]$$

$$\text{Energía} = 485[[\text{kW M}]]$$

$$\text{Pérdidas Mensuales} = 485[\text{kW M}] \cdot 7,18 \approx 3,482[\text{C\$}]$$

El ahorro mensual generado por el balanceo de cargas en este panel se calcula como la diferencia entre las pérdidas mensuales del sistema desbalanceado y el balanceado:

$$\text{Ahorro} = 10,066 \text{ C\$} - 3,482 \text{ C\$}$$

$$\text{Ahorro} = 6,584 \text{ C\$}$$

Este análisis fue extendido en la medida de lo posible la institución. Los resultados globales se presentarán en las siguientes secciones.

17.1. Estimación del Ahorro de Energía

Como se ha analizado previamente, el cálculo de las pérdidas energéticas es un proceso extenso, especialmente debido a la magnitud del sistema y a las variaciones de la tarifa de la distribuidora en diferentes momentos del día. Para lograr una estimación más precisa, se desarrollaron diversos

scripts en lenguaje de programación Python algunos de estos se pueden consultar en Anexos. Estos scripts permitieron considerar parámetros críticos del sistema y generar aproximaciones monetarias más exactas.

Punto de transformación	Ahorro Anual
BT02	C\$29,909.25
BT03	C\$35,084.40
BT04	C\$89,281.17
BT05	C\$116,372.84
BT06	C\$1,437.90
BT07	C\$8,788.03
BT15	C\$31,745.86

Tabla 17: Ahorros Anuales

Podemos observar que la aproximación anual del ahorro total para la institución, al implementar el balanceo de los sistemas, sería de C\$312,617. Cabe destacar que este es un estimado cauteloso, ya que se han tomado en cuenta únicamente los parámetros más críticos identificados. En la práctica, el ahorro real podría ser incluso mayor si se consideran otros factores que no fueron incluidos en este análisis preliminar. Podemos observarlo de manera gráfica para cada punto de transformación

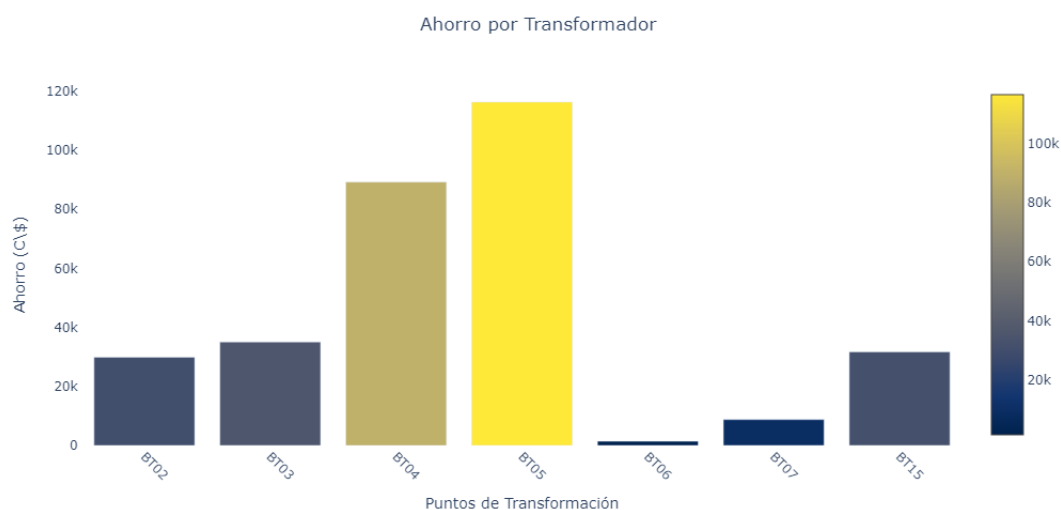


Figura 35: Representación en Gráficos de Barra

17.2. Comparación de Ahorro Energético Potencial Frente al Consumo Total

Durante el mes de septiembre, se registró un consumo total de 222,600 kWh/mes, del cual se ha identificado un potencial de ahorro de 35,647 kWh/mes. Este valor representa aproximadamente el 16 % del consumo mensual total, lo que evidencia una oportunidad significativa de mejora en la eficiencia energética del sistema.

Es importante señalar que esta estimación se ha realizado tomando como referencia el comportamiento de la carga durante el mes de septiembre y octubre. Aunque la demanda eléctrica puede variar mes a mes, este análisis se ha llevado a cabo de manera conservadora, por lo que los valores presentados representan una proyección prudente de los beneficios energéticos potenciales.

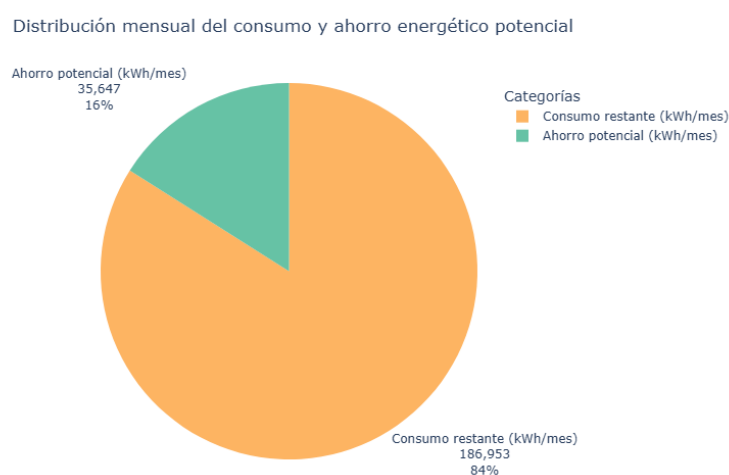


Figura 36: Ahorro energético potencial

18. Composición de la Infraestructura de Media Tensión

En la siguiente tabla se describe parte de la infraestructura de distribución de energía eléctrica de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), la cual opera a un nivel de media tensión de 13.8 kV. En esta sección se muestra el detalle de los elementos comprendidos entre el poste número 0 y el poste número 10.2, incluyendo sus principales características. El resto de la infraestructura, junto con el desglose de sus componentes, se encuentra disponible en el anexo 45.

Poste	Tipo de Poste	Configuración Estructural	Tipo de Red	Bancos de Transformación	Tipo de Cable
P0	Concreto	4 crucetas metálicas	MT Trifásica	-	ACSR
P1	Concreto	6 crucetas metálicas	MT Trifásica	-	ACSR
P2	Madera	Sin estructura	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P3	Concreto	4 crucetas metálicas	MT Trifásica	-	ACSR
P4	Concreto	1 cruceta metálica	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P5	Concreto	4 crucetas metálicas	MT Trifásica	-	ACSR
P5.1	Madera	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P6	Concreto	1 cruceta metálica	MT Trifásica	-	ACSR
P7	Concreto	1 cruceta metálica	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P7.1	Madera	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR
P7.2	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P7.3	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P7.4	Madera	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P8	Concreto	4 crucetas metálicas	MT Privada	-	ACSR
P9	Concreto	1 cruceta metálicas	MT/BT	BT04	ACSR + Cubierto Raven
P10	Concreto	2 crucetas madera	MT/BT	BT05	ACSR + Cubierto Raven
P10.1	Madera	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P10.2	Madera	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven

Tabla 18: Infraestructura eléctrica de P0 a P10.2

18.1. Análisis de la Infraestructura Eléctrica

18.1.1. Tipo de Poste:

La infraestructura eléctrica evaluada fue de 56 postes eléctricos. Existen postes de concreto 89.3 % y madera 10.7 %. Los postes de concreto de 40 pies de altura, adecuados para soportar redes de media tensión (MT) en ambientes urbanos y semiurbanos. Adicionalmente, se identificaron algunos postes de 35 pies de altura, principalmente en zonas de baja tensión (BT) como en los postes P5.1, P7.1, P7.4, P10.1 y P10.2. Esta elección resulta aceptable, considerando que las redes de BT requieren menores alturas para una adecuada instalación.

18.1.2. Configuración Estructural:

En los postes de media tensión se observa la instalación de múltiples crucetas metálicas, lo cual facilita una correcta distribución de fases, accesorios y mejora la organización del tendido eléctrico.

18.1.3. Tipo de Cable:

El conductor utilizado de forma predominante es el ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), apropiado para media tensión debido a su resistencia mecánica y ligereza. En las zonas donde existen bancos de transformadores, se emplea también cable cubierto tipo Raven, que ofrece protección adicional frente a contactos accidentales o cortocircuitos, mejorando así la seguridad operativa de la red.

18.1.4. Identificación de Postes Críticos

Se identificaron los siguientes postes con condiciones críticas que pueden comprometer la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica:

- **P2:** Poste de madera con evidente desnivel, conductores desordenados, empalmes recalentados y aislamiento visiblemente desgastado.
- **P3 y P5:** Crucetas metálicas oxidadas, lo que debilita la estructura mecánica que sostiene los conductores de media tensión. Aunque no poseen banco de transformación, su estado afecta directamente la estabilidad de la red de MT.

- **P7.1:** Presencia de empalmes mal realizados e invasión de maleza en el entorno, aumentando considerablemente el riesgo de cortocircuitos o daños por fallas transitorias.

18.1.5. Cantidad de Postes con Bancos de Transformación

Se identificó que un total de **13 postes** cuentan con bancos de transformación. Estos postes son:

- **P9:** asociado al banco de transformación BT04.
- **P10:** asociado al banco de transformación BT05.
- **P13:** asociado al banco de transformación BT06.
- **P14:** asociado al banco de transformación BT07.
- **P15:** asociado al banco de transformación BT08.
- **P16:** asociado al banco de transformación BT09.
- **P20:** asociado al banco de transformación BT12.
- **P25:** asociado al banco de transformación BT14.
- **P26:** asociado al banco de transformación BT15.
- **P27:** asociado al banco de transformación BT16.
- **P28:** asociado al banco de transformación BT17.
- **P29:** asociado al banco de transformación BT18.
- **P30:** asociado al banco de transformación BT19.

18.1.6. Protecciones

La única protección existente en el sistema, es en los bancos de transformación con sistemas de protección mediante fusibles. Sin embargo, estos dispositivos no reciben mantenimiento preventivo ni reemplazo periódico, lo que reduce su capacidad de respuesta ante fallas y aumenta el riesgo de daños permanentes en los equipos durante eventos de sobrecarga.

18.2. Estado Actual de la Infraestructura eléctrica

La infraestructura evidencia un diseño inicial robusto con uso intensivo de postes de concreto y conductores ACSR. Sin embargo, el mantenimiento deficiente (óxido en crucetas, empalmes mal realizados) compromete su eficiencia y vida útil.

El uso de postes de madera (P2, P5.1, P7.1, P7.4, P10.1, P10.2) en combinación con instalaciones eléctricas expuestas acelera el deterioro de la infraestructura. Además, estos postes presentan desniveles debido a la inestabilidad del terreno y al debilitamiento progresivo de la madera, lo que incrementa el esfuerzo mecánico sobre las estructuras. falta de estructura en varios postes de BT promueve desorden de cables, dificultando inspecciones y reparaciones.

La existencia de empalmes recalentados y cables deteriorados en zonas críticas como P2 representa un peligro latente de falla o accidente eléctrico de gran magnitud.

19. Simulación y Análisis del Flujo de Potencia

El análisis del flujo de potencia es fundamental para garantizar la estabilidad y eficiencia de una red eléctrica, ya que permite evaluar cómo se distribuyen las cargas y detectar posibles problemas. En el siguiente análisis se presenta una simulación del flujo de potencia en seis puntos de transformación clave de la red eléctrica de la Universidad Nacional de Ingeniería: BT01, BT02 ,BT03, BT17, BT18 ,BT19 utilizando el software ETAP.

For industrial and commercial power systems, the load flow problem involves balanced, steady-state operation. Hence, a single-phase, positive sequence model of the power system is typically sufficient. Three-phase or unbalanced load flow analysis software is available, but is rarely needed in industrial power system application. (IEEE, 2020a)

Los software de simulación de flujo de potencia, como ETAP, generalmente asumen que los sistemas eléctricos están balanceados por parte de las cargas, lo que limita su capacidad para manejar adecuadamente redes desbalanceadas. Métodos como Gauss-Seidel y Newton-Raphson, empleados en estos programas, suponen un sistema balanceado entre las fases. En redes desbalanceadas, es imposible construir un modelo que pueda ser usado tanto por Gauss-Seidel o Newton-Raphson, debido a que se

rompen los modelos de linealidad, para el siguiente análisis se toma como punto de partida la carga total del banco de transformadores y se promedia la carga entre cada una de las fases en los puntos del sistema donde se encontró una mayor necesidad de análisis, debido a las limitaciones del software los resultados de este son nada mas indicativos. que pueden señalar patrones en la red de media tensión del recinto y posibles áreas de mejoras, este análisis se divide en dos etapas la entrada de inyección al recinto cuyos centros de transformación corresponden a BT01,BT02,BT03, y el área del recinto Albert Einstein en donde se pudo encontrar mediante inspección visual que solo la carga se encontraba solo en una linea de media tensión.

19.1. Datos de Transformadores Simulados

ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Impedancia
BT01	0.225	13.8	0.22	5.75
BT02	0.300	13.8	0.22	5.75
BT03	0.300	13.8	0.22	5.75
BT17	0.100	7.9	0.22	2.60
BT18	0.050	7.9	0.22	2.60
BT19	0.050	7.9	0.22	2.60

Tabla 19: Parámetros eléctricos de los transformadores simulados

19.2. Cargas Conectadas a los Transformadores Simulados

Transformador	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Factor de Potencia (%)
BT01	0.085	0.044	88.1
BT02	0.103	0.083	76.7
BT03	0.193	0.093	88.7
BT17	0.117	0.093	78.4
BT18	0.073	0.062	76.7
BT19	0.036	0.031	75.4

Tabla 20: Resumen de carga conectada en transformadores

19.3. Simulación de Flujo de Potencia (BT01, BT02, BT03)

19.3.1. Resultados del Análisis de Flujo de Potencia

En la figura 37 se muestra la simulación de la troncal de la Red.

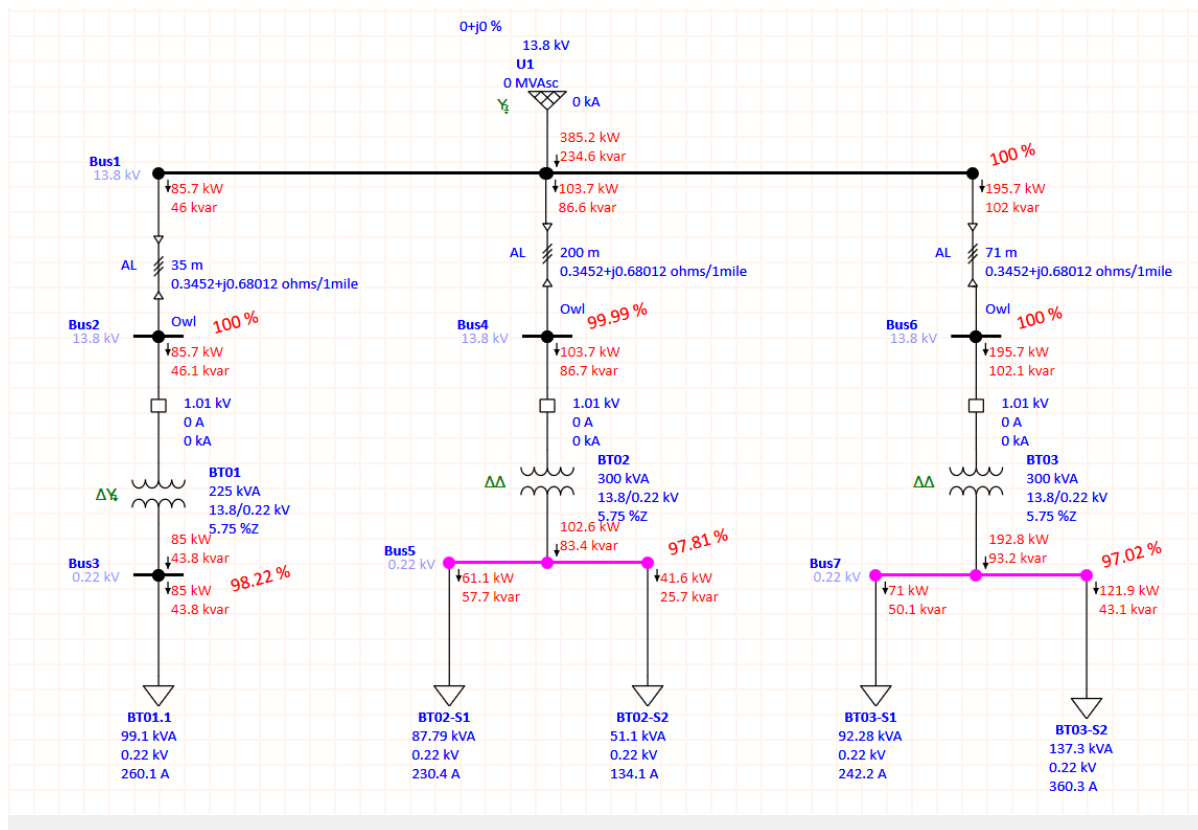


Figura 37: Simulación de flujo de potencia Troncal de la red

19.3.2. Voltajes de Operación en Buses Secundarios

En la tabla 21 se muestran los datos obtenidos en el informe generado por etap, se obtuvo la siguiente información sobre los niveles de tensión en los buses secundarios. Se observa una leve caída de tensión respecto al valor nominal de 0.220 kV, Aunque todos los valores se mantienen dentro de márgenes aceptables, el Bus7 presenta la mayor caída de tensión. Esto es coherente con su mayor nivel de carga.

19.3.3. Resumen de Carga por Bus

Bus7 es el que concentra la mayor demanda de potencia activa y reactiva, lo que refuerza su condición como punto crítico dentro de la red de baja tensión.

Bus	Tensión Calculada (kV)	Porcentaje del Nominal (%)
Bus3 (BT01)	0.216	98.2
Bus5 (BT02)	0.215	97.8
Bus7 (BT03)	0.213	97.0

Tabla 21: Voltajes registrados en los buses de baja tensión

Bus	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Tensión (%)
Bus3	0.085	0.044	98.2
Bus5	0.103	0.083	97.8
Bus7	0.193	0.093	97.0

Tabla 22: Potencia total conectada en los buses secundarios

19.3.4. Pérdidas de Energía por Transformador

Transformador	Pérdida Activa (kW)	Pérdida Reactiva (kvar)
BT01	0.7	2.3
BT02	1.1	3.3
BT03	2.9	8.9

Tabla 23: Pérdidas de potencia en los transformadores

BT03 también registra las mayores pérdidas eléctricas, tanto activas como reactivas, lo que reafirma su nivel de carga elevado y posible sobreexigencia operativa.

19.3.5. Carga de los Transformadores

Transformador	Carga (%)	Salida (MVA)	Entrada (MVA)
BT01	43.3	0.097	0.096
BT02	45.1	0.135	0.132
BT03	73.6	0.221	0.214

Tabla 24: Carga porcentual y flujo en MVA de cada transformador

El porcentaje de carga de los transformadores obtenido mediante el análisis de flujo de potencia en el programa de simulación ETAP, coincide con los valores presentados en el apartado de Clasificación del Uso de Transformadores Según Porcentaje de Carga. Esta correspondencia valida la consistencia de los resultados.

19.4. Simulación de Flujo de Potencia Albert Einstein (BT17, BT18, BT19)

Actualmente, los tres transformadores del Albert Einstein están conectados a la misma línea L2 en la red de media tensión, lo que genera un desbalance significativo. La siguiente simulación demuestra los problemas de distribución:

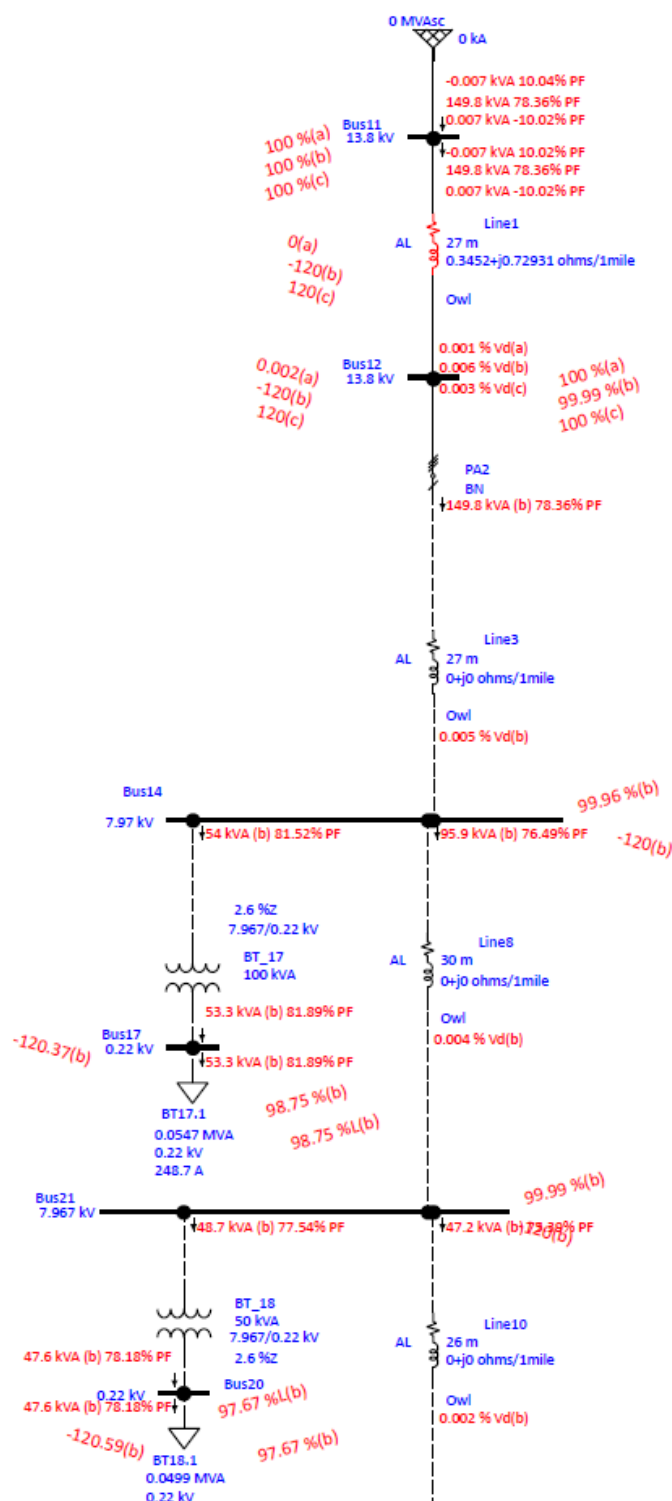


Figura 38: Simulación de flujo de potencia estado actual Albert Einstein

Para abordar esta problemática, se realiza una redistribución de las conexiones en media tensión. Los resultados se muestran en la Tabla 25 y en la siguiente simulación:

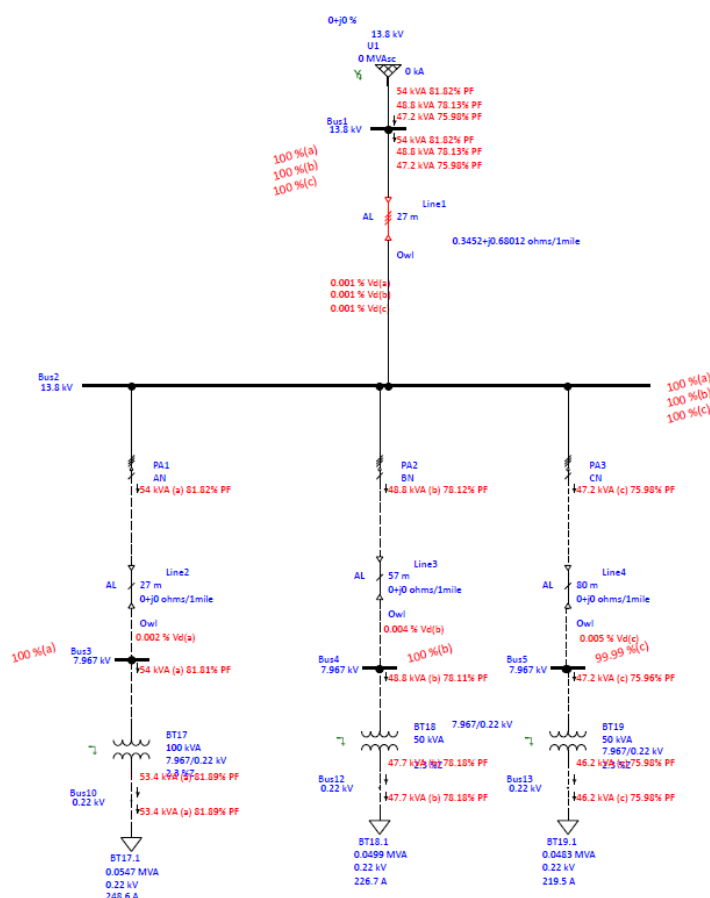


Figura 39: Simulación de flujo de potencia estado actual Albert Einstein

Línea	Consumo Inicial (kVA / FP)	Consumo Redistribuido (kVA / FP)
Línea 1	0.007 kVA (10.04 %)	54.0 kVA (81.82 %)
Línea 2	149.8 kVA (78.36 %)	48.8 kVA (78.13 %)
Línea 3	0.007 kVA (10.02 %)	47.2 kVA (75.98 %)

Tabla 25: Comparación de cargas antes y después de la redistribución

En el estado inicial, la línea 2 soporta casi toda la carga total, mientras que las líneas 1 y 3 presentan valores residuales. Tras la reconfiguración, las cargas se distribuyen equitativamente (54.0 kVA, 48.8 kVA y 47.2 kVA), con factores de potencia (PF) superiores al 75 %. Esta corrección elimina las fluctuaciones críticas y optimiza el uso de los transformadores, como se evidencia en las Figuras 38 y 39.

20. Recomendaciones

20.1. Plan de Acción Priorizado para Mejoras del Sistema Eléctrico

Con base en los hallazgos obtenidos en el análisis, se presentan a continuación las recomendaciones para mejorar la calidad, eficiencia y seguridad del sistema eléctrico del recinto. Estas recomendaciones se organizan de manera secuencial, con el objetivo de optimizar los recursos y alcanzar una mejora integral del sistema. Se sugiere que el departamento de mantenimiento considere este orden secuencial, garantizando que cada etapa prepare adecuadamente el sistema para las siguientes intervenciones.

20.1.1. Paso 1: Intervenciones Críticas de Seguridad Inmediata

■ Rehabilitación de tableros eléctricos:

- Reemplazar tablero eléctrico BT02.5 ubicado en Contiguo a Bodega
- Sellar entradas de humedad en el panel BT02.10 ubicado en el Pabellón Sindicato - consultorio medico
- Sustitución de dos breakers de la marca Schneider por breakers EATON en un panel BT02.6 de marca EATON ubicado en Contiguo a Bodega
- Limpieza de todos centros de cargas
- Ajustar todos los puntos de conexiones de los paneles de distribución del recinto
- Implementar señalización de seguridad según NEC 2020 para todos los paneles de distribución

Justificación: Garantizar condiciones operativas seguras es fundamental antes de cualquier mejora funcional. Los tableros en mal estado representan riesgo de electrocución.

20.1.2. Paso 2: Normalización de Instalaciones

■ Adecuación a normativa básica:

- Reemplazar conductores con desgaste del recubrimiento dieléctrico para los paneles de distribución BT02.5 (usar tablas NEC 2020)

- Implementar código de colores para identificar la línea 208 V de los transformadores BT02, BT03, BT04, BT06 y BT14 (realizar esto si no se cambia la configuración de conexión de sus devanados secundarios a estrella)
- Eliminar empalmes aéreos no certificados para las mufas de los bancos de transformadores BT06, BT07, BT09, BT12.

Justificación: Base legal para intervenciones posteriores. Reduce responsabilidades por incumplimiento.

■ **Estandarización de identificaciones:**

- Implementar código de colores Para todos los paneles de distribución del recinto(L1-Rojo, L2-Negro, L3-Azul, Neutro-Blanco)
- Rotular todos los circuitos con etiquetas ignífugas de los centros de cargas
- Mapear todas las fases con fasímetro portátil

Justificación: Permite realizar trabajos de mantenimiento seguro y sistemático.

20.1.3. Paso 3: Reconfiguración de Infraestructura

■ **Reorganización de cargas:**

- Redistribuir los circuitos de los paneles de distribución de los bancos de transformadores BT02, BT03, BT04, BT05, BT06, BT07 y BT15 para lograr un balance adecuado entre las fases, asegurando que el desbalance se mantenga por debajo del 5 %.
- Consolidar cargas dispersas en paneles centralizados por puntos de transformación y evitar la distribución radial de las cargas del recinto.

A continuación, se presenta el balance de carga de varios paneles del banco de transformador BT05 (se recomienda seguir estos sistema de modelado en el software excel).

En la figura 41 se encuentra la distribución del panel BT05.4, ubicado en el Pabellón Costado Este CETAL. Este panel presentó un desbalance porcentual de corriente del 99.94 %, debido a que una de las fases no registró consumo alguno. Tras redistribuir la carga, el desbalance porcentual se redujo a un 4.34 %.

NÚMERO DE FASES		3		VOLTAJE										127/220		CORRIENTES TOTALES INSTANTÁNEAS				PORCENTAJE DE DESBALANCE	4.347626												
NÚMERO DE HILOS		4		CAPACIDAD DE LAS BARRAS										175 A		161.5																	
NÚMERO DE POLOS				INTERRUPTOR PRINCIPAL												170																	
UBICACIÓN		Pabellón Costado este CETAL		12.13018704433386 -86.26999545464866		AMPERAJE FASES					AMPERAJE FASES					Fase A Fase B Fase C		161.5 170 157.25															
LIBERACIÓN		GEOREFERENCIA		Breaker		L1					L2					L3					KVA		N circuito		Breaker		Descripción del circuito						
Descripción del circuito		Tipo		Polo		Amp		N circuito		60		102		102		83.5		60		55.25				Tipo		Polo		Amp		Descripción del circuito			
Breaker bifásico		PB		2		60		1		68		51		68		25.5		68		55.25				4		PB		2		30		Breaker bifásico	
Breaker Monofásico		PB		1		20		5		17				17		25.5		17						6		PB		2		30		Breaker bifásico	
Breaker Monofásico		PB		1		20		7		17				17				17						8		PB		2		20		Breaker bifásico	
Breaker Monofásico		PB		1		20		9						17										10		PB		2		20		Breaker bifásico	
								11																12									
								13		6				51		14		6						14									
Breaker bifásico		PB		2		60		15				51		51		16		51		17				16		PB		2		60		Breaker bifásico	
								17		6						18				17				18		PB		2		20		Breaker bifásico	
								19		6						20								20									
								21								22								22									
Breaker Monofásico		PB		1		20		23				17				12.75								24		PB		1		15		Breaker Monofásico	
								25								26								26									
								27								28								28									
								29								30								30									
								31								32								32									

Figura 40: Distribución de cargas panel BT05.4

Se muestra en la figura 41 la distribución del panel BT05.5, ubicado en el Pabellón, oficina de la Información (Archivo). Este panel presentó un desbalance porcentual de corriente del 99.65 %, este desbalance es también bastante alto debido a que la corriente en L3 es extremadamente baja en comparación con las otras fases. Tras redistribuir la carga, el desbalance porcentual se redujo a un 3.68 %.

NÚMERO DE FASES		3		VOLTAJE										127/220		CORRIENTES TOTALES INSTANTÁNEAS			PORCENTAJE DE DESBALANCE	3.68655945	
NÚMERO DE HILOS		4		CAPACIDAD DE LAS BARRAS										225 A			Fase A 318.75 Fase B 284.75 Fase C 318.75				
NÚMERO DE POLOS				INTERRUPTOR PRINCIPAL																	
UBICACIÓN		Pabellón Archivo		GEOREFERENCIA		12 1300760350731 46.309955011204		AMPERAJE			FASES			AMPERAJE			FASES				
Descripción del circuito	Tipo	Breaker		N circuito	L1	L2	L3	FASES			L1	L2	L3	KVA	N circuito	Breaker		Descripción del circuito			
		Polo	Amp.										Polo			Amp.					
Breaker Monofaseico	PB	1	15	3	148.75	165.75	170		12.75		12.75		12.75	2	PB	2	15	Breaker bifaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	20	5			17							4	PB	1	15	Breaker Monofaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	15	7	12.75						17		12.75	6	PB	2	20	Breaker bifaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	15	9		12.75					12.75			10	PB	2	15	Breaker bifaseico			
Breaker bifaseico	PB	2	50	11			42.5							12							
				13	42.5									14							
Breaker bifaseico	PB	2	15	15		12.75				17			12.75	16	PB	2	20	Breaker bifaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	15	19	12.75					12.75				18	PB	1	15	Breaker Monofaseico			
Breaker bifaseico	PB	2	30	21		25.5				12.75				20	PB	1	15	Breaker Monofaseico			
Breaker bifaseico	PB	2	30	23			25.5				25.5			24	PB	2	30	Breaker bifaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	20	25			17			12.75				26	PB	1	15	Breaker Monofaseico			
Breaker Monofaseico	PB	1	20	29				17					34	30	PB	1	40	Breaker Monofaseico			
Breaker bifaseico	PB	2	50	31		42.5				51				32	PB	2	60	Breaker bifaseico			
				33			42.5				51		51	34							
Breaker Monofaseico	PB	1	15	35				12.75						36							
Breaker Monofaseico	PB	1	15	37	12.75					51				38	PB	2	60	Breaker bifaseico			
Breaker bifaseico	PB	2	50	39			42.5				0			40							
				41										42	PB	1	15	Breaker Monofaseico			

Figura 41: Distribución de cargas panel BT05.6

En la figura 42 se muestra la distribución del panel BT05.4, ubicado en el Pabellón de Dirección de Relaciones Internacionales. Este panel presentó un desbalance porcentual de corriente del 99.81 %, el desbalance es extremadamente alto debido a que la corriente en L3 es prácticamente nula en comparación con las otras fases. Tras redistribuir la carga, el desbalance porcentual se redujo a un 0.43 %.

NÚMERO DE FASES		3		VOLTAJE										127/220 <th colspan="4">CORRIENTES TOTALES INSTANTÁNEAS</th> <th rowspan="4">PORCENTAJE DE DESBALANCE</th> <td rowspan="4">0.434762687</td>		CORRIENTES TOTALES INSTANTÁNEAS				PORCENTAJE DE DESBALANCE	0.434762687
NÚMERO DE HILOS		4		CAPACIDAD DE LAS BARRAS										225 A				327.25			
NÚMERO DE POLOS				INTERRUPTOR PRINCIPAL														323			
UBICACIÓN		Dirección de Relaciones		GEOREFERENCIA		12.13042-48.270215		AMPERAJE			AMPERAJE			Fase A		Fase B					
								FASES			FASES			Fase C		327.25					
														Breaker							

Figura 42: Distribución de cargas panel BT05.6

■ **Reconexión de transformadores:**

- Cambiar configuración a estrella en bancos de transformadores BT02, BT03, BT04, BT06 y BT14 que se encuentran en Delta con derivación central en sus devanado secundario.
- Ajustar taps según mediciones de voltaje realizadas

20.1.4. Paso 4: Gestión Activa de Cargas

■ **Programa de eficiencia energética:**

- Evaluar el reemplazo de equipos de alto consumo de climatización por modelos Inverter mas eficientes
- Implementar horarios escalonados de aires acondicionados por sector de transformación

Justificación: Los equipos HVAC representan 62 % del consumo punta según mediciones.

20.1.5. Paso 5: Mantenimiento Preventivo Sostenible

■ **Plan de capacitación técnica:**

- Talleres semestrales para el personal de mantenimiento sobre normativas eléctricas IEEE-519, NEC e IEC.

■ **Protocolos de mantenimiento:**

- Inspecciones térmicas semestrales con cámara termograficas.
- Limpieza y re-apriete programado de conexiones cada 6 meses
- Auditoría energética anual con reporte de avances

Justificación: Mantiene los beneficios obtenidos y previene deterioro recurrente.

20.1.6. Paso 6: Gestión de la Infraestructura de Media Tensión

■ **Programa de Mantenimiento Preventivo y Correctivo:**

- Reemplazar el poste numero 2 que se encuentra desnivelado y representa un peligro latente de falla o accidente eléctrico.
- Realizar un mantenimiento preventivos anuales a los puntos de transformación.

- Reemplazar los cables deteriorados y mal empalmados en zonas críticas, como el poste P2, para prevenir fallas mayores.
- Realizar una limpieza frecuente de la maleza en el entorno de los postes (especialmente en P7.1) para minimizar el riesgo de cortocircuitos o fallas transitorias.
- Evaluar el funcionamiento de los fusibles de los bancos de transformación y realizar mantenimiento preventivo.

Justificación: El mantenimiento y la renovación de equipos y postes críticos aumentará la confiabilidad de la red, evitando riesgos de fallas mayores que puedan comprometer la operación del sistema de media tensión.

20.2. Implementación de Soluciones Específicas

■ Acometida Food-Court:

- Ejecutar en 3 fases: 1) Instalación subterránea 2) Nuevo tablero centralizado 3) Migración progresiva de cargas
- Usar conductores de 500MCM en ductería PVC schedule 80 para reducir la caída de tensión actual de 4.19 % (dato calculado en el apartado de informes)

■ Redistribución Media Tensión BT17-19:

- Reconfigurar la alimentación de los transformadores número 17, 18 y 19.
- Balancear las cargas entre las fases utilizando los datos obtenidos del flujo de potencia analizados en este estudio.
- Instalar un reconectador en la troncal de la red para prevenir fallas transitorias.

21. Conclusiones

El presente estudio logró cumplir de manera integral los objetivos planteados, aportando un análisis detallado del estado energético de las redes de media y baja tensión del Recinto Universitario Simón Bolívar (RUSB) de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI).

Registro de datos de baja tensión y evaluación del estado energético actual

Se implementó una metodología integral para capturar datos representativos de la red de baja tensión, utilizando analizadores de red Fluke 1735, Fluke 435 serie II y el software PowerLog Classic. Si bien originalmente se planeó medir en los 71 paneles principales, se optimizó el proceso midiendo directamente tres transformadores, lo cual evitó la necesidad de visitar sus paneles y permitió un uso más eficiente del tiempo. Las mediciones abarcaron 19 bancos de transformadores, registrando los siguientes parámetros:

- **Variables eléctricas:** Voltajes fase-neutro, corrientes por fase y potencias activa/reactiva.
- **Calidad de energía:** Distorsión armónica en corriente (THD-I hasta 72.6 %), desbalance de fases y fluctuaciones de frecuencia.
- **Eficiencia energética:** Subutilización del 73 % de los transformadores y pérdidas por desbalance.

Este registro permitió identificar patrones críticos como concentración de cargas monofásicas en aulas y oficinas, desbalances sistémicos y el impacto de equipos obsoletos en el consumo energético.

Para una verificación completa de todos los parámetros medidos, se recomienda referirse al **Anexo 22.2**, donde se proporciona el enlace con los 43 informes detallados de análisis de calidad de energía.

Modelado y evaluación de datos mediante herramientas computacionales

Los datos recopilados fueron procesados mediante scripts personalizados en Python para realizar análisis estadísticos y generar visualizaciones de tendencias. Asimismo, se desarrolló un modelo base parcial en ETAP que permitió simular el comportamiento de la red bajo distintos escenarios:

- **Flujo de potencia:** Identificación de pérdidas técnicas y caídas de tensión que superan los límites recomendados por ANSI C84.1.
- **Escenarios comparativos:** La redistribución de cargas en ciertos bancos demostró una reducción de pérdidas en un 16 %.

Estos resultados validaron que el 90 % de los paneles incumplen normativas de desbalance, evidenciando la necesidad de intervenciones estructurales.

Propuestas de mejora basadas en evidencia técnica

Con base en los hallazgos, se presentaron recomendaciones prácticas y cuantificables, incluyendo:

- **Balanceo de cargas:** Redistribución fase-neutro en 7 bancos prioritarios, con un ahorro estimado de C\$312,617 anuales.
- **Redistribución de la red en media tensión:** La redistribución simulada de la alimentación hacia los transformadores BT17, BT18 y BT19 permitió una operación más equilibrada de la red.

Contribución al desarrollo sostenible del RUSB

La integración de herramientas tecnológicas garantizó un diagnóstico preciso, mientras que las propuestas ofrecen un marco accionable para optimizar recursos, reducir costos operativos y asegurar un suministro eléctrico confiable. La implementación de estas medidas fortalecerá la infraestructura del RUSB, alineándola con estándares internacionales.

Referencias

- Agurcia & Ruiz. (2019). Propuesta del diseño de la red de distribución eléctrica en la comunidad Santa Maria, municipio de San Francisco Libre. <https://ribuni.uni.edu.ni/3921/2/95557.pdf>
- Arauz & Urbina. (2021). Propuesta de balance de carga en los paneles eléctricos principales por centro de transformación del recinto universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería. <https://ribuni.uni.edu.ni/4209/1/96095.PDF>
- Bojorge & Castañeda. (2022). Evaluación del suministro de energía eléctrica en baja tensión del recinto universitario Simón Bolívar. <https://ribuni.uni.edu.ni/4658/1/16145.PDF>
- Castellón & Mercado. (2022). Estudio de los parámetros eléctricos en la red de media tensión del circuito SKL4020 de Santa Clara en Nueva Segovia. <https://ribuni.uni.edu.ni/4643/1/16118.PDF>
- Castro & Lopez. (2021). Estudio de la calidad de la energía eléctrica en la fábrica de plásticos modernos Dolores-Carazo. <https://ribuni.uni.edu.ni/4206/1/96089.PDF>
- Corporation, F. (2024). ¿Qué es una pinza amperimétrica? <https://www.fluke.com/es-do/informacion/blog/sonda-tipo-pinzas/el-abc-de-las-pinzas-amperimetricas>
- Cota. (2021). Análisis del consumo energético y su impacto en los costos fijos en supermercados en La Paz, B.C.S. Caso de estudio: Carlos Arámburo S.A. de C.V. <https://posgrado.lapaz.tecnm.mx/uploads/archivos/Tesis%20paul%20-%20An%C3%A1lisis%20del%20Consumo%20Energ%C3%A9tico%20y%20su%20Impacto%20en%20los%20Costos%20Fijos%20en%20Supermercados%20en%20La%20Paz,%20B.C.S..pdf>
- DIgSILENT. (2024). Power System Software & Engineering. <https://www.digsilent.de/en/>
- Gomez. (2022). Auditoría eléctrica en centro de datos tomando como referencia criterios del NF-PA 70. <https://ribuni.uni.edu.ni/4312/1/96179.pdf>
- IEEE. (2014). IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems [ISBN: 9780738190051]. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>
- IEEE. (2020a). Approved Draft Recommended Practice for the Design of Industrial and Commercial Power Systems: Voltage Considerations [ISBN: 9780738190051]. Consultado el 11 de diciembre de 2024, desde <https://standards.ieee.org/ieee/3001.3/10249/>

- IEEE. (2020b). IEEE Recommended Practice for the Maintenance of Industrial and Commercial Power Systems [ISBN: 9780738164526]. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2010.5618906>
- IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. (2019). *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, 1-98. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8796486>
- Kassakian, J. G., Schlecht, M. F., & Verghese, G. C. (1991). *Principles of Power Electronics* (1st). Addison-Wesley.
- Larios & Flores. (2019). Auditoría eléctrica en los edificios de postgrado (UNI-DEPEC), edificio de la Biblioteca Esmán Marín y edificio Instituto de Estudios Superiores (IES) ubicado en el costado norte de la Universidad Nacional de Ingeniería (Recinto Universitario Simón Bolívar). <https://ribuni.uni.edu.ni/2818/1/93237.pdf>
- Lira & Fuentes. (2021). Auditoría energética en el recinto universitario Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería exceptuando el Centro Universitario IES. <https://ribuni.uni.edu.ni/4210/1/96093.PDF>
- Perez. (2022). Estudio energético de un establecimiento hotelero con balneario y propuesta de mejoras energética. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/25417/APS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Suarez, Araica & Ordoñez. (2022). Propuesta de actualización del sistema eléctrico de las facultades de Electrotecnia y Computación (FEC), Arquitectura (FARQ), Química (FIQ), y pabellones 5, 10 y 11, Caja Central y Registro Central en el recinto Simón Bolívar de la Universidad Nacional de Ingeniería, Managua, Nicaragua. <https://ribuni.uni.edu.ni/4320/1/96211%2C%20%20v.1%2C%20c.1.pdf>
- Tellez & Vega. (2022). Flujo de potencia trifásico en redes de distribución radial, utilizando el método escalonado y el método exacto Newton Raphson. <https://ribuni.uni.edu.ni/4643/1/16118.PDF>
- Vega. (2019). Análisis en la gestión de la red de distribución de Nicaragua enfocado en la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica. <https://ribuni.uni.edu.ni/2688/1/93233.pdf>

22. Anexos

22.1. Codigos en Python

```

1 import pandas as pd
2 import sys
3 from datetime import datetime
4 import os
5
6 # Referencia de horario (en formato 24 horas)
7 time_format = "%H:%M:%S"
8 time1_str = "08:00:00"
9 time2_str = "17:00:00"
10 time3_str = "22:00:00"
11 time4_str = "06:00:00"
12 time1 = datetime.strptime(time1_str, time_format)
13 time2 = datetime.strptime(time2_str, time_format)
14 time3 = datetime.strptime(time3_str, time_format)
15 time4 = datetime.strptime(time4_str, time_format)
16
17
18 if len(sys.argv) > 1:
19     file = sys.argv[1]
20     # Comprobar si el archivo existe
21     if not os.path.exists(file):
22         print(f"Error: El archivo '{file}' no existe.")
23         sys.exit(1)
24 else:
25     print("Error: Sin archivo adjunto.")
26     sys.exit(1)
27
28 # Crear la carpeta 'csvfiles' si no existe
29 output_dir = "csvfiles"
30 os.makedirs(output_dir, exist_ok=True)
31
32 # Leer el archivo CSV de entrada
33 df = pd.read_csv(file)
34

```

```

35
36 parameters = [
37     'Current L1', 'Current L2', 'Current L3',
38     'Voltage L1N', 'Voltage L2N', 'Voltage L3N',
39     'Active Power L1N', 'Active Power L2N', 'Active Power L3N',
40     'VA Full Classic L1N', 'VA Full Classic L2N', 'VA Full Classic L3N',
41     'VAR Classic L1N', 'VAR Classic L2N', 'VAR Classic L3N',
42     'PF Classic L1N', 'PF Classic L2N', 'PF Classic L3N',
43     'THD A L1', 'THD A L2', 'THD A L3', 'Frequency'
44 ]
45
46
47 df['Time'] = pd.to_datetime(df['Time'].str.split('.').str[0], format=time_format)
48
49
50 df_filtered_day = df[(df['Time'] >= time1) & (df['Time'] <= time2)]
51
52 df_filtered_night = df[(df['Time'] >= time3) | (df['Time'] < time4)]
53
54
55 def calculate_values(df_filtered, output_file_suffix):
56     results = {param: {'Max': None, 'Avg': None, 'Min': None} for param in
57         parameters}
58
59     for param in parameters:
60         if param + ' Max' in df.columns:
61             results[param]['Max'] = df_filtered[param + ' Max'].max()
62         if param + ' Avg' in df.columns:
63             results[param]['Avg'] = df_filtered[param + ' Avg'].mean()
64         if param + ' Min' in df.columns:
65             results[param]['Min'] = df_filtered[param + ' Min'].min()
66
67     data = {
68         'Parameter': parameters,
69         'Max': [results[param]['Max'] for param in parameters],
70         'Avg': [results[param]['Avg'] for param in parameters],
71         'Min': [results[param]['Min'] for param in parameters]

```

```

71     }
72
73     df_output = pd.DataFrame(data)
74
75
76     input_file_name = os.path.splitext(os.path.basename(file))[0]
77     output_file_name = f"Max_Min_Avg_{output_file_suffix}_{input_file_name}.csv"
78
79
80     output_path = os.path.join(output_dir, output_file_name)
81     df_output.to_csv(output_path, index=False)
82
83     print(f"Proceso exitoso! El archivo ha sido guardado como '{output_path}'")
84
85 calculate_values(df_filtered_day, "DIA")
86
87
88 calculate_values(df_filtered_night, "FUERA_HORARIO")

```

```

1 import plotly.graph_objects as go
2 import pandas as pd
3 import sys
4 import os
5
6
7 proporciono el archivo de entrada como argumento
8 if len(sys.argv) > 1:
9     file = sys.argv[1]
10    # Comprobar si el archivo existe
11    if not os.path.exists(file):
12        print(f"Error: El archivo '{file}' no existe.")
13        sys.exit(1)
14 else:
15     print("Error: Sin archivo adjunto.")
16     sys.exit(1)
17
18 colors = {

```

```

19     'Max': "crimson",
20     'Min': "lightslategrey",
21 }
22
23
24 df = pd.read_csv(file)
25
26 chunk_size = 3
27 total_rows = len(df)
28
29
30 for start in range(0, total_rows, chunk_size):
31
32     end = min(start + chunk_size, total_rows)
33     chunk = df.iloc[start:end]
34
35     fig = go.Figure()
36
37
38     fig.add_trace(go.Bar(x=chunk['Parameter'], y=chunk['Max'],
39                           base=0,
40                           marker_color=colors['Max'],
41                           name='Maximos'))
42
43
44     fig.add_trace(go.Bar(x=chunk['Parameter'], y=chunk['Min'],
45                           base=0,
46                           marker_color=colors['Min'],
47                           name='Minimos'))
48
49     fig.update_layout(xaxis_title=Parametro,
50                       yaxis_title="Valores")
51
52     fig.show()

```

22.2. Informes de calidad de energia

Para consultar los 43 informes de análisis de calidad de energía correspondientes a cada medición realizada, clickear sobre el siguiente enlace o acceder desde la url : https://docs.google.com/document/d/1hr2x2uyYJcMrOtBG5nfHNL2noV9oBEo3krym_BWWJRs/edit?usp=sharing

22.3. Fotografías de Equipos y Lugares



Figura 43: Instalación del equipo en el banco BT01



Figura 44: Estado de Borneras y Tablero en el Panel BT02.5



Figura 45: Instalación Fluke 1735 en el Panel BT02.6



Figura 46: Mediciones Puntuales en el Panel BT02.8



Figura 47: Instalación Equipo en el Panel BT02.7



Figura 48: Registros de corrientes en el Banco BT03

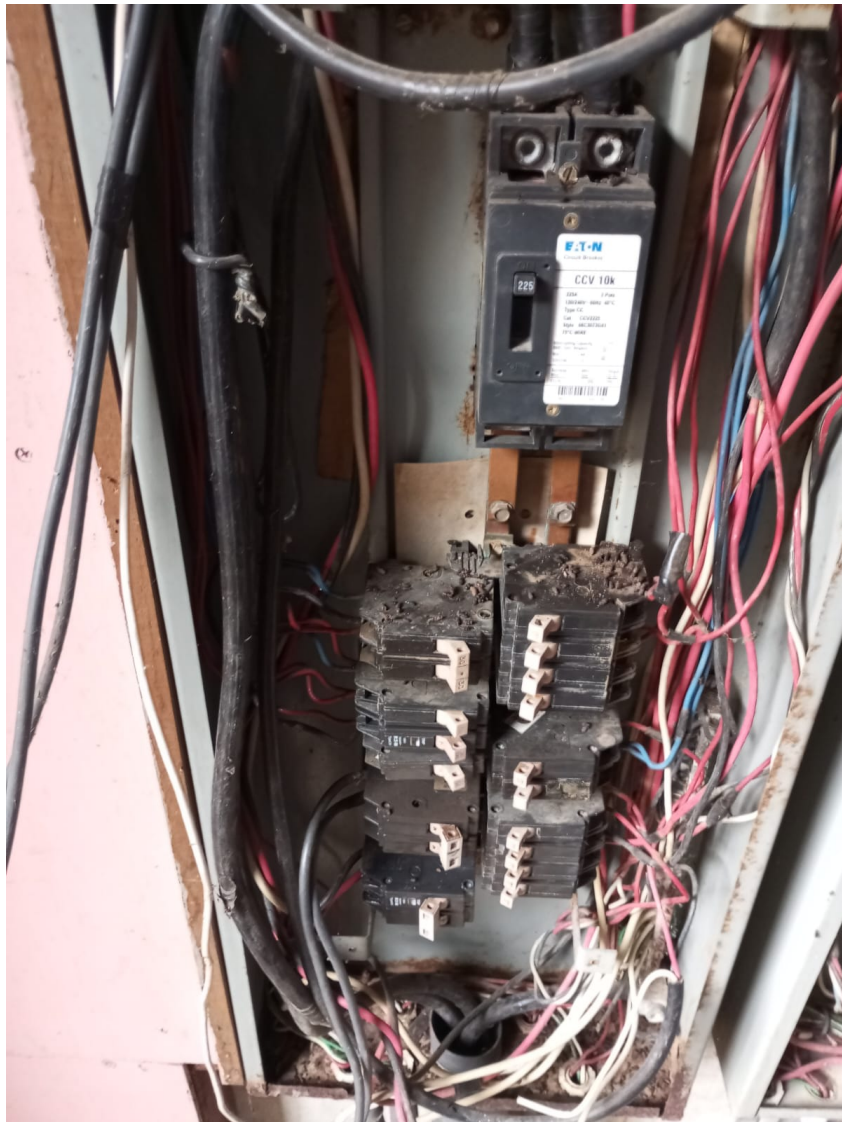


Figura 49: Foto del estado actual del Panel BT07.2



Figura 50: Tablero en estado deficiente del Panel BT02.5

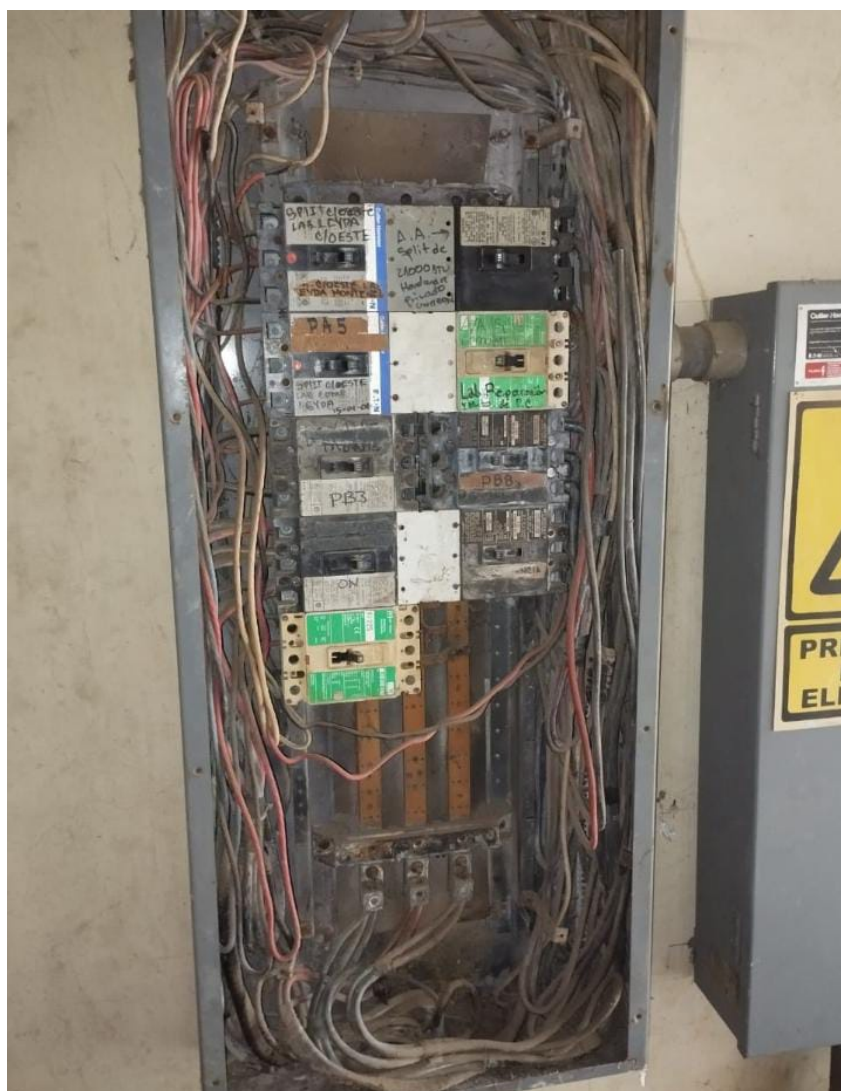


Figura 51: Tablero de distribución del Panel BT02.8

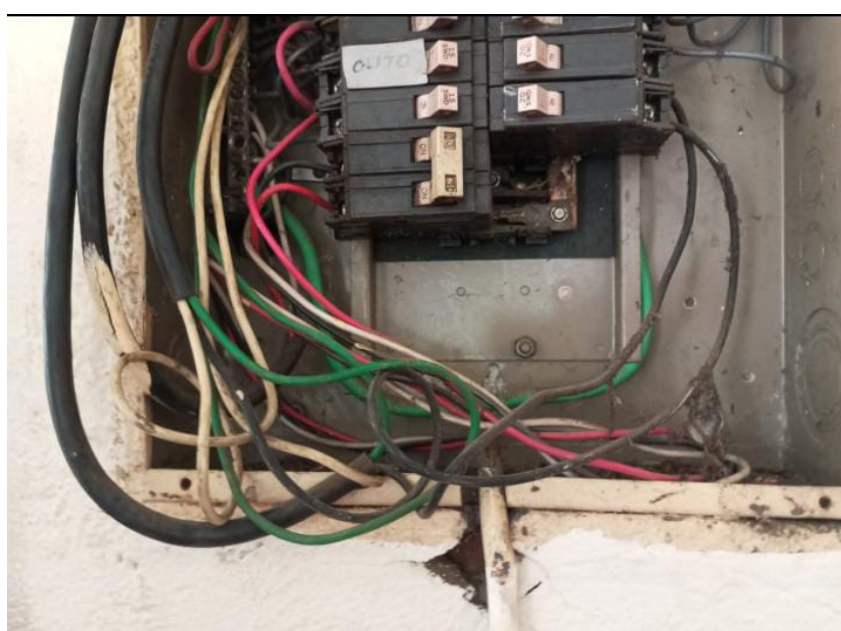


Figura 52: Estado del Panel BT02.9 del Banco de Transformador BT02

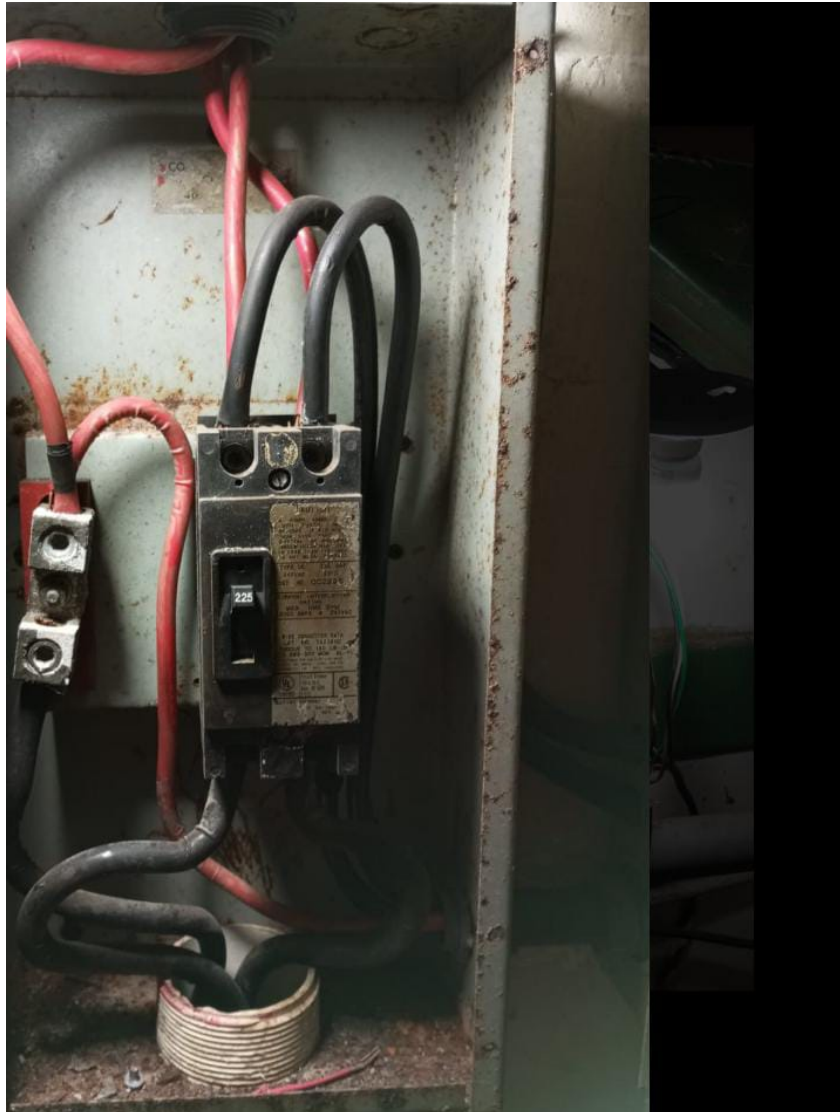


Figura 53: Tablero de distribución del Panel BT17.1.2



Figura 54: Tablero de distribución del Panel BT17.1.1



Figura 55: Bandeja de cables del Panel BT02.5



Figura 56: Tablero de distribución del Panel BT07.3

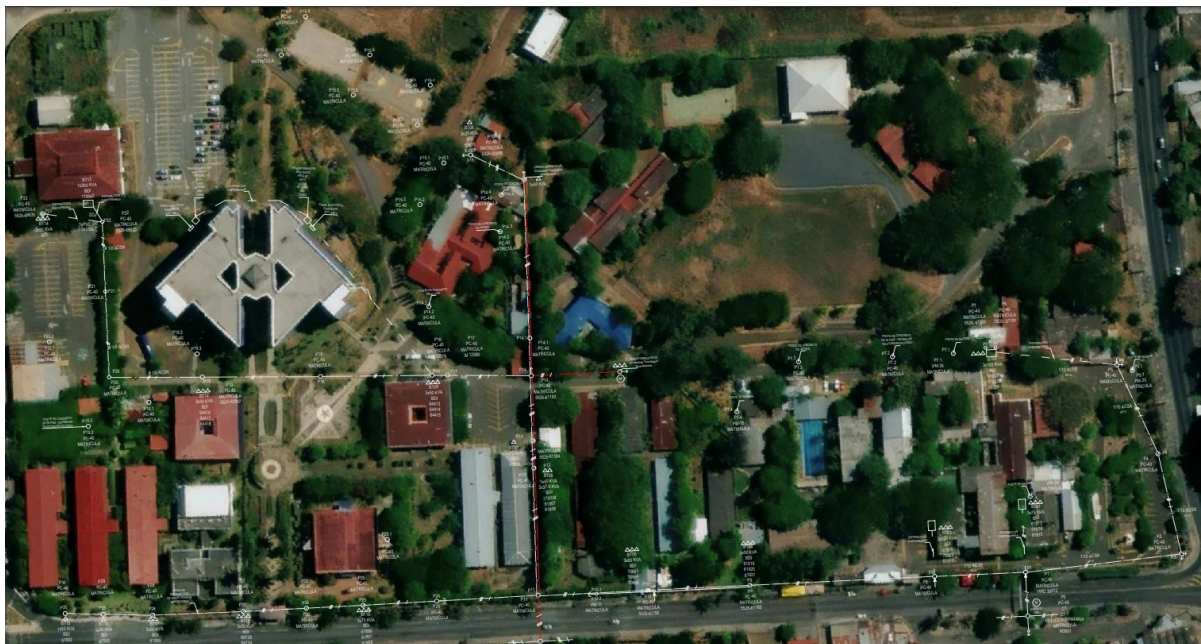


Figura 57: Ubicación de los transformadores

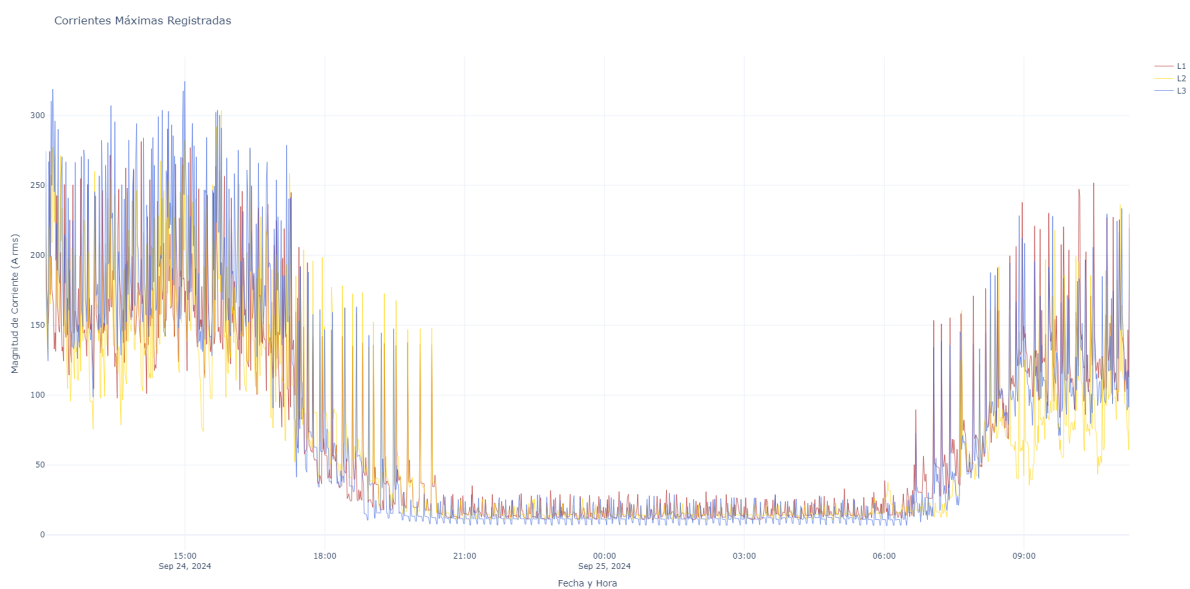


Figura 58: Gráficos de corriente BT01 generado con Python-Plotly

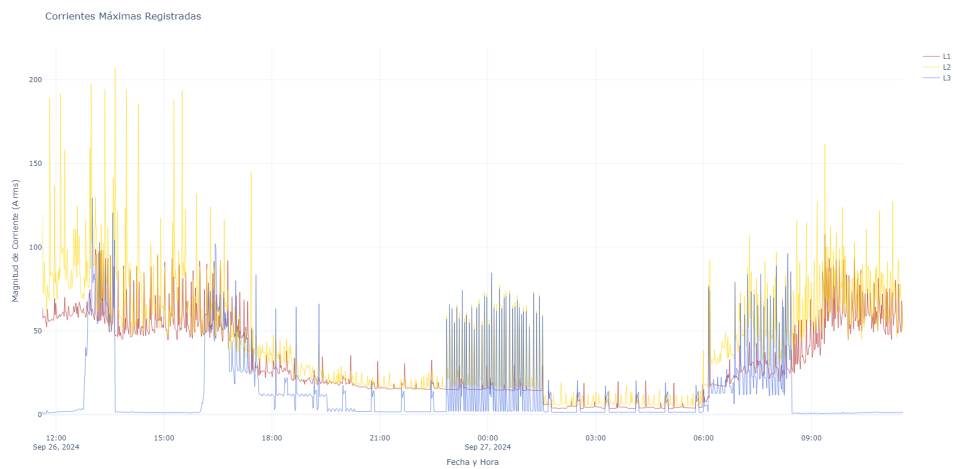


Figura 59: Gráficos de corriente BT02 generado con Python-Plotly

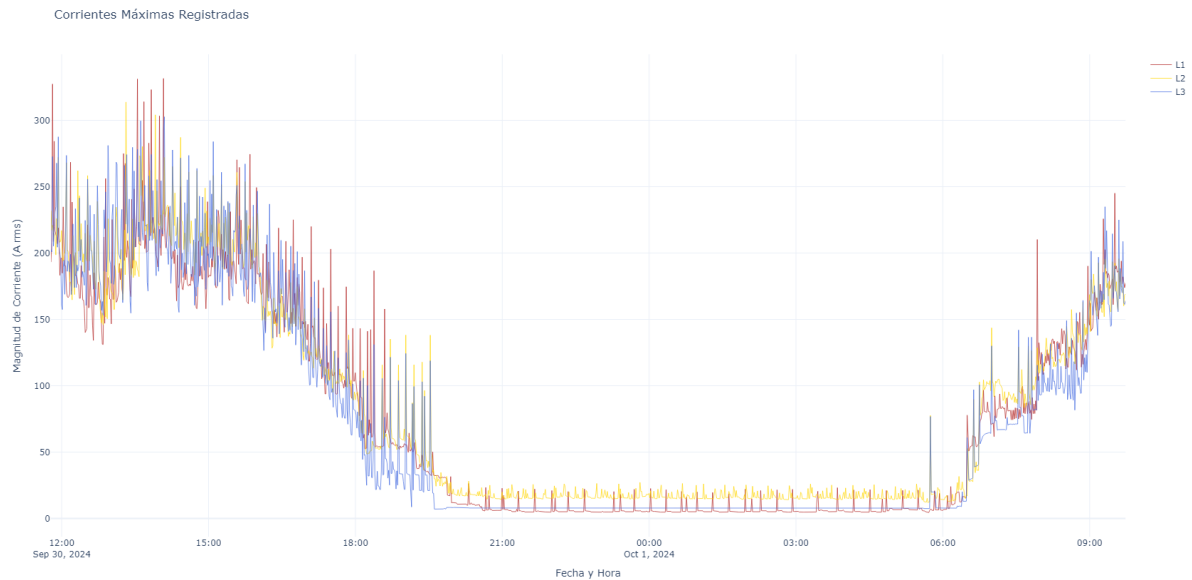


Figura 60: Gráficos de corriente BT03 generado con Python-Plotly



Figura 61: Gráficos de corriente del Panel BT04.2 del Banco de Transformador BT04 generado con Python-Plotly



Figura 62: Gráficos de corriente del Panel BT05.6 del Banco de Transformador BT05 generado con Python-Plotly

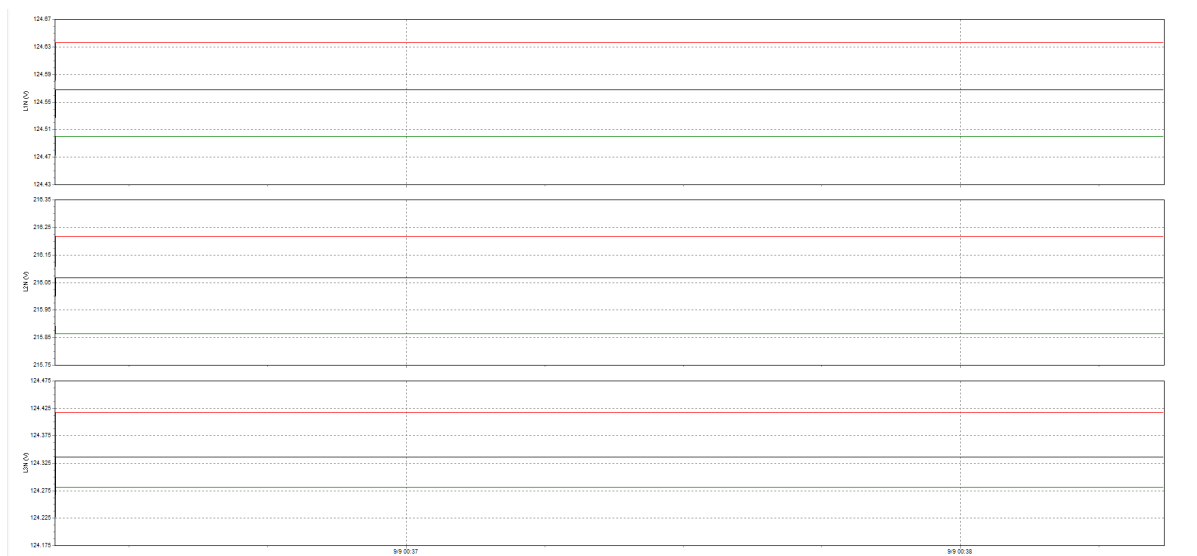


Figura 63: Capturas de Voltaje usando Power Log Classic del Banco BT16

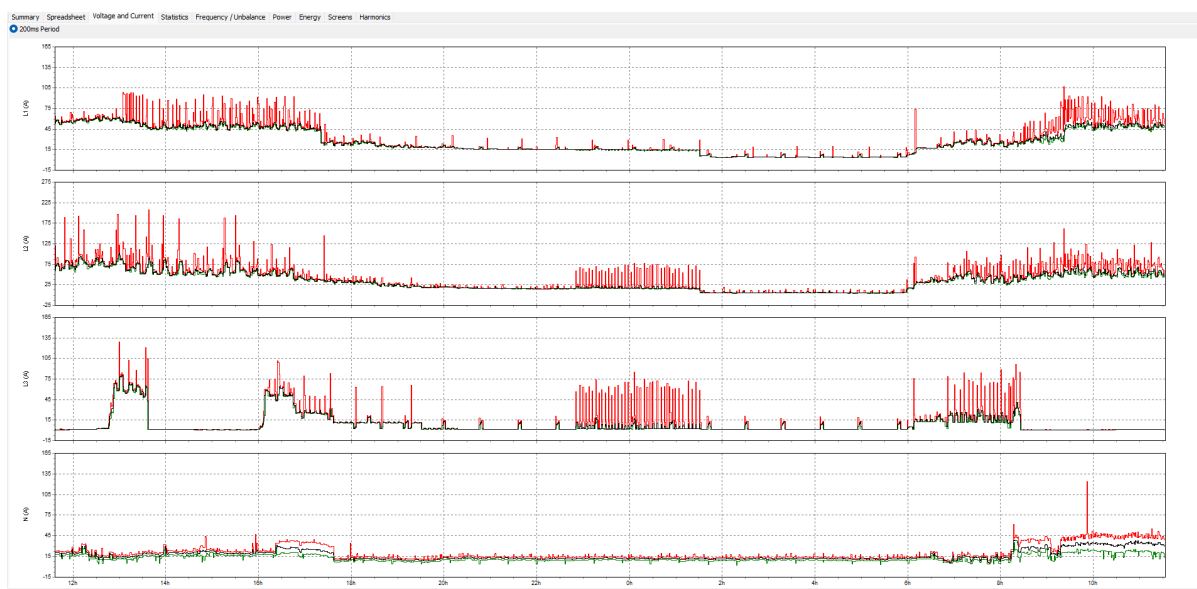


Figura 64: Capturas de Corriente usando Power Log Classic del Banco BT16

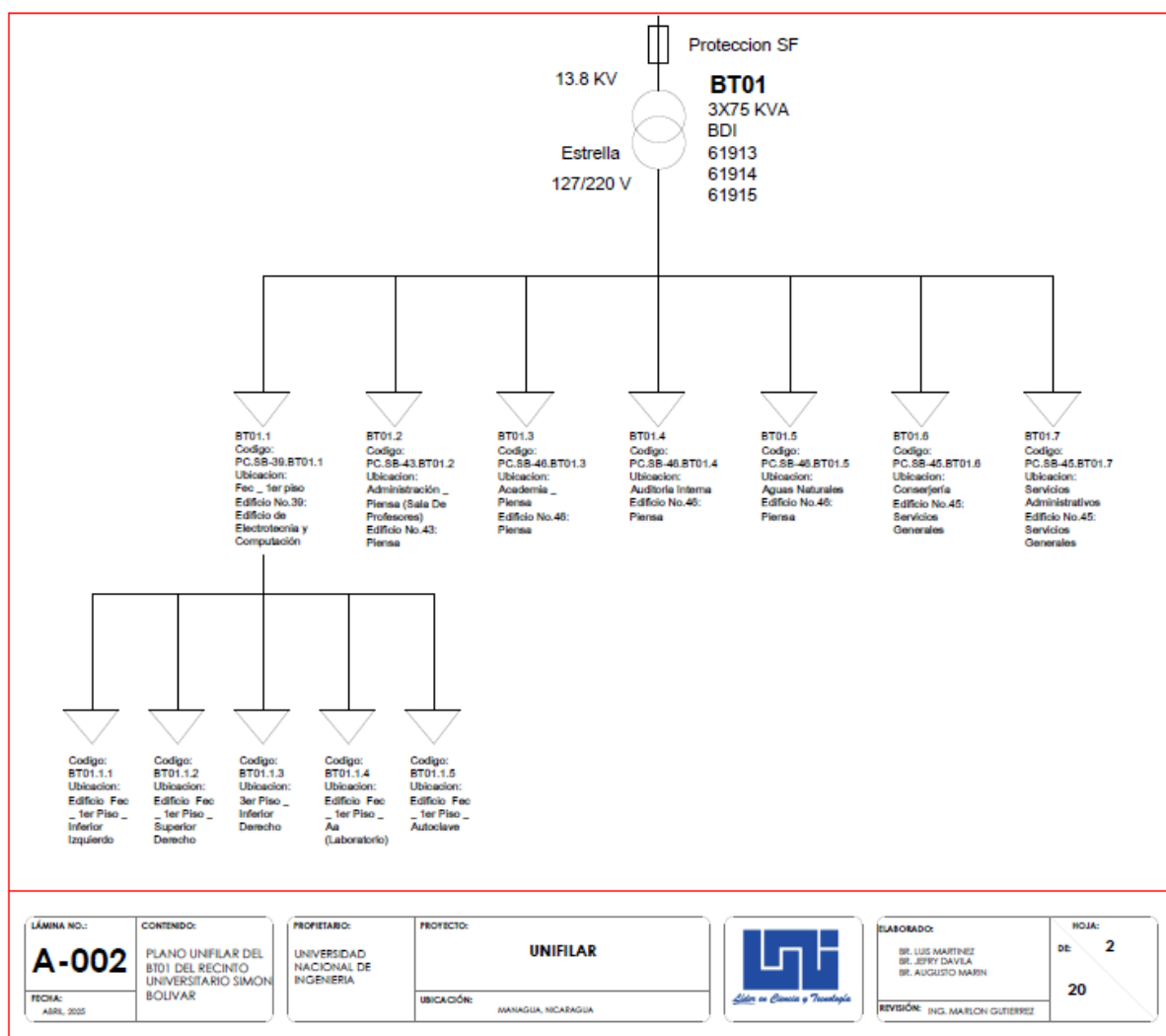


Figura 65: Diagrama unifilar del transformador BT01 y sus paneles de distribución

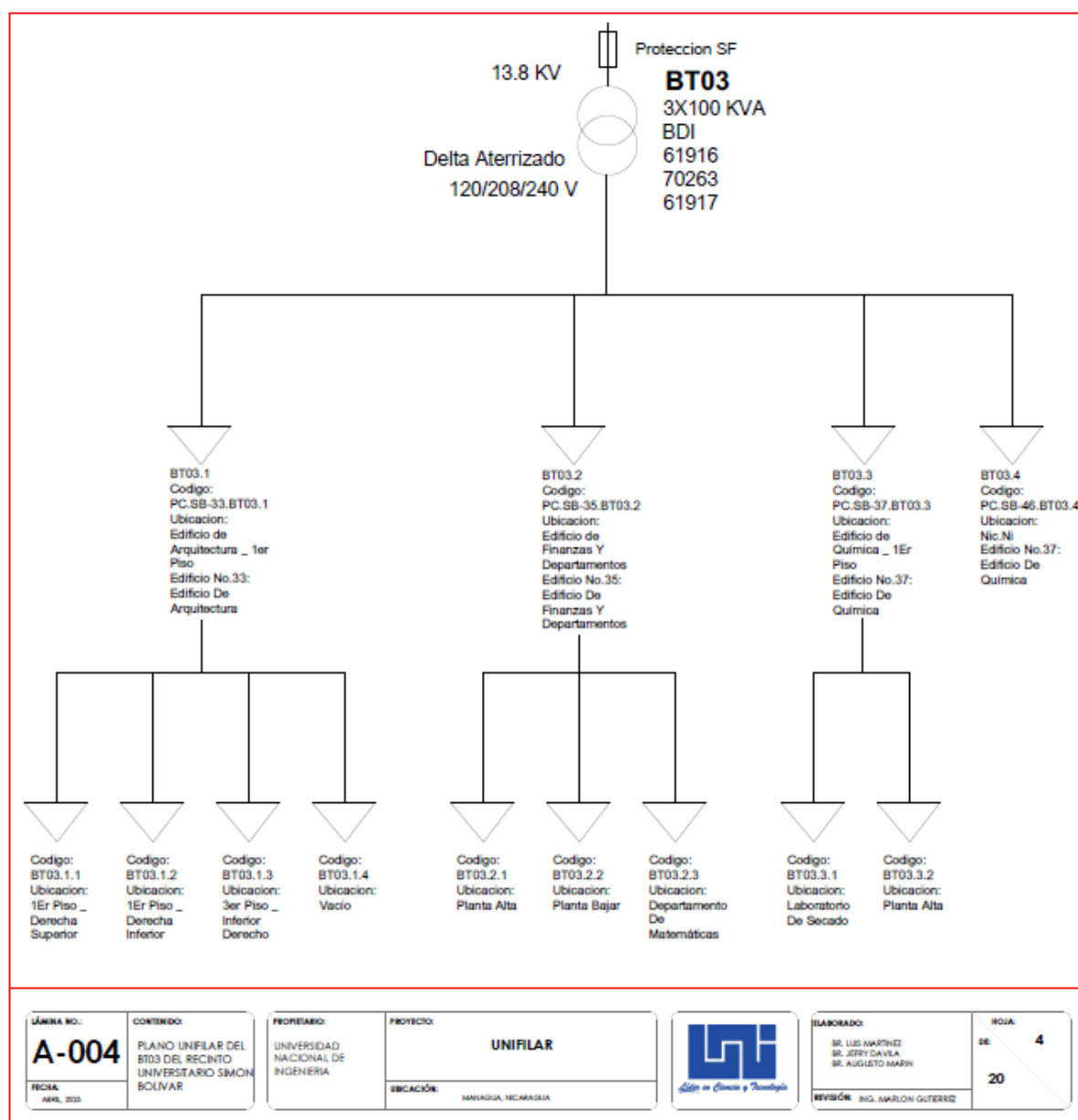


Figura 66: Diagrama unifilar del transformador BT03 y sus paneles de distribución

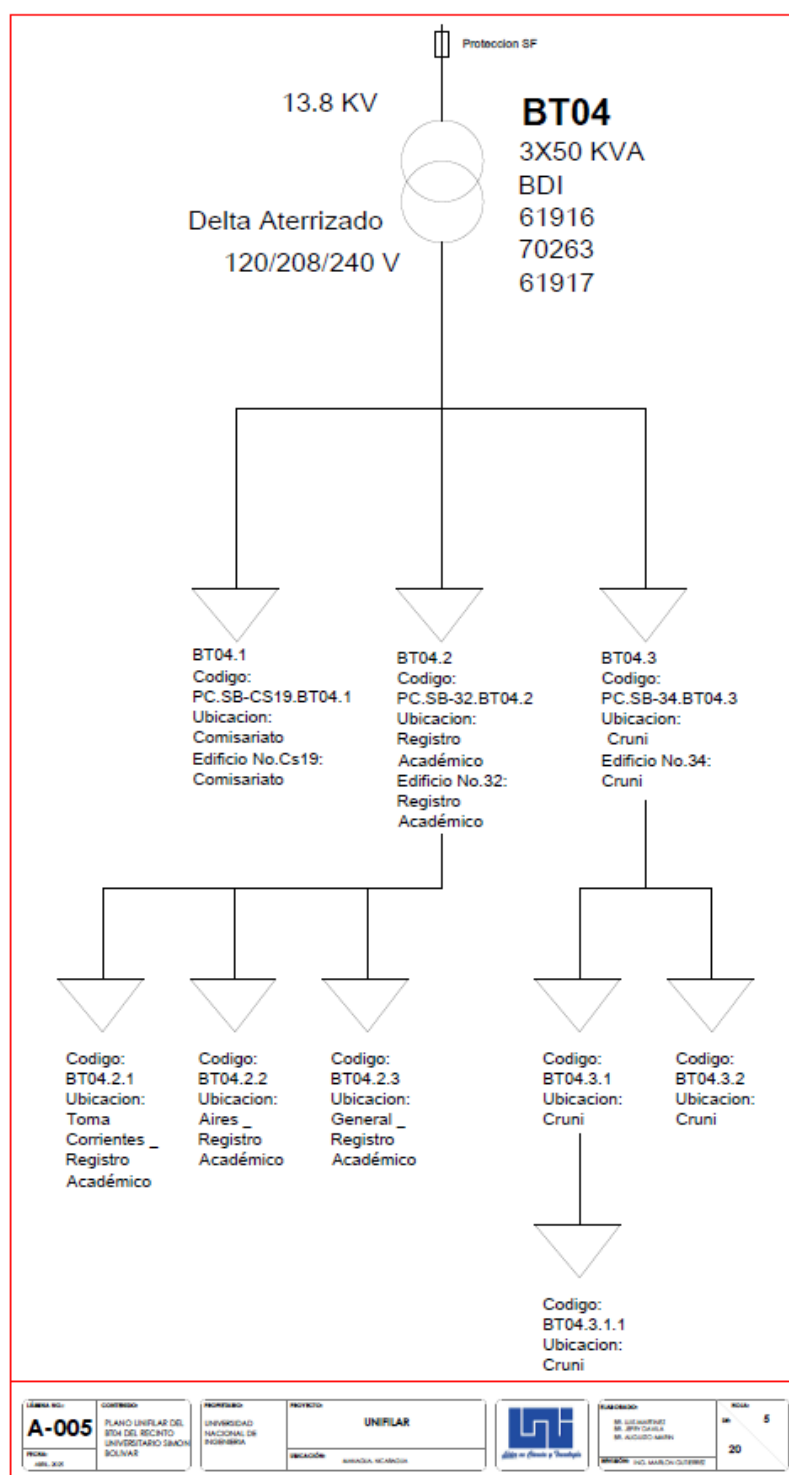


Figura 67: Diagrama unifilar del transformador BT04 y sus paneles de distribución

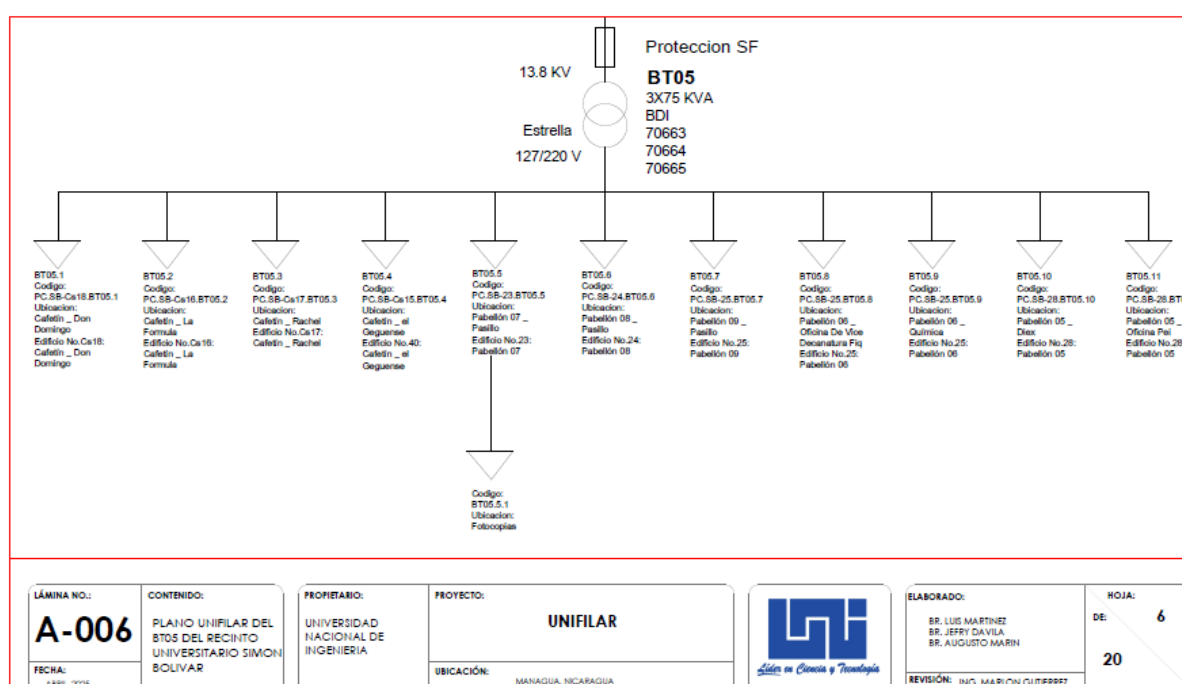


Figura 68: Diagrama unifilar del transformador BT05 y sus paneles de distribución

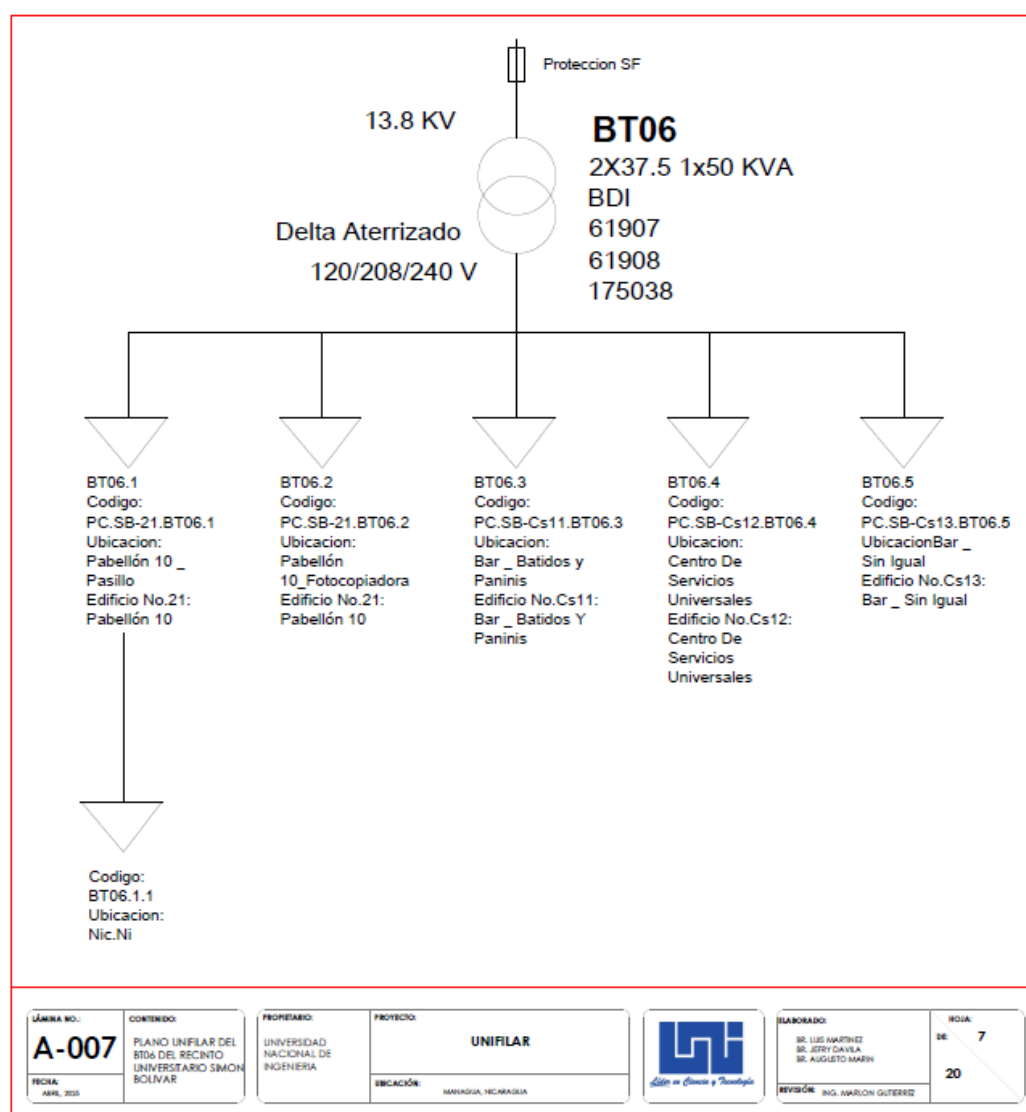


Figura 69: Diagrama unifilar del transformador BT06 y sus paneles de distribución

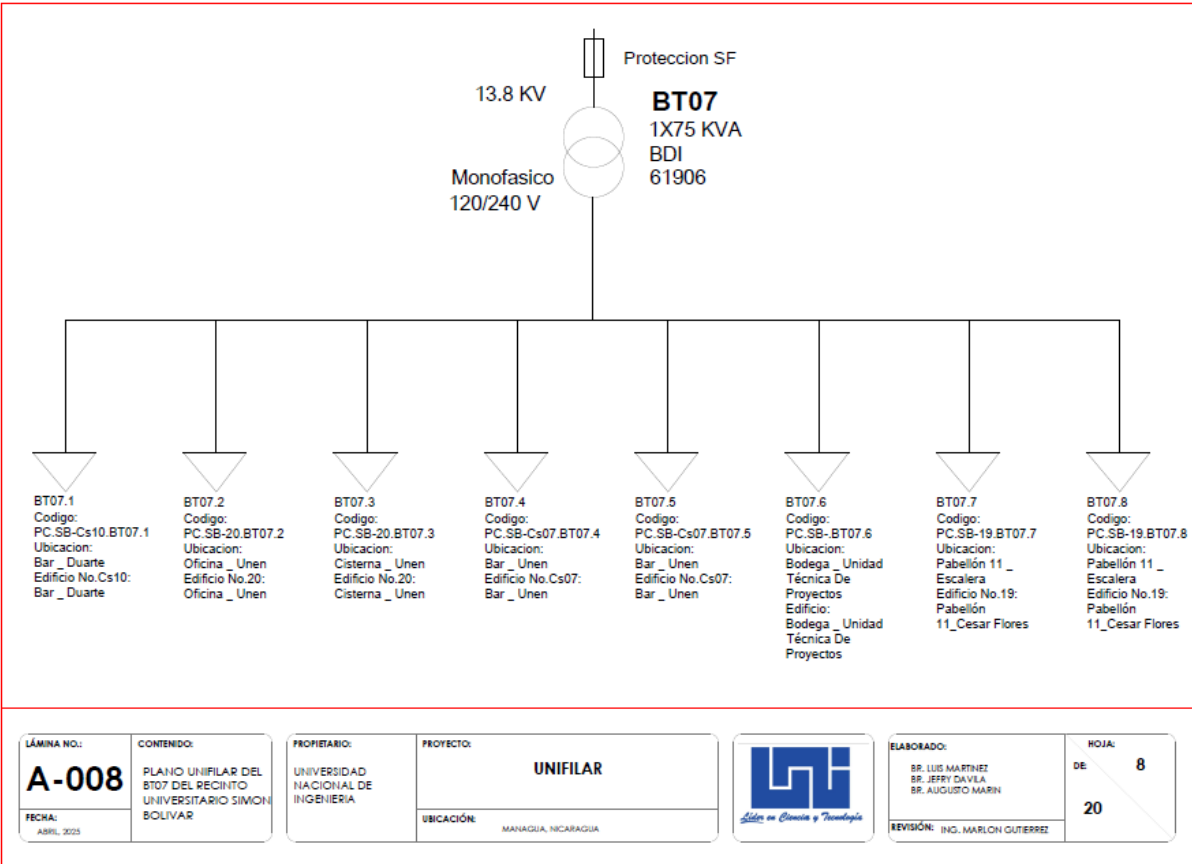


Figura 70: Diagrama unifilar del transformador BT07 y sus paneles de distribución

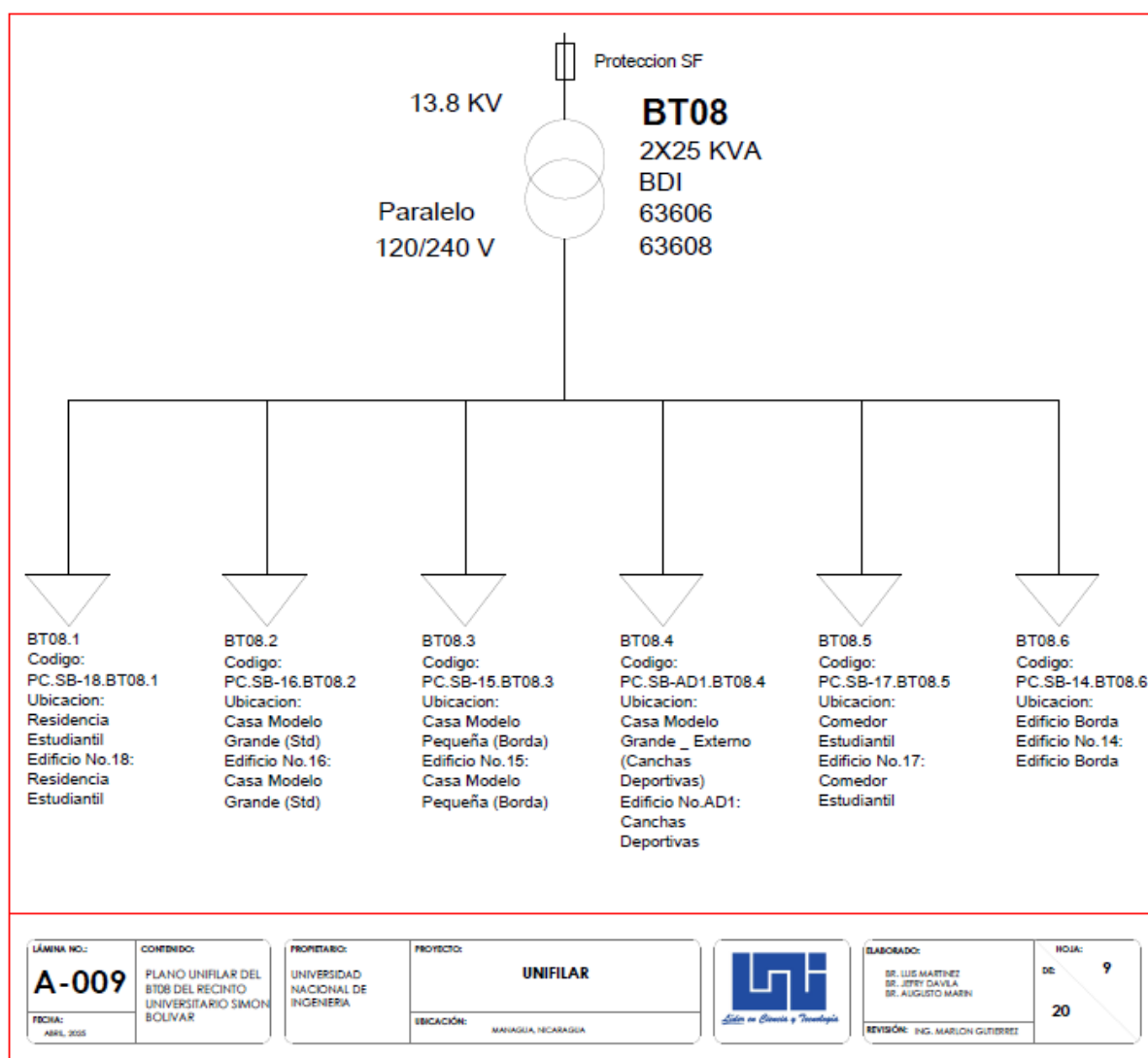


Figura 71: Diagrama unifilar del transformador BT08 y sus paneles de distribución

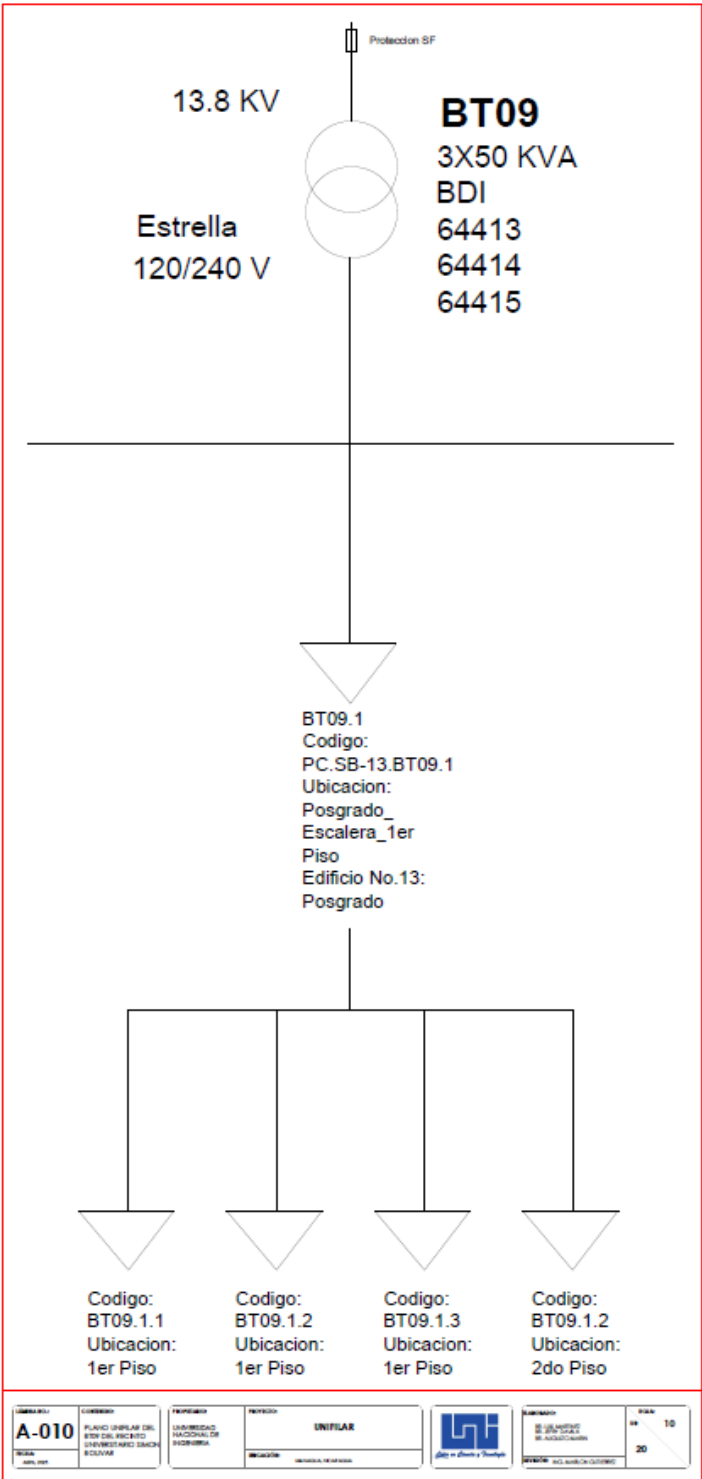


Figura 72: Diagrama unifilar del transformador BT09 y sus paneles de distribución

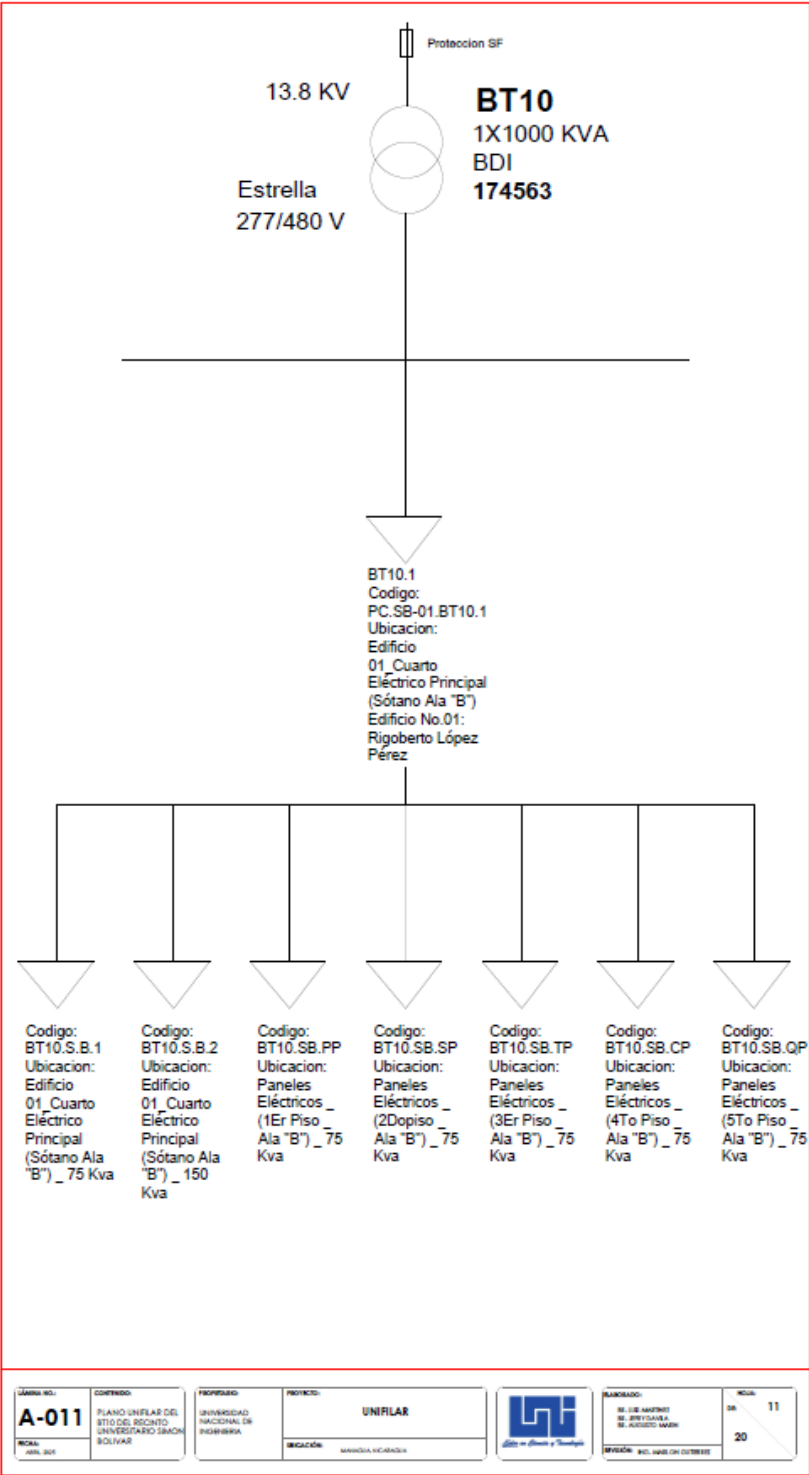


Figura 73: Diagrama unifilar del transformador BT10 y sus paneles de distribución

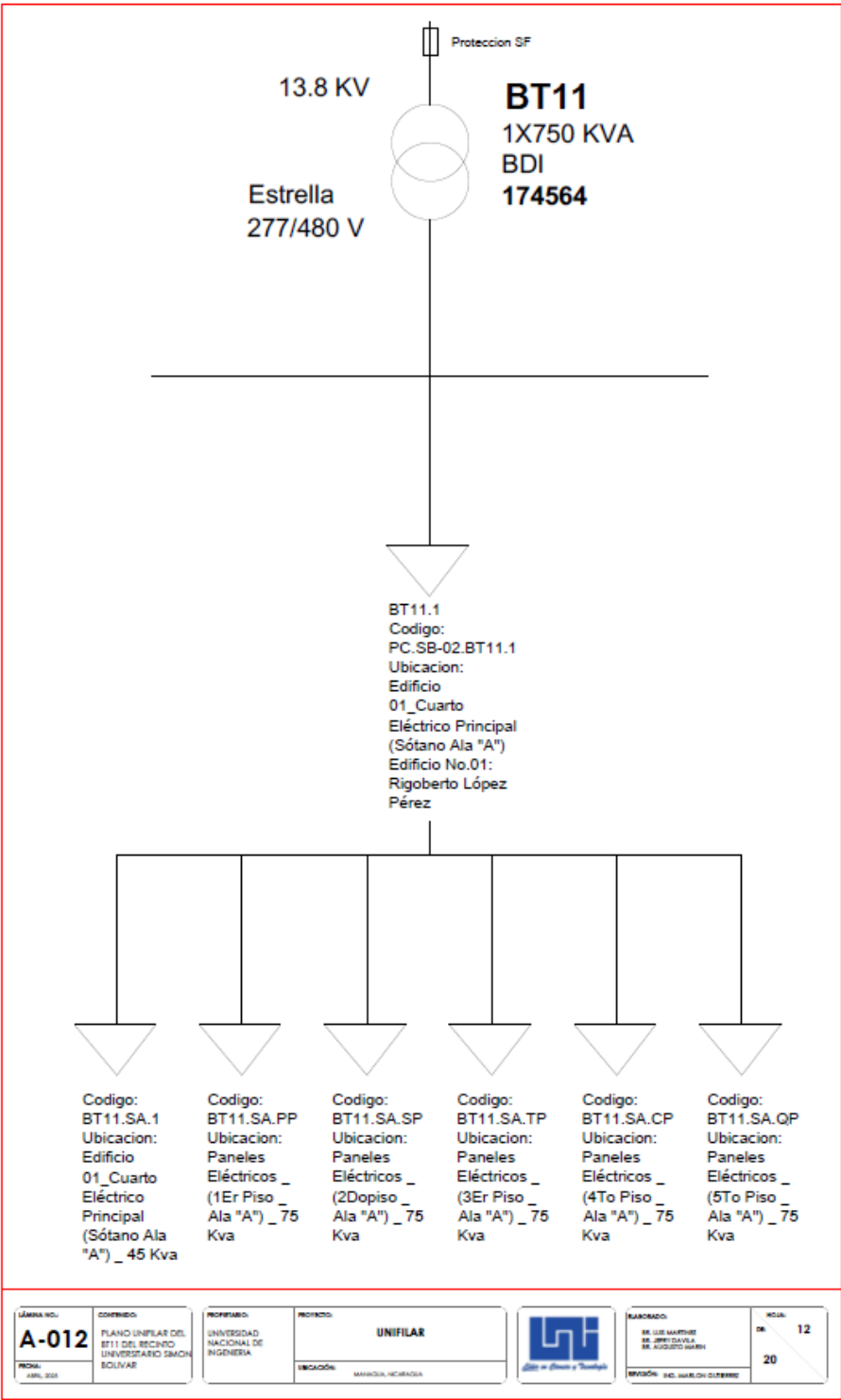


Figura 74: Diagrama unifilar del transformador BT11 y sus paneles de distribución

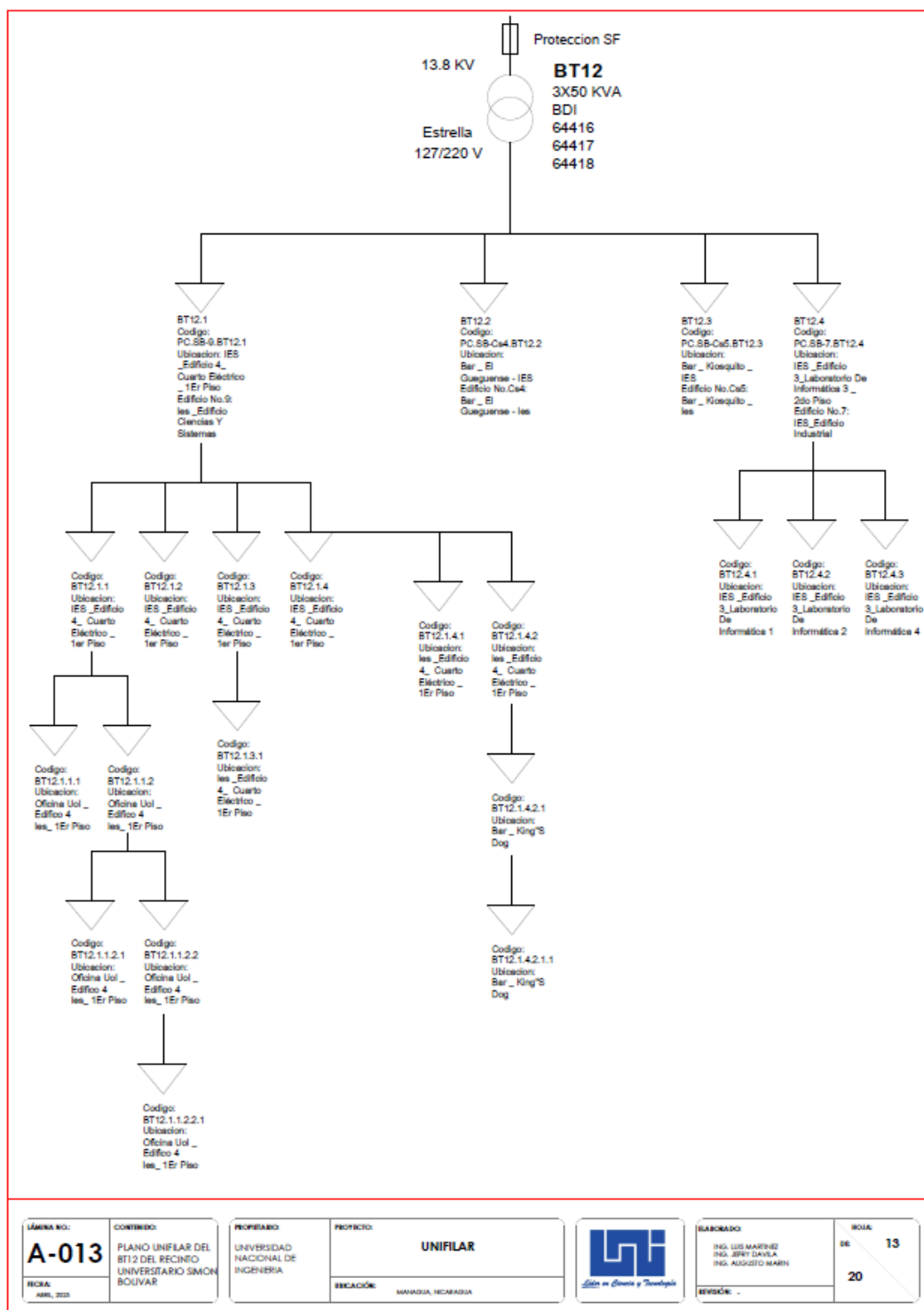


Figura 75: Diagrama unifilar del transformador BT12 y sus paneles de distribución

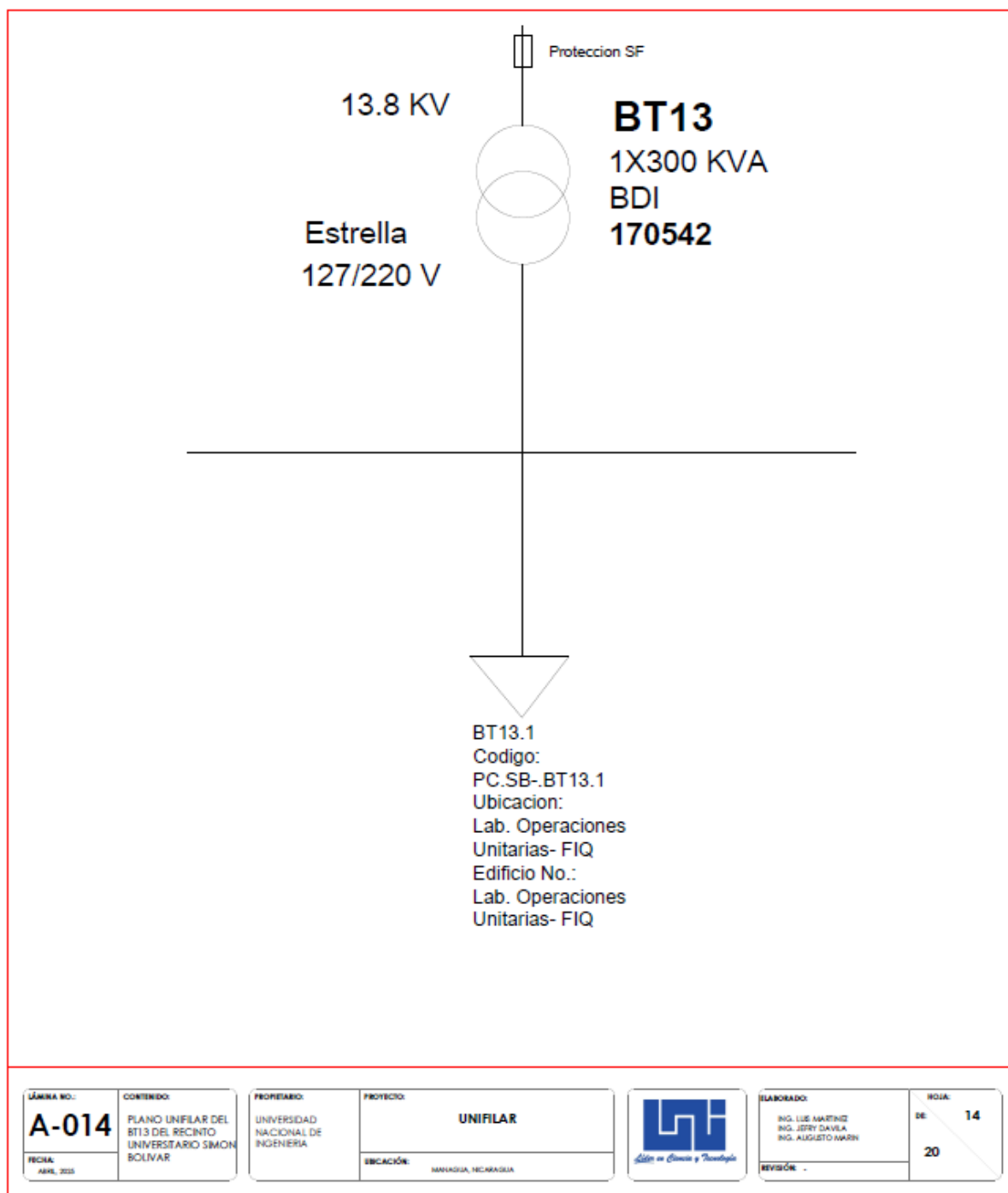


Figura 76: Diagrama unifilar del transformador BT13 y sus paneles de distribución

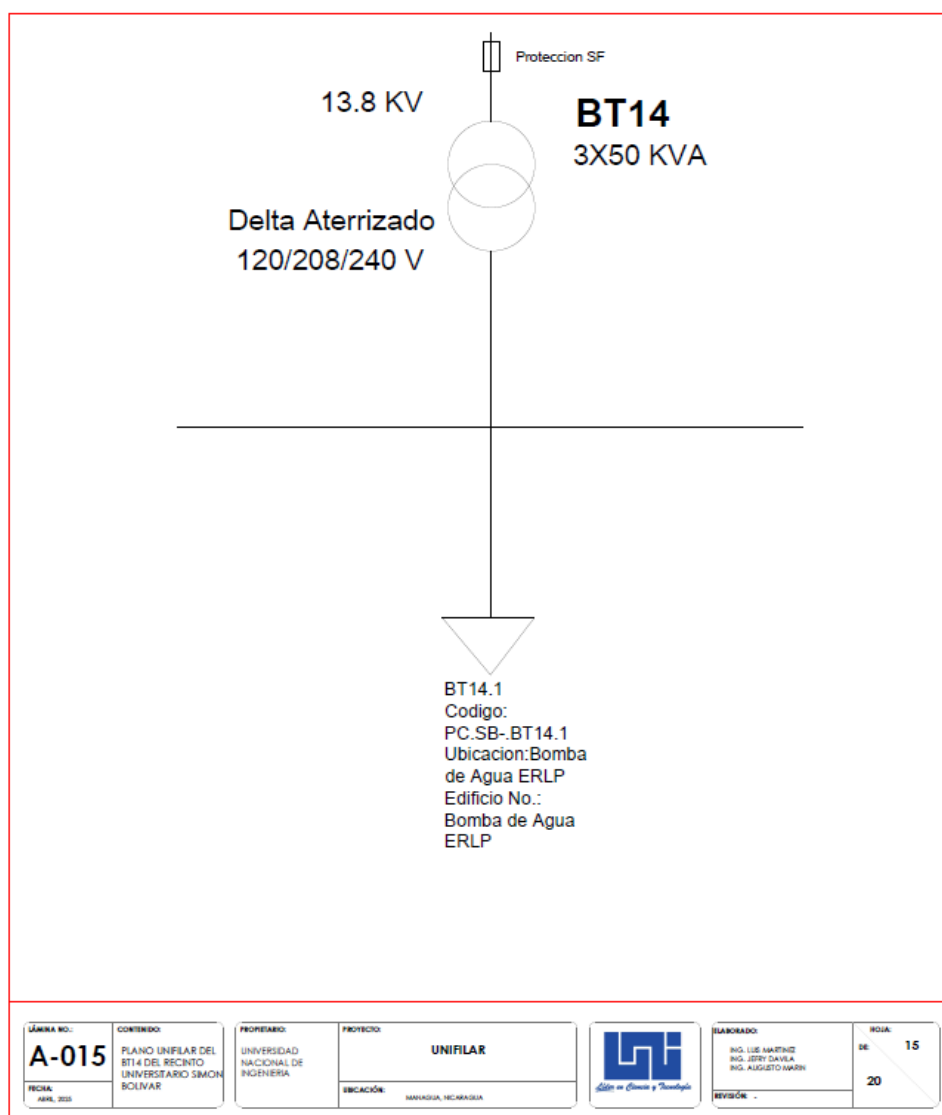


Figura 77: Diagrama unifilar del transformador BT14 y sus paneles de distribución

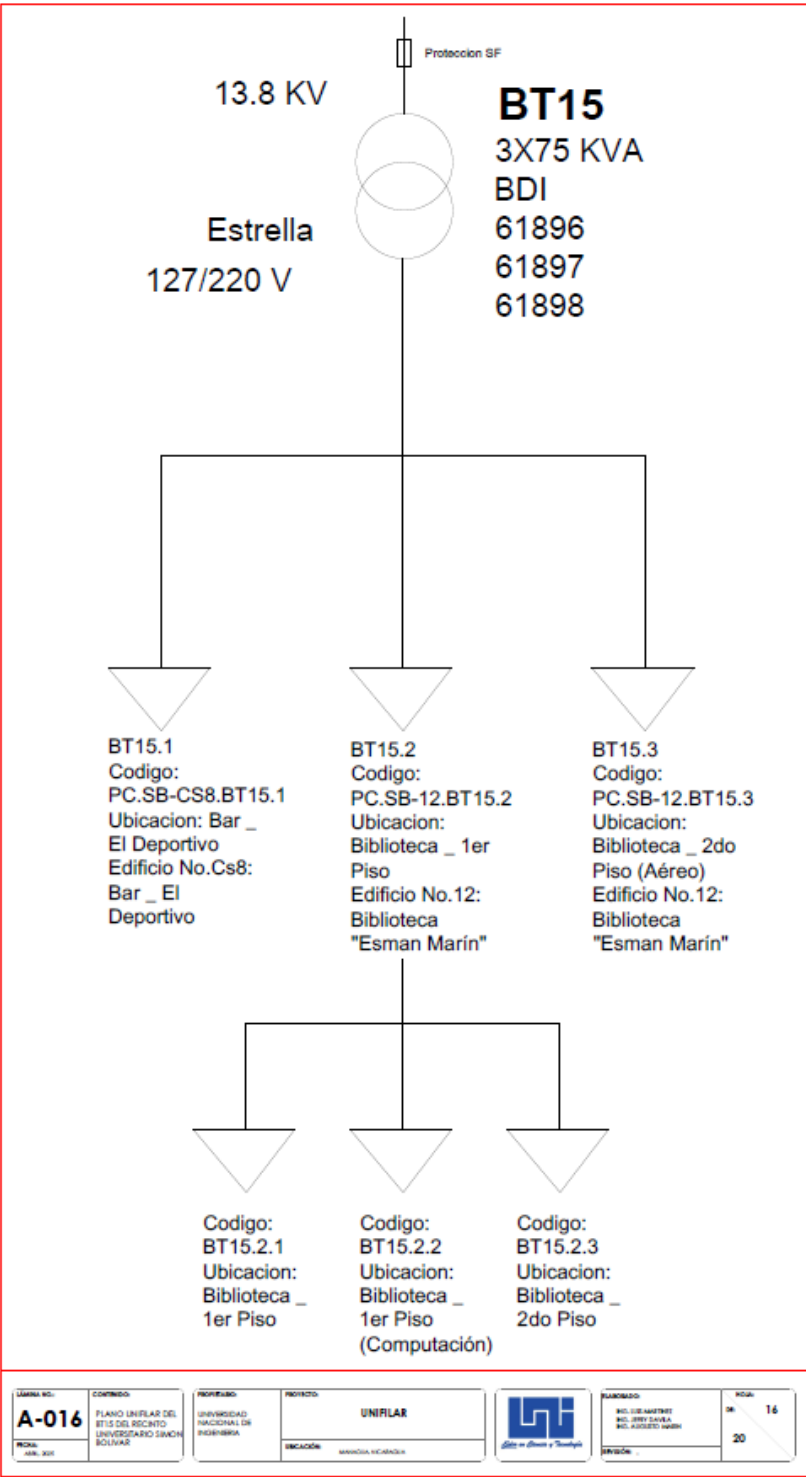


Figura 78: Diagrama unifilar del transformador BT15 y sus paneles de distribución

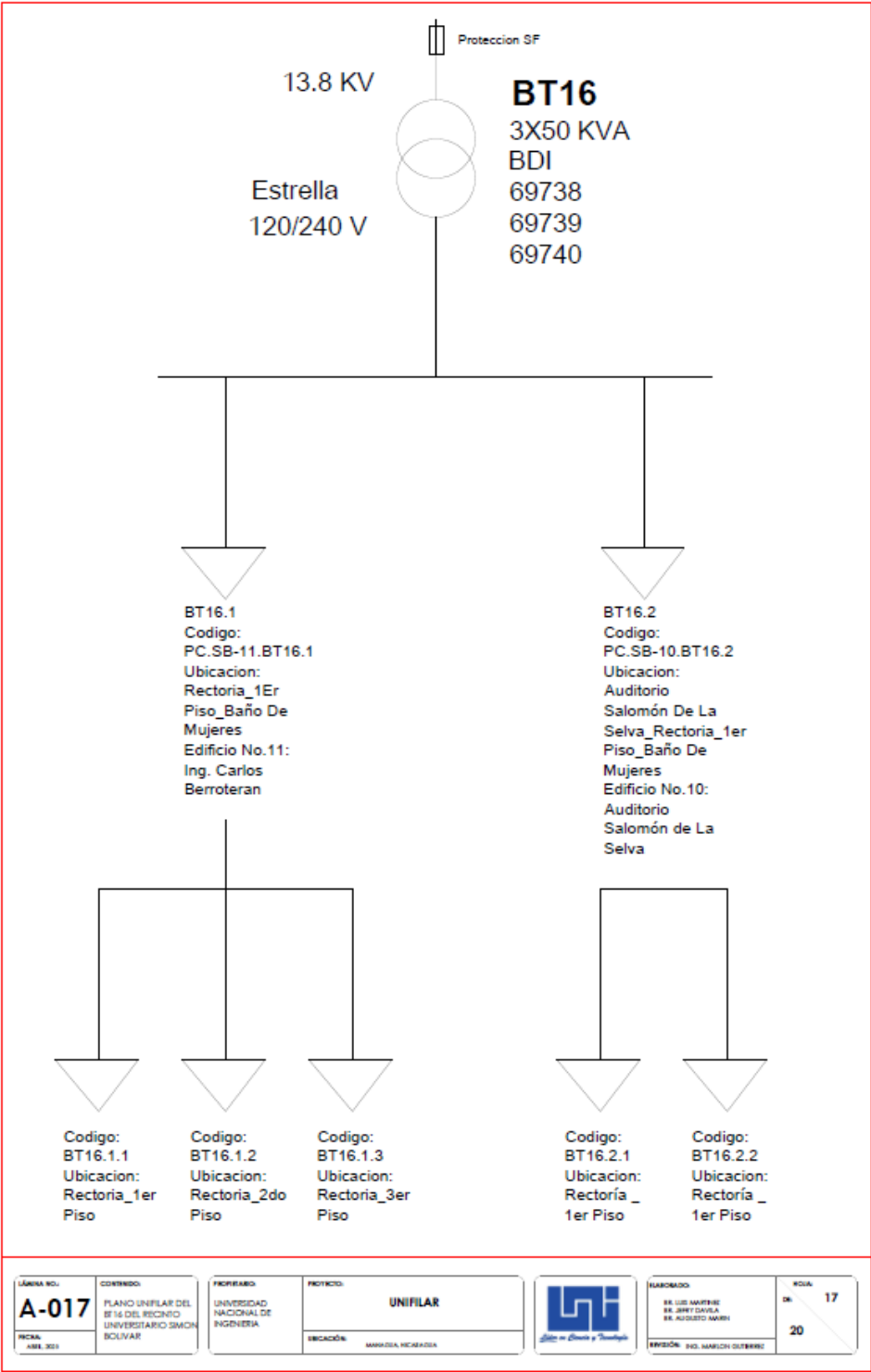


Figura 79: Diagrama unifilar del transformador BT16 y sus paneles de distribución

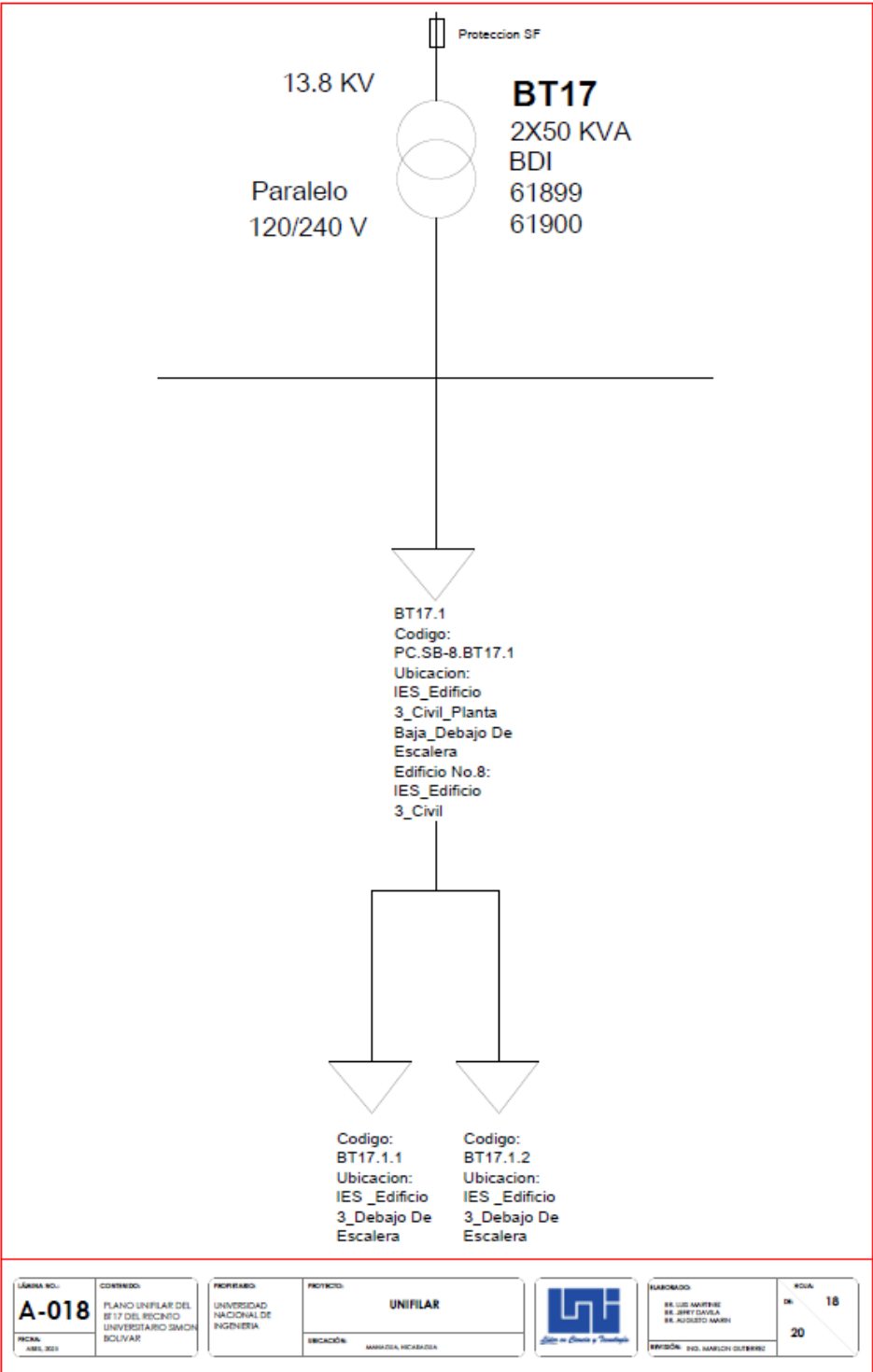


Figura 80: Diagrama unifilar del transformador BT17 y sus paneles de distribución

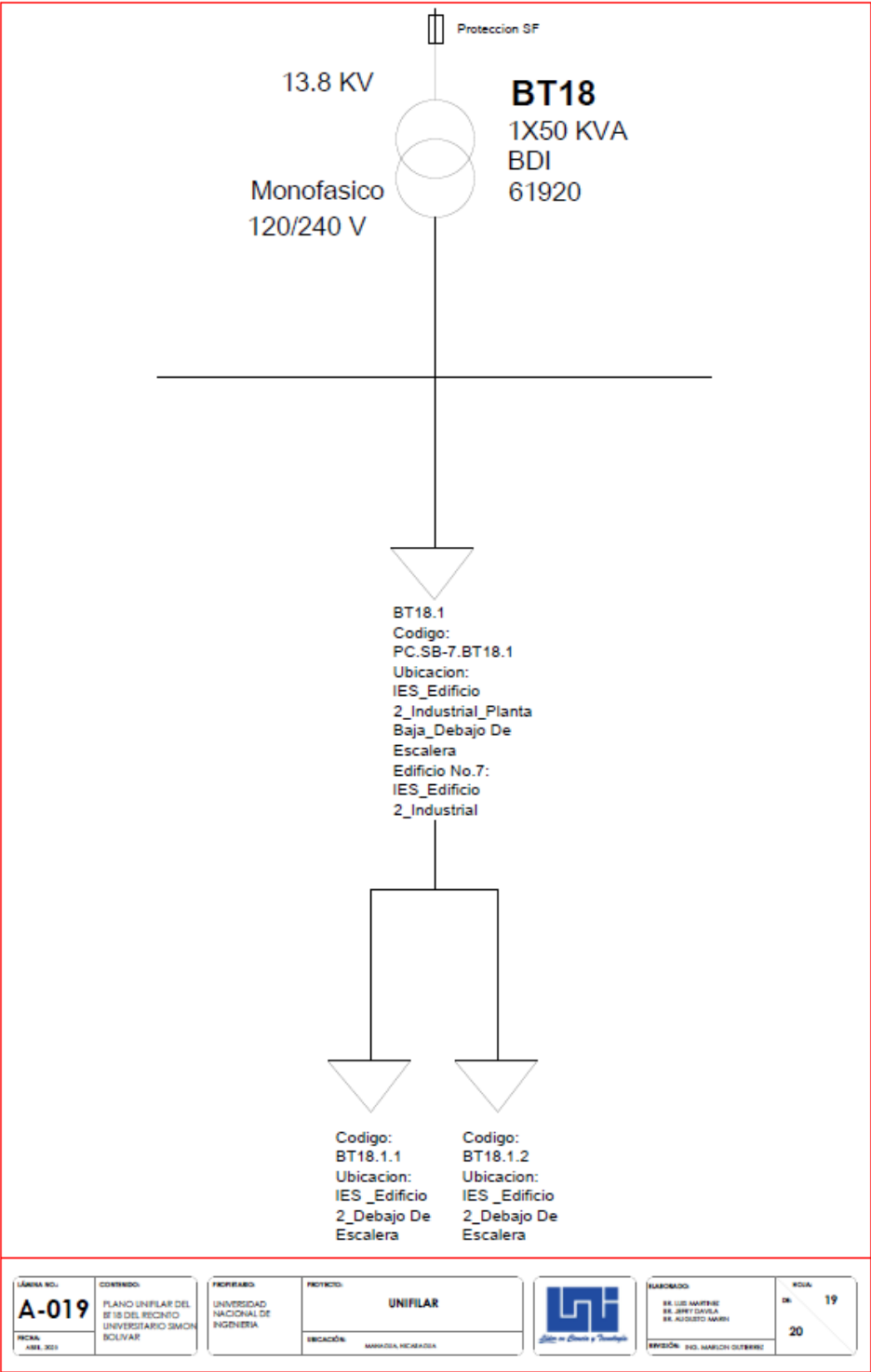


Figura 81: Diagrama unifilar del transformador BT18 y sus paneles de distribución

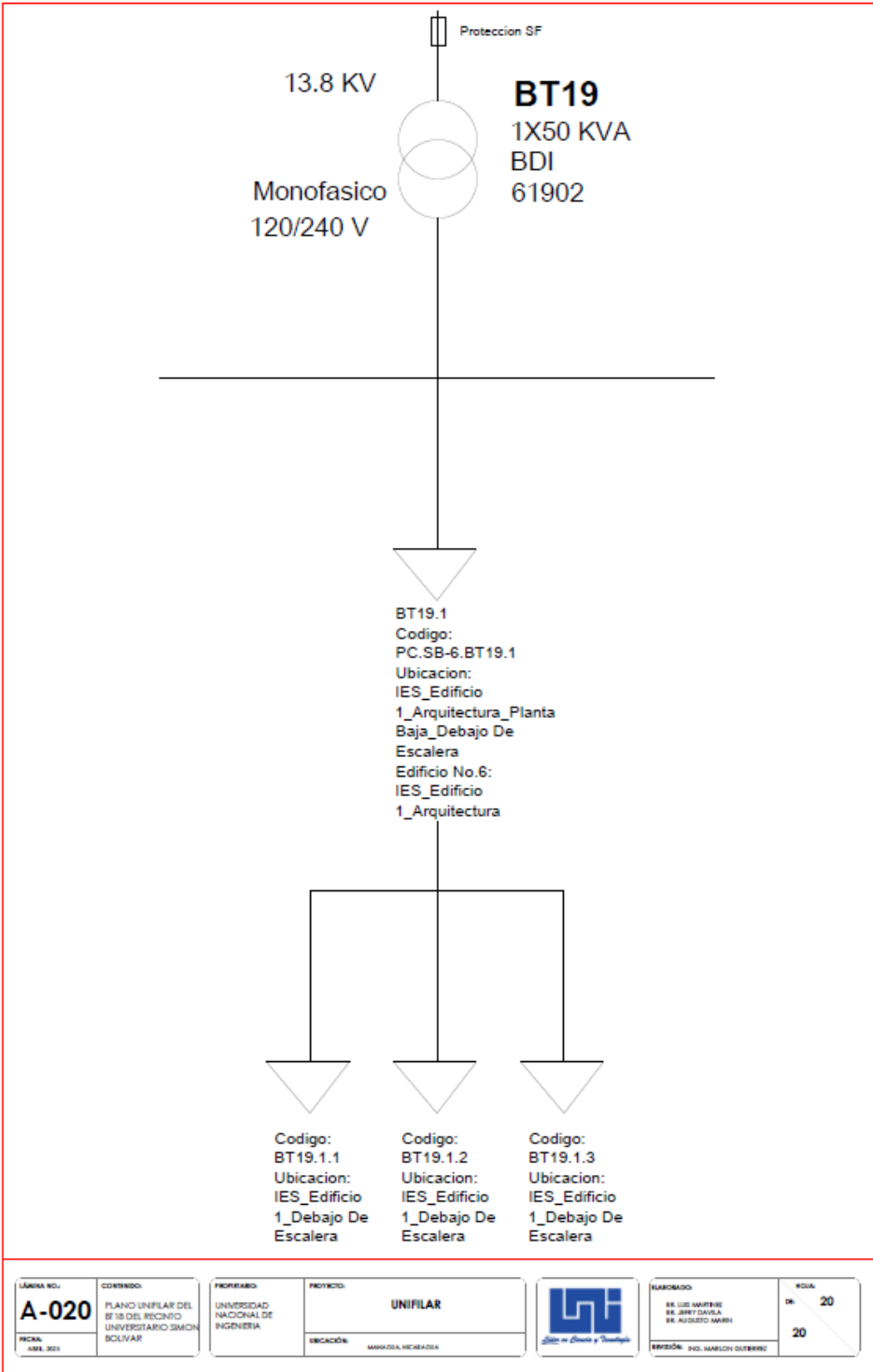


Figura 82: Diagrama unifilar del transformador BT19 y sus paneles de distribución

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente L1	290.523 A	120.344 A
Corriente L2	303.655 A	105.960 A
Corriente L3	324.532 A	129.269 A
Voltaje L1N	126.055 V	123.569 V
Voltaje L2N	126.791 V	124.484 V
Voltaje L3N	125.264 V	122.941 V
Potencia Activa L1N	33,362.184 W	14,698.808 W
Potencia Activa L2N	35,155.637 W	12,433.764 W
Potencia Activa L3N	37,682.184 W	15,687.270 W
Potencia Aparente L1N	36,114.547 VA	14,889.114 VA
Potencia Aparente L2N	37,839.273 VA	13,222.524 VA
Potencia Aparente L3N	39,370.910 VA	15,921.858 VA
Potencia Reactiva L1N	16,612.363 var	-789.433 var
Potencia Reactiva L2N	26,266.908 var	4,223.943 var
Potencia Reactiva L3N	20,084.727 var	1,837.913 var
Factor de Potencia L1N	1.0	0.985
Factor de Potencia L2N	1.0	0.942
Factor de Potencia L3N	1.0	0.983
THD A L1	23.8 %	12.068 %
THD A L2	17.3 %	7.065 %
THD A L3	23.9 %	4.077 %
Frecuencia	60.1 Hz	59.985 Hz

Tabla 26: Mediciones de los parámetros eléctricos del del BT01

AWG	Diameter [inches]	Diameter [mm]	Area [mm ²]	Resistance [Ohms / 1000 ft]	Resistance [Ohms / km]	Max Current [Amperes]	Max Frequency for 100% skin depth
0000 (4/0)	0.46	11.684	107	0.049	0.16072	302	125 Hz
000 (3/0)	0.4096	10.40384	85	0.0618	0.202704	239	160 Hz
00 (2/0)	0.3648	9.26592	67.4	0.0779	0.255512	190	200 Hz
0 (1/0)	0.3249	8.25246	53.5	0.0983	0.322424	150	250 Hz
1	0.2893	7.34822	42.4	0.1239	0.406392	119	325 Hz
2	0.2576	6.54304	33.6	0.1563	0.512664	94	410 Hz
3	0.2294	5.82676	26.7	0.197	0.64616	75	500 Hz
4	0.2043	5.18922	21.2	0.2485	0.81508	60	650 Hz
5	0.1819	4.62026	16.8	0.3133	1.027624	47	810 Hz
6	0.162	4.1148	13.3	0.3951	1.295928	37	1100 Hz
7	0.1443	3.66522	10.5	0.4982	1.634096	30	1300 Hz
8	0.1285	3.2639	8.37	0.6282	2.060496	24	1650 Hz
9	0.1144	2.90576	6.63	0.7921	2.598088	19	2050 Hz
10	0.1019	2.58826	5.26	0.9989	3.276392	15	2600 Hz
11	0.0907	2.30378	4.17	1.26	4.1328	12	3200 Hz
12	0.0808	2.05232	3.31	1.588	5.20864	9.3	4150 Hz

Figura 83: Tabla de conductores AWG

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente L1	280.336 A	85.56 A
Corriente L2	312.327 A	96.77 A
Corriente L3	212.741 A	37.77 A
Voltaje L1N	126.055 V	124.27 V
Voltaje L2N	125.591 V	123.77 V
Voltaje L3N	219.518 V	216.31 V
Potencia Activa L1N	28,652.727 W	10,506.53 W
Potencia Activa L2N	28,855.637 W	10,396.16 W
Potencia Activa L3N	857.455 W	-7,723.16 W
Potencia Aparente L1N	34,504.363 VA	10,627.38 VA
Potencia Aparente L2N	38,248.363 VA	11,973.37 VA
Potencia Aparente L3N	45,818.184 VA	8,170.80 VA
Potencia Reactiva L1N	19,135.637 var	-800.75 var
Potencia Reactiva L2N	25,844.727 var	5,790.18 var
Potencia Reactiva L3N	2,336.727 var	-2,055.04 var
Factor de Potencia L1N	1.0	0.9868
Factor de Potencia L2N	1.0	0.8671
Factor de Potencia L3N	0.988	-0.7377
THD A L1	21.4 %	8.92 %
THD A L2	15.1 %	9.01 %
THD A L3	35.1 %	7.10 %
Frecuencia	60.09 Hz	59.98 Hz

Tabla 27: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT02

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente L1	164.6 A	58.71 A
Corriente L2	265.9 A	62.10 A
Corriente L3	221.4 A	75.69 A
Voltaje L1N	217.69 V	215.35 V
Voltaje L2N	125.54 V	124.39 V
Voltaje L3N	125.58 V	124.33 V
Potencia Activa L1N	-3,950.0 W	-12,249.27 W
Potencia Activa L2N	32,620.0 W	7,411.50 W
Potencia Activa L3N	21,380.0 W	6,980.37 W
Potencia Aparente L1N	35,190.0 VA	12,609.11 VA
Potencia Aparente L2N	33,090.0 VA	7,646.12 VA
Potencia Aparente L3N	27,250.0 VA	9,390.14 VA
Potencia Reactiva L1N	7,280.0 var	1,106.40 var
Potencia Reactiva L2N	11,610.0 var	-1,114.76 var
Potencia Reactiva L3N	21,880.0 var	6,148.43 var
Factor de Potencia L1N	-0.33	-0.97
Factor de Potencia L2N	1.0	0.97
Factor de Potencia L3N	0.94	0.75
THD A L1	15.08 %	7.95 %
THD A L2	30.42 %	8.41 %
THD A L3	23.84 %	11.91 %
Frecuencia	60.07 Hz	59.99 Hz

Tabla 28: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT03

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente L1	221.89 A	62.23 A
Corriente L2	67.16 A	25.30 A
Corriente L3	2.54 A	0.26 A
Voltaje L1N	125.43 V	123.10 V
Voltaje L2N	216.00 V	213.47 V
Voltaje L3N	124.42 V	122.49 V
Potencia Activa L1N	20,883.27 W	6,607.02 W
Potencia Activa L2N	14,295.27 W	5,293.87 W
Potencia Activa L3N	19.64 W	-4.89 W
Potencia Aparente L1N	26,394.55 VA	7,656.38 VA
Potencia Aparente L2N	14,295.27 VA	5,398.43 VA
Potencia Aparente L3N	310.91 VA	30.59 VA
Potencia Reactiva L1N	16,900.36 var	3,677.37 var
Potencia Reactiva L2N	2,454.55 var	352.25 var
Potencia Reactiva L3N	98.18 var	34.51 var
Factor de Potencia L1N	1.0	0.86
Factor de Potencia L2N	1.0	0.98
Factor de Potencia L3N	0.42	-0.10
THD A L1	27.2 %	9.90 %
THD A L2	33.9 %	7.67 %
THD A L3	1.9 %	0.0 %
Frecuencia	60.07 Hz	59.98 Hz

Tabla 29: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT04

Parámetro	Máximo	Promedio
Corriente L1	115.54 A	18.69 A
Corriente L2	114.61 A	16.50 A
Corriente L3	0.30 A	0.04 A
Voltaje L1N	125.65 V	124.61 V
Voltaje L2N	123.38 V	121.54 V
Voltaje L3N	125.97 V	125.07 V
Potencia Activa L1N	14,066.18 W	2,114.08 W
Potencia Activa L2N	3,619.64 W	1,651.31 W
Potencia Activa L3N	6.55 W	-4.03 W
Potencia Aparente L1N	14,066.18 VA	2,327.74 VA
Potencia Aparente L2N	13,719.27 VA	2,000.88 VA
Potencia Aparente L3N	36.00 VA	5.58 VA
Potencia Reactiva L1N	3,793.09 var	-916.74 var
Potencia Reactiva L2N	15,908.73 var	1,117.62 var
Potencia Reactiva L3N	3.27 var	-5.58 var
Factor de Potencia L1N	1.0	0.90
Factor de Potencia L2N	0.96	0.85
Factor de Potencia L3N	1.0	-0.77
THD A L1	57.6 %	16.84 %
THD A L2	60.3 %	6.43 %
THD A L3	99.9 %	0.06 %
Frecuencia	60.06 Hz	59.99 Hz

Tabla 30: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT05

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	179.1 A	40.80 A
Corriente L2	148.2 A	19.47 A
Corriente L3	166.6 A	32.49 A
Voltaje L1N	215.98 V	215.28 V
Voltaje L2N	125.32 V	124.72 V
Voltaje L3N	125.74 V	125.32 V
Potencia Activa L1N	35,990 W	7,678.21 W
Potencia Activa L2N	1,390 W	1,004.03 W
Potencia Activa L3N	19,840 W	3,192.69 W
Potencia Aparente L1N	38,030 VA	8,718.66 VA
Potencia Aparente L2N	18,400 VA	2,377.46 VA
Potencia Aparente L3N	20,780 VA	4,046.72 VA
Potencia Reactiva L1N	31,130 VAR	3,155.82 VAR
Potencia Reactiva L2N	17,850 VAR	2,010.75 VAR
Potencia Reactiva L3N	-1,020 VAR	-2,399.85 VAR
Factor de Potencia L1N	1.0	0.871
Factor de Potencia L2N	0.93	0.583
Factor de Potencia L3N	0.95	0.787
THD A L1	13.31 %	7.30 %
THD A L2	69.53 %	20.32 %
THD A L3	19.14 %	11.25 %
Frecuencia	60.06 Hz	60.01 Hz

Tabla 31: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT06

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	154.0 A	33.18 A
Corriente L2	179.0 A	57.71 A
Voltaje L1N	123.89 V	123.09 V
Voltaje L2N	121.36 V	120.61 V
Potencia Activa L1N	14,860 W	3,787.25 W
Potencia Activa L2N	17,320 W	6,511.43 W
Potencia Aparente L1N	18,320 VA	4,025.16 VA
Potencia Aparente L2N	20,930 VA	6,911.98 VA
Potencia Reactiva L1N	10,730 VAR	1,354.18 VAR
Potencia Reactiva L2N	11,750 VAR	2,285.82 VAR
Factor de Potencia L1N	0.96	0.94
Factor de Potencia L2N	0.98	0.94
THD A L1	14.34 %	12.41 %
THD A L2	11.69 %	9.31 %
Frecuencia	60.05 Hz	60.00 Hz

Tabla 32: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT07

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	13.4 A	12.80 A
Corriente L2	10.8 A	10.57 A
Voltaje L1N	123.29 V	122.98 V
Voltaje L2N	123.24 V	122.91 V
Potencia Activa L1N	-1,540 W	-1,562.54 W
Potencia Activa L2N	1,310 W	1,288.50 W
Potencia Aparente L1N	1,640 VA	1,563.83 VA
Potencia Aparente L2N	1,310 VA	1,288.50 VA
Potencia Reactiva L1N	120 VAR	76.37 VAR
Potencia Reactiva L2N	40 VAR	-0.47 VAR
Factor de Potencia L1N	-0.98	-0.99
Factor de Potencia L2N	0.99	0.99
THD A L1	12.95 %	11.53 %
THD A L2	13.67 %	12.37 %
Frecuencia	60.04 Hz	59.99 Hz

Tabla 33: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT08

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	380.0 A	123.88 A
Corriente L2	309.0 A	112.48 A
Corriente L3	323.0 A	125.17 A
Voltaje L1N	129.58 V	125.93 V
Voltaje L2N	133.54 V	125.57 V
Voltaje L3N	129.86 V	125.90 V
Potencia Activa L1N	45,880 W	14,955.58 W
Potencia Activa L2N	36,630 W	13,536.75 W
Potencia Activa L3N	38,911.67 W	15,219.07 W
Potencia Aparente L1N	47,236 VA	15,440.29 VA
Potencia Aparente L2N	38,541.67 VA	14,057.94 VA
Potencia Aparente L3N	40,268.34 VA	15,553.57 VA
Potencia Reactiva L1N	24,235 VAR	2,948.40 VAR
Potencia Reactiva L2N	33,238.34 VAR	3,104.96 VAR
Potencia Reactiva L3N	21,460 VAR	2,656.68 VAR
Factor de Potencia L1N	1.0	0.96
Factor de Potencia L2N	1.0	0.96
Factor de Potencia L3N	1.0	0.96
THD A L1	57.16 %	13.13 %
THD A L2	28.73 %	7.43 %
THD A L3	72.61 %	14.05 %
Frecuencia	60.11 Hz	60.00 Hz

Tabla 34: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT09

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente A	150.3 A	62.66 A
Corriente B	110.0 A	50.72 A
Corriente C	157.6 A	65.91 A
Voltaje L1N (AN)	295.94 V	289.09 V
Voltaje L1N (BN)	294.96 V	288.01 V
Voltaje L1N (CN)	297.9 V	290.77 V
Potencia Activa AN	34,700 W	15,788.64 W
Potencia Activa BN	31,300 W	13,779.90 W
Potencia Activa CN	42,000 W	18,572.25 W
Potencia Aparente AN	43,000 VA	18,097.13 VA
Potencia Aparente BN	31,400 VA	14,597.73 VA
Potencia Aparente CN	45,300 VA	19,144.62 VA
Potencia Reactiva AN	26,700 VAR	8,603.35 VAR
Potencia Reactiva BN	13,500 VAR	4,431.46 VAR
Potencia Reactiva CN	17,600 VAR	3,797.61 VAR
Factor de Potencia AN	0.97	0.85
Factor de Potencia BN	1.0	0.93
Factor de Potencia CN	1.0	0.96
THD A A	29.86 %	7.95 %
THD A B	24.13 %	8.35 %
THD A C	28.79 %	5.66 %
Frecuencia	—	—

Tabla 35: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT10

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente A	152.7 A	66.28 A
Corriente B	90.2 A	40.68 A
Corriente C	154.6 A	74.32 A
Voltaje L1N (AN)	290.44 V	287.10 V
Voltaje L1N (BN)	289.88 V	287.07 V
Voltaje L1N (CN)	292.5 V	289.33 V
Potencia Activa AN	35,000 W	15,935.45 W
Potencia Activa BN	25,800 W	11,416.38 W
Potencia Activa CN	41,900 W	21,337.20 W
Potencia Aparente AN	43,700 VA	18,992.21 VA
Potencia Aparente BN	26,000 VA	11,672.81 VA
Potencia Aparente CN	44,700 VA	21,489.83 VA
Potencia Reactiva AN	27,400 VAR	10,275.52 VAR
Potencia Reactiva BN	12,200 VAR	874.40 VAR
Potencia Reactiva CN	17,800 VAR	1,935.61 VAR
Factor de Potencia AN	0.95	0.84
Factor de Potencia BN	1.0	0.98
Factor de Potencia CN	1.0	0.99
THD A A	6.62 %	2.83 %
THD A B	13.92 %	6.33 %
THD A C	10.04 %	3.04 %
Frecuencia	60.06 Hz	60.00 Hz

Tabla 36: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT11

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	203.3 A	91.72 A
Corriente L2	170.3 A	67.13 A
Corriente L3	196.2 A	84.34 A
Voltaje L1N	130.49 V	124.08 V
Voltaje L2N	130.40 V	129.81 V
Voltaje L3N	131.64 V	131.25 V
Potencia Activa L1N	24,520 W	9,917.71 W
Potencia Activa L2N	20,760 W	8,547.71 W
Potencia Activa L3N	25,390 W	10,960.29 W
Potencia Aparente L1N	26,170 VA	11,361.14 VA
Potencia Aparente L2N	21,920 VA	8,693.43 VA
Potencia Aparente L3N	25,540 VA	11,057.14 VA
Potencia Reactiva L1N	20,060 VAR	4,440.29 VAR
Potencia Reactiva L2N	15,140 VAR	1,289.14 VAR
Potencia Reactiva L3N	11,860 VAR	-579.43 VAR
Factor de Potencia L1N	0.96	0.79
Factor de Potencia L2N	1.0	0.98
Factor de Potencia L3N	1.0	0.99
THD A L1	8.37 %	4.17 %
THD A L2	19.03 %	8.32 %
THD A L3	9.98 %	8.76 %
Frecuencia	60.06 Hz	59.99 Hz

Tabla 37: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT12

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	25.5 A	25.02 A
Corriente L2	2.4 A	2.4 A
Corriente L3	44.6 A	33.95 A
Voltaje L1N	125.2 V	124.91 V
Voltaje L2N	126.62 V	126.40 V
Voltaje L3N	124.59 V	124.32 V
Potencia Activa L1N	2,380 W	2,340.94 W
Potencia Activa L2N	230 W	220 W
Potencia Activa L3N	5,480 W	4,151.88 W
Potencia Aparente L1N	3,180 VA	3,125.31 VA
Potencia Aparente L2N	300 VA	300 VA
Potencia Aparente L3N	5,530 VA	4,216.88 VA
Potencia Reactiva L1N	2,120 VAR	2,078.75 VAR
Potencia Reactiva L2N	190 VAR	190 VAR
Potencia Reactiva L3N	-580 VAR	-596.25 VAR
Factor de Potencia L1N	0.75	0.75
Factor de Potencia L2N	0.75	0.75
Factor de Potencia L3N	0.99	0.98
THD A L1	6.66 %	6.47 %
THD A L2	14.47 %	13.96 %
THD A L3	5.97 %	5.57 %
Frecuencia	60.05 Hz	60.00 Hz

Tabla 38: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT13

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	35.7 A	1.60 A
Corriente L2	35.2 A	1.36 A
Corriente L3	33.6 A	1.08 A
Voltaje L1N	238.14 V	237.41 V
Voltaje L2N	412.31 V	411.23 V
Voltaje L3N	238.10 V	237.36 V
Potencia Activa L1N	7,160 W	294 W
Potencia Activa L2N	8,260 W	229.33 W
Potencia Activa L3N	1,420 W	96 W
Potencia Aparente L1N	8,460 VA	350 VA
Potencia Aparente L2N	14,420 VA	501.33 VA
Potencia Aparente L3N	7,940 VA	206.67 VA
Potencia Reactiva L1N	2,580 VAR	101.33 VAR
Potencia Reactiva L2N	10,620 VAR	356.67 VAR
Potencia Reactiva L3N	7,540 VAR	181.33 VAR
Factor de Potencia L1N	0.99	0.75
Factor de Potencia L2N	0.82	0.13
Factor de Potencia L3N	0.54	0.09
THD A L1	30.78 %	24.54 %
THD A L2	48.62 %	38.41 %
THD A L3	23.66 %	12.56 %
Frecuencia	60.06 Hz	60.00 Hz

Tabla 39: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT14

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	112.2 A	74.69 A
Corriente L2	252.5 A	120.66 A
Corriente L3	323.1 A	164.73 A
Voltaje L1N	132.6 V	131.08 V
Voltaje L2N	130.94 V	129.56 V
Voltaje L3N	131.75 V	130.11 V
Potencia Activa L1N	14,540 W	9,652.53 W
Potencia Activa L2N	17,710 W	12,886.04 W
Potencia Activa L3N	40,820 W	21,245.16 W
Potencia Aparente L1N	14,610 VA	9,778.02 VA
Potencia Aparente L2N	32,490 VA	15,605.38 VA
Potencia Aparente L3N	41,580 VA	21,406.59 VA
Potencia Reactiva L1N	-40 VAR	-617.14 VAR
Potencia Reactiva L2N	28,490 VAR	14,226.67 VAR
Potencia Reactiva L3N	40,130 VAR	21,123.45 VAR
Factor de Potencia L1N	0.99	0.98
Factor de Potencia L2N	0.86	0.82
Factor de Potencia L3N	0.94	0.92
THD A L1	22.65 %	12.01 %
THD A L2	18.50 %	14.32 %
THD A L3	16.10 %	13.75 %
Frecuencia	60.06 Hz	60.00 Hz

Tabla 40: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT15

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	302.9 A	192.41 A
Corriente L2	239.3 A	150.06 A
Corriente L3	152.6 A	129.90 A
Voltaje L1N	123.78 V	123.35 V
Voltaje L2N	124.65 V	124.18 V
Voltaje L3N	124.94 V	124.47 V
Potencia Activa L1N	-23,598 W	-23,598 W
Potencia Activa L2N	-16,425 W	-16,425 W
Potencia Activa L3N	-16,127 W	-16,127 W
Potencia Aparente L1N	23,728 VA	23,728 VA
Potencia Aparente L2N	18,628 VA	18,629 VA
Potencia Aparente L3N	16,163 VA	16,163 VA
Potencia Reactiva L1N	-2,351.46 VAR	-2,351.46 VAR
Potencia Reactiva L2N	-8,910.73 VAR	-8,911 VAR
Potencia Reactiva L3N	-251.95 VAR	-251.95 VAR
Factor de Potencia L1N	0.996	0.996
Factor de Potencia L2N	0.883	0.883
Factor de Potencia L3N	1.0	1.0
THD A L1	5.73 %	5.73 %
THD A L2	4.55 %	4.55 %
THD A L3	6.83 %	6.83 %
Frecuencia	60.00 Hz	60.00 Hz

Tabla 41: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT16

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	178.514 A	19.97 A
Corriente L2	199.132 A	30.76 A
Voltaje L1N	125.209 V	120.57 V
Voltaje L2N	144.464 V	125.76 V
Potencia Activa L1N	15,041.454 W	2,062.44 W
Potencia Activa L2N	18,805.092 W	3,567.42 W
Potencia Aparente L1N	20,356.363 VA	2,399.96 VA
Potencia Aparente L2N	25,556.727 VA	3,863.47 VA
Potencia Reactiva L1N	14,652.0 VAR	1,115.86 VAR
Potencia Reactiva L2N	17,345.455 VAR	1,316.42 VAR
Factor de Potencia L1N	1.0	0.884
Factor de Potencia L2N	1.0	0.941
THD A L1	78.3 %	21.44 %
THD A L2	41.8 %	10.09 %
Frecuencia	60.1 Hz	59.99 Hz

Tabla 42: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT17

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	191.836 A	35.11 A
Corriente L2	203.727 A	46.16 A
Voltaje L1N	125.755 V	123.32 V
Voltaje L2N	124.091 V	121.73 V
Potencia Activa L1N	17,613.818 W	3,703.28 W
Potencia Activa L2N	18,877.092 W	5,001.26 W
Potencia Aparente L1N	22,905.818 VA	4,320.58 VA
Potencia Aparente L2N	24,080.727 VA	5,609.59 VA
Potencia Reactiva L1N	15,106.909 VAR	2,153.12 VAR
Potencia Reactiva L2N	15,692.728 VAR	2,449.91 VAR
Factor de Potencia L1N	1.0	0.874
Factor de Potencia L2N	1.0	0.904
THD A L1	49.1 %	9.10 %
THD A L2	34.4 %	6.55 %
Frecuencia	60.09 Hz	59.98 Hz

Tabla 43: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT18

Parámetro de Medición	Máximo	Promedio
Corriente L1	219.805 A	40.38 A
Corriente L2	252.682 A	55.02 A
Voltaje L1N	122.673 V	120.26 V
Voltaje L2N	121.555 V	119.07 V
Potencia Activa L1N	20,997.818 W	4,408.66 W
Potencia Activa L2N	23,514.545 W	6,184.53 W
Potencia Aparente L1N	25,308.000 VA	4,845.19 VA
Potencia Aparente L2N	28,744.363 VA	6,537.29 VA
Potencia Reactiva L1N	15,931.637 VAR	1,844.15 VAR
Potencia Reactiva L2N	16,573.092 VAR	1,863.00 VAR
Factor de Potencia L1N	1.0	0.921
Factor de Potencia L2N	1.0	0.951
THD A L1	42.6 %	12.59 %
THD A L2	30.0 %	12.48 %
Frecuencia	60.08 Hz	59.99 Hz

Tabla 44: Mediciones de los parámetros eléctricos del BT19

Poste	Tipo de Poste	Configuración Estructural	Tipo de Red	Bancos de Transformación	Tipo de Cable
P11	Concreto	4 crucetas metálicas	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P12	Concreto	2 metal metálicas	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P13	Concreto	1 metal metálicas	MT/BT	BT06	ACSR + Cubierto Raven
P14	Concreto	6 crucetas metálicas	MT/BT	BT07	ACSR + Cubierto Raven
P14.1	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P15	Concreto	Sin estructura	MT/BT	BT08	ACSR + Cubierto Raven
P15.1	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P16	Concreto	1 cruceta metálica	MT/BT	BT09	ACSR + Cubierto Raven
P17	Concreto	2 crucetas metálicas	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P18	Concreto	1 cruceta metálica	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P19	Concreto	3 crucetas metálicas	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P19.1	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P19.2	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven

Tabla 45: Infraestructura eléctrica de P11 a P19.2

Poste	Tipo de Poste	Configuración Estructural	Tipo de Red	Banco(s) de Transformación	Tipo de Cable
P20	Concreto	4 crucetas metálicas	MT	BT12	ACSR
P21	Concreto	11 crucetas metálicas	MT	-	ACSR
P22	Concreto	6 crucetas metálicas	MT/BT	-	ACSR + Cubierto Raven
P23	Concreto	1 cruceta metálica	MT/BT	BT	ACSR + Cubierto Raven
P23.1	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR
P24	Concreto	2 crucetas metálicas	MT	-	ACSR
P25	Concreto	3 crucetas metálicas	MT/BT	BT14	ACSR + Cubierto Raven
P25.1	Concreto	Sin estructura	BT Monofásica	-	ACSR + Cubierto Raven
P26	Concreto	2 cruceta metálica	MT	BT15	ACSR
P27	Concreto	3 crucetas metálicas	MT/BT	BT16	ACSR + Cubierto Raven
P28	Concreto	Sin estructura	MT/BT	BT17	ACSR + Cubierto Raven
P29	Concreto	Sin estructura	MT/BT	BT18	ACSR + Cubierto Raven
P30	Concreto	Sin estructura	MT/BT	BT19	ACSR + Cubierto Raven

Tabla 46: Infraestructura eléctrica de P20 a P30

Punto de transformación	Cantidad	Descripción
BT07	BT07.3	UNEN
BT08	BT08.1	Sindicato Maestros
BT09	BT09.1	UNI Posgrado
BT10	BT10.1	Edificio ala B Edificio 01
BT11	BT11.1	Edificio ala A Edificio 01
BT12	BT12.1	Costado Este de Caja del Albert Einstein
BT09	BT09.1	UNI Posgrado
BT10	BT10.1	Edificio ala B Edificio 01
BT11	BT11.1	Edificio ala A Edificio 01
BT12	BT12.1	Costado Este de Caja del Albert Einstein
BT13	BT13.1	Lab. Operaciones Unitarias
BT14	BT14.1	Bomba de Agua ERLP
BT15	BT15.1	Biblioteca Esman Marín
BT16	BT16.1	Edificio Ing. Carlos Santos Berroterán
BT17	BT17.1	Cuarto eléctrico Albert Einstein 3 Civil
BT18	BT18.1	Cuarto eléctrico Albert Einstein Edificio 2 Industrial
BT19	BT19.1	Albert Einstein Edificio 1 Arquitectura

Tabla 47: Distribución de Paneles De Distribución