LEVANTAMIENTO, DIAGNÓSTICO Y ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO INDUSTRIAL Y DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO SENA BARRANCABERMEJA

YESID QUINTERO DITTA

SAMIR LEONARDO TOLOZA MARIÑO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2015

LEVANTAMIENTO, DIAGNÓSTICO Y ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO INDUSTRIAL Y DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO SENA BARRANCABERMEJA

YESID QUINTERO DITTA
SAMIR LEONARDO TOLOZA MARIÑO

Trabajo de Aplicación presentado como requisito para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director
MPE Ing. JAIME GALINDO CÁRDENAS

Codirector
Ing. JEAN ANTOINE TORRES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2015

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	22
Objetivos específicos	22
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	23
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
1.2 JUSTIFICACIÓN	24
1.3 ALCANCES DEL PROYECTO	25
1.4 BENEFICIARIOS DEL PROYECTO	25
1.5 IMPACTO	26
1.6 PRODUCTOS O RESULTADOS DEL PROYECTO	27
2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO	28
2.1 DEFINICIONES	28
2.2 NORMAS TÉCNICAS APLICABLES	31
2.3 PRUEBAS DIAGNÓSTICAS	32
2.3.1 Inspección visual	32
2.3.2 Relación de transformación (TTR)	32
2.3.3 Tensión de Ruptura	33
2.3.4 Resistencia de puesta a tierra	35
2.3.4 Condición de aislamientos	38
2.3.5 Distancias de seguridad	40
2.3.6 Termografía infrarroja [5]	42
2.3.7 Niveles de iluminación	46
2.3.8 Calidad de energía eléctrica [7]	47
3. LEVANTAMIENTO	51

3.1 METODOLOGÍA UTILIZADA 51
3.2 DESCRIPCIÓN DE ETAPAS 51
3.2.1 Obtención de datos 51
3.2.2 Análisis de la información obtenida 52
4. DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS 54
4.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA I 56
4.1.1 Alimentación 59
4.1.2 Módulos de la subestación 60
4.1.3 Transformador de distribución 60
4.1.4 Tablero general de baja tensión 61
4.1.5 Puesta a tierra 63
4.1.6 Condiciones de aislamiento 64
4.1.7 Tensión de ruptura dieléctrica 65
4.1.7 Relación de transformación (TTR) 66
4.1.8 Análisis por termografía infrarroja 67
4.1.9 Análisis de calidad de energía eléctrica 74
4.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA II 116
4.2.1 Alimentación 119
4.2.2 Módulos de la subestación 120
4.2.3 Transformador de distribución 121
4.2.4 Tablero general de baja tensión 123
4.2.5 Puesta a tierra 125
4.2.6 Condiciones de aislamiento 126
4.2.7 Tensión de ruptura dieléctrica 127
4.2.8 Relación de transformación (TTR) 128
4.2.9 Análisis por termografía infrarroja 129
4.2.10 Análisis de calidad de energía eléctrica 133
4.3 BLOQUE ADMINISTRATIVO PISO1 181
4.3.1 Descripción de tableros de distribución por zonas 182

4.3.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 185
4.3.3 Niveles de iluminación por zonas 185
4.4 BLOQUE ADMINISTRATIVO PISO 2 189
4.4.1 Descripción de tableros de distribución por zonas 189
4.4.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 190
4.5 BLOQUE AULAS PISO1 190
4.5.1 Descripción de tableros de distribución por zonas 191
4.5.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 194
4.5.3 Niveles de iluminación por zonas 194
4.6 BLOQUE AULAS PISO2 196
4.6.1 Descripción de tableros de distribución por zonas 197
4.6.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 199
4.6.3 Niveles de iluminación por zonas 200
4.7.1 Descripción de tableros de distribución por zonas 202
4.7.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 207
4.7.3 Niveles de iluminación por zonas 207
4.8 ÁREAS COMUNES Y EXTERIORES 209
4.8.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas 213
5. DISEÑO DE FICHA DE INSPECCIÓN PARA SUBESTACIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS 214
6. CONCLUSIONES 231
BIBLIOGRAFÍA 234
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 237
ANEXOS 238

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Medición de resistencia de puesta a tierra 37
Figura 2. Límites de aproximación segura 42
Figura 3. Detección de conexiones sueltas o corroídas 45
Figura 4. Detección de desequilibrios en sistemas eléctricos 46
Figura 5. Áreas inspeccionadas al interior del Centro de Formación 55
Figura 6. Transformador de distribución y cuadro de baja tensión subestación eléctrica I 56
Figura 7. Módulos de la subestación eléctrica I 60
Figura 8. Resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica 1 64
Figura 9. Termografía fusibles de protección lado MT 67
Figura 10. Termografía interruptor automático Q3 69
Figura 11. Termografía interruptor automático Q4 71
Figura 12. Sags Fase 2 del 86%. 78
Figura 13. Sags Fase 2 del 71%. 79
Figura 14. Sags Fase 3 del 81%. 79
Figura 15. Sags Fase 2. Del 86%. 80
Figura 16. Sags Fase 2. Del 71%. 80
Figura 17. Sags Fase 3. Del 81%. 81
Figura 18. Desbalance de tensión total muestras. 85
Figura 19. Interrupción Fase 1. 88
Figura 20. Interrupción Fase 2. 89
Figura 21. Interrupción Fase 3. 89
Figura 22. Interrupción fecha 07-11-14 hora 10:16:49. 90

Figura 23. Tensión L1 – Neutro 91
Figura 24. Tensión L2 – Neutro 91
Figura 25. Tensión L2 – Neutro 92
Figura 26. Armónicos en corriente de orden 3 para las tres fases 96
Figura 27. Armónicos en corriente de orden 5 para las tres fases 98
Figura 28. Armónicos en corriente de orden 7 para las tres fases 100
Figura 29. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases 102
Figura 30. Armónicos en corriente de orden 11 para las tres fases 104
Figura 31. Armónicos en corriente de orden 13 para las tres fases 106
Figura 32. Frecuencia durante el 100% de la semana. 110
Figura 33. Desbalance de Corriente Total Muestras. 111
Figura 34. Dia 24-11-14 Hora 15:27:25. 112
Figura 35. Factor de potencia durante la semana de muestreo. Subestación 1. 113
Figura 36. Factor de potencia día 09/11/2014. 115
Figura 37. Transformador de distribución y cuadro de baja tensión subestación eléctrica II 116
Figura 38. Módulos de la subestación eléctrica II 121
Figura 39. Transformador de distribución 100 kVA seco de uso exclusivo área electricidad 122
Figura 40. Resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica II 125
Figura 41. Termografía bushings lado alta transformador principal subestación II 129
Figura 42. Termografía CT disyuntor principal subestación II 132
Figura 43. Fase 1 del 67% el dia 18/11/2014 alas 22:41:30 136
Figura 44. Fase 1 del 66% el dia 19/11/2014 a las 01:48:20 136
Figura 45. Fase 1 del 79%el dia 19/11/2014 a las 02:03:50 137
Figura 46. Fase 2 del 65%el dia 18/11/2014 a las 22:41:3 137
Figura 47. Fase 3 del 68% el dia 18/11/2014 a las 22:41:30 138
Figura 48. SAG de las tres fases. 138
Figura 49. SAG de la fase 1 66%. 139

Figura 50. SAG fase1 del 66% valor rms. 139
Figura 51. Desbalance de tensión total muestras. 142
Figura 52. Interrupción de larga duración. 144
Figura 53. Armónicos presentes en la parada del día 18-11-14 desde las 22:45 hasta las 23:45 147
Figura 54. Armónicos en tensión de orden 3 para las tres fases 148
Figura 55. Armónicos en tensión de orden 5 para las tres fases 150
Figura 56. Armónicos en tensión de orden 7 para las tres fases 152
Figura 57. Armónicos en tensión de orden 9 para las tres fases 154
Figura 58. Armónicos en tensión de orden 11 para las tres fases 156
Figura 59. Armónicos en tensión de orden 13 para las tres fases 158
Figura 60. Registro del día 18-11-14 desde las 22:45 hasta las 23:45 162
Figura 61. Armónicos en corriente de orden 3 para las tres fases 163
Figura 62. Armónicos en corriente de orden 5 para las tres fases 165
Figura 63. Armónicos en corriente de orden 7 para las tres fases 167
Figura 64. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases 169
Figura 65. Armónicos en corriente de orden 11 para las tres fases 171
Figura 66. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases 173
Figura 67. Frecuencia durante el 100% de la semana. 176
Figura 68. Desbalance de Corriente Total Muestras. 177
Figura 69. Registro día 24-11-14 Hora 15:27:25. 178
Figura 70. Factor de potencia semana. 179
Figura 71. Factor de potencia día 25/11/2014. 181
Figura 72. Puntos de medición de iluminancia en la cuadricula de un local con luminarias espaciadas simétricamente en dos o más filas 186
Figura 73. Puntos de medición de iluminancia en la cuadricula de un local con luminarias individuales en una sola fila 187
Figura 74. Resultados de las mediciones de iluminación 189
Figura 75. Resultados de las mediciones de iluminación 195
Figura 76. Resultados de las mediciones de iluminación 200

Figura 77. Resultados de las mediciones de iluminación 208

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Normas técnicas aplicables 31
Tabla 2. Comparación entre métodos para pruebas de tensión de ruptura dieléctrica 34
Tabla 3. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra 36
Tabla 4. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna. 41
Tabla 5. Clasificación y características típicas de los fenómenos electromagnéticos 49
Tabla 6. Observaciones inspección visual subestación eléctrica I 56
Tabla 7. Condición de aislamientos acometida subestación I 59
Tabla 8. Datos de placa transformador subestación eléctrica I 61
Tabla 9. Datos protecciones media tensión del transformador subestación eléctrica I 61
Tabla 10. Protecciones del tablero general de baja tensión subestación I 62
Tabla 11. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación eléctrica I 63
Tabla 12. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador 65
Tabla 13. Resultados medición prueba de tensión de ruptura dieléctrica del aceite del transformador 65
Tabla 14.Valores mínimos para aceites minerales 66
Tabla 15. Resultados medición de relación de transformación del transformador 66
Tabla 16. Clasificación de perturbaciones de calidad de potencia según su duración 74

Tabla 17. Clasificación y características típicas de los fenómenos electromagnéticos 75
Tabla 18. Variaciones en estado estable. 77
Tabla 19. Características Sag (Valles) 77
Tabla 20. Sags Fase 2 78
Tabla 21. Sags Fase 3 78
Tabla 22.Tensiones máximas por fase. 81
Tabla 23. Variaciones larga duración 82
Tabla 24. Tiempo subtensión. 83
Tabla 25. Variaciones larga duración 83
Tabla 26. Tensiones máximas por fase. 84
Tabla 27. Porcentaje máximo Desbalance de Tensión. 84
Tabla 28. Valor de desbalance de tensión. 85
Tabla 29. Valores de referencia para Flicker. 86
Tabla 30. Datos de Flicker. 86
Tabla 31. Características interrupciones. 87
Tabla 32. Interrupción Fase 1. 87
Tabla 33. Interrupción Fase 2. 88
Tabla 34. Interrupción Fase 3. 88
Tabla 35. Interrupciones de larga duración. 90
Tabla 36. Limites distorsión armónica. 92
Tabla 37. Distorsión armónica por fases. 93
Tabla 38. Corriente por el neutro. 93
Tabla 39. Limite distorsión de corriente. 94
Tabla 40. Corrientes máximas RMS. 94
Tabla 41. Distorsión total demanda de corriente. 95
Tabla 42. Límites de distorsión para muescas. 108
Tabla 43. Distorsión armónica total. 108
Tabla 44. Valores de referencia de variaciones de frecuencia. 109
Tabla 45. Frecuencias máximas y mínimas. 109

Tabla 46. Frecuencia percentil 95%. 110
Tabla 47. Valor de Desbalance de Corriente. 112
Tabla 48. Factor de potencia según Norma NTC 5001. 114
Tabla 49. Observaciones inspección visual Subestación II 117
Tabla 50. Condición de aislamientos acometida subestación II 120
Tabla 51. Datos de placa transformador 500kVA subestación eléctrica II 122
Tabla 52. Datos protecciones media tensión del transformador 500 kVA subestación eléctrica II 123
Tabla 53. Datos de placa transformador 100 kVA seco área electricidad subestación eléctrica II 123
Tabla 54. Protecciones del tablero general de baja tensión subestación II 124
Tabla 55. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación eléctrica II 125
Tabla 56. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador 500 kVA 126
Tabla 57. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador seco 100 kVA 127
Tabla 58. Resultados medición prueba de tensión de ruptura dieléctrica del aceite del transformador 500kVA 127
Tabla 59. Resultados medición de relación de transformación del transformador 500kVA S/E2 128
Tabla 60. Resultados medición de relación de transformación del transformador 100kVA S/E2 128
Tabla 61. Variaciones de tensión de estado estable. 134
Tabla 62. SAGS FASE 1. 134
Tabla 63. SAGS FASE 2. 135
Tabla 64. SAGS FASE 3. 135
Tabla 65. Valores Máximos. 140
Tabla 66. Tiempo sub tensión. 141
Tabla 67. Valores máximos de tensión. 141
Tabla 68. Valor de desbalance de tensión. 143

Tabla 69. Datos de Flicker. 143
Tabla 70. Distorsión armónica por fases. 146
Tabla 71. Corriente por el neutro. 160
Tabla 72. Corrientes máximas RMS. 160
Tabla 73. Distorsión total demanda de corriente. 161
Tabla 74. Distorsión Armónica Total. 175
Tabla 75. Frecuencias máximas y mínimas. 175
Tabla 76. Frecuencia percentil 95%. 176
Tabla 77. Valor de desbalance de corriente. 178
Tabla 78. Factor de potencia según Norma NTC 5001. 180
Tabla 79. Relación de tableros de distribución bloque administrativo I piso 182
Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso 182
Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso (Continuación) 183
Tabla 81. Relación de tableros de distribución bloque aulas I piso 190
Tabla 82. Resultados inspección tableros de distribución bloque aulas I piso 191
Tabla 83. Relación de tableros de distribución bloque aulas II piso 196
Tabla 84. Resultados inspección de tableros de distribución bloque aulas II piso 197
Tabla 85. Relación de tableros de distribución bloque talleres 201
Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres 202
Tabla 87. Relación de tableros de distribución áreas comunes y exteriores 209
Tabla 88. Resultados inspección tableros de distribución áreas comunes y exteriores. 210

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. Diagramas Unifilares 238
ANEXO B. Cuadros de carga y fichas de inspección por zonas 238
ANEXO C. Resultado de pruebas de Resistencia de Aislamientos 238
ANEXO D. Resultados pruebas de Tensión de ruptura aceite 238
ANEXO E. Resultados pruebas de Relación de transformación 238
ANEXO F. Archivos Termogramas Subestaciones 238
ANEXO G. Archivos análisis de Calidad de energía Eléctrica 238
ANEXO H. Registros medidas de Iluminación 238

RESUMEN

TÍTULO: LEVANTAMIENTO, DIAGNÓSTICO Y ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL CENTRO INDUSTRIAL Y DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO SENA BARRANCABERMEJA[*]

AUTORES: YESID QUINTERO DITTA, y, SAMIR LEONARDO TOLOZA MARIÑO[**]

PALABRAS CLAVES: Instalaciones, subestaciones, tableros, inspección, diagnóstico, RETIE

DESCRIPCIÓN:
Durante los últimos años, el Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico SENA Barrancabermeja ha experimentado un aumento de la demanda de programas de formación de nivel técnico y tecnólogo en su zona de influencia: La Región del Magdalena Medio, esto ha obligado a la realización de adecuaciones locativas y de infraestructura para atender dicha demanda y dar respuesta oportuna a las necesidades de los sectores productivos. Lo anterior ha traído consigo un aumento de la demanda de energía eléctrica y debido a que las instalaciones eléctricas no fueron diseñadas para las exigencias actuales, esto se ha traducido en una disminución considerable de la confiabilidad y la continuidad del servicio.

Por las razones anteriormente expuestas se ha decidido realizar un diagnóstico del estado actual de las instalaciones eléctricas para verificar el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE y demás normativa técnica vigente, esto con el fin de garantizar los estándares de seguridad necesarios para la preservación de la vida de la comunidad educativa del SENA- Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico y contribuir al mejoramiento y conservación de las instalaciones eléctricas.

Este trabajo de aplicación surge como respuesta a esta necesidad; el SENA dentro de la estrategia de Formación por Proyectos ha promovido que a través de los aprendices que actualmente se forman en los programas de Electricidad se realice un diagnóstico de las subestaciones eléctricas y tableros de distribución de baja tensión del Centro de Formación. A partir de estos insumos se podrán implementar las acciones de mantenimiento integral requeridas para adecuar las instalaciones eléctricas para que respondan a las necesidades actuales, lo anterior en marco del Uso Racional y Eficiente de la Energía.

[*] Trabajo de grado

[**] Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: MPE Ing. Jaime Galindo Cárdenas. Codirector Ing. Jean Antoine Torres.

ABSTRACT

TITLE: RISING, DIAGNOSIS AND DEVELOPMENT OF PROCEDURE OF INSPECTION OF ELECTRICAL INSTALLATIONS OF INDUSTRIAL AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT CENTER SENA BARRANCABERMEJA*

AUTHORS: YESID QUINTERO DITTA, and, SAMIR LEONARDO TOLOZA MARIÑO**

KEYWORDS: Facilities, substations, boards, inspection, diagnosis, RETIE

DESCRIPTION:
In recent years, the Industrial Center and Technological Development SENA Barrancabermeja has seen an increase in demand for training programs at technical level technologist its hinterland: The region of Magdalena Medio, this has forced the realization of adjustments locative and infrastructure to meet this demand and provide timely to the needs of the productive sectors answer. This has led to an increase in electricity demand and because electrical installations were not designed for current requirements, this has resulted in a considerable decrease in the reliability and continuity of service.

For the above reasons it was decided to make a diagnosis of the current state of electrical installations to verify compliance with the Technical Regulations Facilities Power Generators-RETIE and other current technical standards, this in order to guarantee the required safety standards for preservation the life of the educational community of SENA Industrial and Technological Development Centre and contribute to the improvement and maintenance of electrical installations.

This application work is a response to this need; SENA within the strategy Training for Project has encouraged through apprentices are currently in the programs of Electricity diagnosis of electrical substations and switchgear Low Voltage Training Center is performed. From these inputs can be implemented comprehensive maintenance actions required to adapt electrical installations to meet current needs, this in context of the Rational and Efficient Use of Energy.

* Grade Project

** Physique Mechanics Engineering´s. Electric, Electronic and Telecommunications Engineering´s School. Director: MPE Engineer. Jaime Galindo Cárdenas MPE. Codirector: Engineer Jean Antoine Torres.

INTRODUCCIÓN

El Sena Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico de Barrancabermeja, ha experimentado en los últimos años un aumento en la demanda de programas de formación en los niveles técnico y tecnológico debido a los diversos requerimientos laborales de la Región del Magdalena Medio, por ser esta zona el epicentro del desarrollo de muchos proyectos de impacto no sólo regional sino de orden nacional. Para dar respuesta oportuna, pertinente y de calidad a estas necesidades de formación para el trabajo se han realizado diversas adecuaciones en la planta física, tales como: remodelaciones locativas y construcción de instalaciones nuevas, con el consiguiente incremento en el consumo de energía eléctrica.

Esto ha provocado una serie de inconvenientes en el funcionamiento de las instalaciones eléctricas del Centro de Formación, ya que estas fueron diseñadas para cubrir otras necesidades y en su mayoría no están acordes con lo exigido en la normatividad técnica vigente. Sumado a esto se han realizado muchas adecuaciones en las instalaciones, generalmente para instalar nuevas cargas, de las cuales no hay registro documental ni mucho menos un análisis de su viabilidad técnica.

En aras de cumplir con las exigencias de aumento en la productividad y ser altamente competitivos, la Entidad está comprometida con la implementación de tecnologías y buenas prácticas energéticas, es importante disponer de un sistema de distribución de energía eléctrica conforme con las políticas de uso racional y eficiente de la energía y la normatividad técnica vigente.

Por tal motivo, es imperioso realizar el diagnóstico actual de las instalaciones eléctricas del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico SENA Barrancabermeja, a fin de establecer acciones correctivas con la finalidad de lograr un mejoramiento en los índices de calidad de energía eléctrica, aumento de la confiabilidad y continuidad del servicio, disminuir pérdidas energéticas en los ambientes de formación, en costos de facturación del servicio y lograr de manera paulatina un uso racional y eficiente de la energía.

El presente trabajo muestra los resultados obtenidos en el diagnóstico del estado actual de las instalaciones, así como el levantamiento y actualización de los planos eléctricos de las subestaciones y sus circuitos asociados, además se realizó el diseño de una ficha de inspección para la identificación de anomalías en las subestaciones e instalaciones eléctricas, aplicable en labores de mantenimiento, e incluso a nivel de la formación de los aprendices de los Centros de formación del SENA que conforman la Red de energía eléctrica, conforme a lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normativa vigente.

OBJETIVOS

Objetivo general

Realizar el diagnóstico actual de las instalaciones eléctricas del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico SENA Barrancabermeja, teniendo en cuenta los lineamientos establecidos en la normatividad técnica vigente.

Objetivos específicos

- Realizar el levantamiento y actualización de los planos eléctricos y circuitos asociados a los tableros generales de distribución en baja tensión

- Elaborar un diagnóstico del estado actual de las instalaciones eléctricas con base en mediciones y/o monitoreo de los siguientes parámetros: Calidad de energía eléctrica, niveles de iluminación, condición de aislamientos, resistencia de puesta a tierra y termografía, con el fin de identificar las causas de las fallas y riesgos asociados presentes en las subestaciones e instalaciones eléctricas

- Diseñar una ficha de inspección para detectar posibles anomalías, aplicable a los procesos de diagnóstico del estado actual de las subestaciones e instalaciones eléctricas de los Centros de formación del SENA que conforman la Red de energía eléctrica, bajo normatividad vigente

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante los últimos años, el Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico Sena Barrancabermeja ha venido experimentando una serie de transformaciones en su planta física, esto con el fin de responder a la creciente demanda de formación en niveles técnico y tecnológico resultado de la dinámica laboral actual de la región del Magdalena Medio.

La instalación de nuevas cargas, las adecuaciones locativas y el aumento de la demanda de energía ha provocado inconvenientes en el funcionamiento de las instalaciones eléctricas, debido a que estas no fueron diseñadas originalmente para responder a las exigencias actuales. Finalmente esto se ha traducido en una disminución considerable de la confiabilidad y la continuidad del servicio.

Por estas razones se hace necesario en primera instancia, elaborar un diagnóstico a nivel de las subestaciones e instalaciones eléctricas para conocer su estado actual e identificar las causas de las fallas que se están presentando, con el propósito de implementar a futuro las acciones correctivas pertinentes y lograr así un aumento de la eficiencia, el mejoramiento de la calidad de energía eléctrica, la reducción de pérdidas energéticas en los ambientes de formación y los costos de facturación del servicio.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El crecimiento económico, el aumento de la productividad y competitividad exige que las empresas implementen y mantengan sistemas eficientes de abastecimiento de energía eléctrica, acordes con las políticas de **Uso Racional y Eficiente** y los lineamientos establecidos en cuanto a la **Calidad de Energía Eléctrica**. A través del programa Uso racional y eficiente de la energía, el Ministerio de Minas y Energía viene implementando una estrategia de educación y sensibilización apoyada en alianzas interinstitucionales con el objetivo de fortalecer y consolidar una cultura de uso eficiente, coherente con la implementación de la política energética, la producción y el consumo sostenible.

El Sena Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico como entidad oficial está comprometida con la implementación de tecnologías y buenas prácticas energéticas, ya que tiene como objetivo principal impartir formación profesional integral en la modalidad Industrial y para atender la creciente demanda de formación por parte de los diferentes sectores productivos se hace necesario garantizar que los sistemas de suministro de energía sean eficientes y acordes con las exigencias actuales y futuras.

Con el diagnóstico de las fallas y sus posibles causas se podrán implementar acciones de mejora, tales como: modernización de instalaciones, cumplimiento de la normatividad y reglamentación vigente, con el fin de mantener en buen estado de funcionamiento las subestaciones, instalaciones, circuitos asociados y cargas finales. Como resultado de la implementación de estas acciones se podrán disminuir los costos de facturación de la energía y logrará de manera paulatina un uso racional y eficiente de la energía garantizando la confiablidad y la continuidad del servicio.

1.3 ALCANCES DEL PROYECTO

Elaboración de un diagnóstico sobre el cumplimiento de la normatividad vigente en las siguientes subestaciones eléctricas, y sus tableros de distribución asociados, del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico SENA Barrancabermeja:

- Subestación Eléctrica I
- Subestación Eléctrica II

En cada subestación se analizarán los siguientes elementos:

- Alimentación
- Módulos de la subestación
- Transformador de Distribución
- Tablero general de baja tensión
- Sistema de puesta a tierra
- Condiciones de aislamiento
- Calidad de energía eléctrica
- Detección de puntos calientes
- Distancias de seguridad

1.4 BENEFICIARIOS DEL PROYECTO

El aprovechamiento de los resultados del proyecto beneficiarían a la comunidad educativa del SENA Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico, ofreciendo la posibilidad de mejorar las instalaciones eléctricas existentes, impactando de manera positiva en cada una de las actividades que desarrollan el personal

docente, administrativo, seguridad y los aprendices vinculados a los distintos programas de formación que ofrece el SENA en la Ciudad de Barrancabermeja, como también la Universidad Industrial de Santander UIS dado que queda una base para el estudio de las instalaciones eléctricas.

1.5 IMPACTO

Con la realización de este proyecto el SENA Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico, pretende obtener un beneficio tendiente a cubrir los siguientes aspectos:

A nivel social la comunidad educativa del SENA se verá beneficiada con la disponibilidad de instalaciones eléctricas que garanticen una mayor confiablidad, continuidad del servicio y mayor seguridad para los usuarios, los equipos y maquinaria instalada.

A nivel ambiental se pretende disminuir las pérdidas de energía haciendo que se sitúen dentro de los límites permitidos por la normatividad técnica vigente, es decir consumir lo que realmente se requiere.

A nivel de la administración del Centro de Formación, se pretende sugerir un protocolo de intervención de las instalaciones que asegure que en el evento de cualquier modificación, reparación y mantenimiento, se realice la debida documentación de las actividades realizadas y que estas solo las realicen los funcionarios autorizados por la Subdirección de Centro.

1.6 PRODUCTOS O RESULTADOS DEL PROYECTO

- Planos eléctricos actualizados de las subestaciones eléctricas y circuitos asociados del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico SENA Barrancabermeja.
- Diagnóstico del estado actual de las instalaciones y subestaciones eléctricas con la identificación de las causas de las fallas y riesgos presentes.
- Ficha de inspección para el diagnóstico del estado actual y detección de posibles anomalías de subestaciones e instalaciones eléctricas.

2. MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

2.1 DEFINICIONES

Acople. Operación mediante la cual se enlazan los barrajes constituidos de una subestación. Nombre que se asigna al campo de conexión de barrajes.

Barraje. Punto común de conexión de los diferentes circuitos asociados a una subestación (nodo del sistema).

Calidad de potencia. Conjunto de características de la electricidad en un punto dado de un sistema de potencia en un momento determinado, que permiten satisfacer las necesidades requeridas por el usuario de la electricidad. Estas características son evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

Carga no lineal. Una carga eléctrica cuya característica tensión/corriente es no lineal, es decir que la señal de corriente no sigue la misma forma de onda de la señal de tensión de la cual se está alimentando la carga.

Desbalance de tensión. En un sistema polifásico, es el estado en el cual el valor eficaz de las tensiones de las fases o los ángulos entre fases consecutivas no son todos iguales.

Elevación (SWELL). Aumento brusco de la tensión de alimentación a un valor situado, por encima del 110% de la tensión declarada seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo.

Fluctuaciones de tensión. Serie de cambios en la tensión o variaciones continuas de la tensión eficaz o en el valor pico de la tensión.

Flicker. Impresión de inestabilidad de la percepción visual inducida por un estímulo de luz cuya luminancia o distribución espectral varía en el tiempo.

Hundimientos (SAG). Disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado, entre el 90 y el 10% de la tensión nominal del sistema (Vc) seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, esta variación de corta duración dura entre medio ciclo a 1 min.

Iluminancia. Es el flujo luminoso que incide sobre una superficie. Su unidad de medida es el lux.

Interrupción de alimentación. Es un evento de caída de tensión por debajo del 10% de la tensión declarada Vc.

Una interrupción de alimentación puede ser clasificada como:

- Programada, cuando los clientes son informados con antelación para permitir la ejecución de trabajos programados en la red de distribución.
- Accidental, Cuando la interrupción es provocada por fallas permanentes o transitorias, la mayoría de las veces ligadas a sucesos externos o averías.

Percentil 95%. El percentil 95% es un valor estadístico extraído de una muestra de datos para el cual la probabilidad de que se presenten valores en las muestras inferiores o iguales a este estadístico es del 95%.

Luminancia. Es la densidad angular y superficial de flujo luminoso que incide, atraviesa o emerge de una superficie siguiendo una dirección determinada.

Luxómetro. Es un instrumento de medición que permite medir simple y rápidamente la iluminancia real y no subjetiva de un ambiente. La unidad de medida es el lux (lx).

Subestación eléctrica. Conjunto de elementos que sirven para alimentar el servicio eléctrico de alta tensión a un local con una demanda grande de energía para obtener luz, fuerza, calefacción y otros servicios.

Punto de conexión común (PCC). Es el punto de conexión individual entre el SDL o el STR y el usuario final (el punto de medida de energía).

Valor eficaz de tensión y corriente. Raíz media cuadrática de la tensión o de la corriente.

ABREVIATURAS.

Dh: Distorsión armónica individual de corriente
Dv: Distorsión armónica individual de tensión.
H: Orden armónico
Ih: Magnitud de las componentes armónicas individuales de corriente rms A
IL: Corriente de demanda máxima
Isc: Corriente de cortocircuito
THD: Distorsión armónica total
TDD: Distorsión de demanda total
Lx: es la unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades para la iluminancia o nivel de iluminación

2.2 NORMAS TÉCNICAS APLICABLES

La normatividad básica relacionada con el desarrollo del presente trabajo de aplicación es la que se menciona a continuación, sin embargo, esta no es la única aplicable dado que estas normas están basadas en normas de carácter nacional e internacional.

Tabla 1. Normas técnicas aplicables

Prueba/Inspección	Norma Aplicable
Inspección visual	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIERESOLUCIÓN NO. 9 0708 de AGOSTO 30 de 2013 Norma Técnica Colombiana – NTC2050
Tensión de ruptura dieléctrica	American Society for Testing and Materials – ASTM D877. IEEE C57.106-2006 Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment
Relación de transformación	IEEE. Std 62-1995Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. IEEE C57.12.90-1993 "IEEE Standard test code for liquid – inmersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power transformers"
Resistencia de aislamiento cables eléctricos de media tensión	NETA (International Electrical Testing Association). Asociación internacional de pruebas Eléctricas ATS 1999.
Resistencia de puesta a tierra	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE RESOLUCIÓN NO. 9 0708 de AGOSTO 30 de 2013
Termografía infrarroja	NETA (International Electrical Testing Association). Asociación internacional de pruebas Eléctricas: Inspección con Termografía, 1999.
Niveles de iluminación	Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP RESOLUCIÓN No. 180540 DE Marzo 30 de 2010
Calidad de energía eléctrica	NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común.

2.3 PRUEBAS DIAGNÓSTICAS

A continuación se relaciona una serie de pruebas de campo realizada a las subestaciones contempladas en esta monografía.

2.3.1 Inspección visual. Para las inspecciones visuales se implementaron dos formatos, las inspecciones realizadas a las subestaciones y los tableros eléctricos, estos bajo consideración de la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 y el RETIE Resolución NO. 9 0708 de AGOSTO 30 de 2013.

2.3.2 Relación de transformación (TTR). La prueba de relación de transformación determina la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, es decir determina si la tensión suministrada puede ser transformada exactamente a la tensión deseada.

La relación de transformación se deduce de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, o el resultado de dividir la tensión en el devanado primario entre la tensión del devanado secundario, ambas tensiones de línea a neutro de las fases. Matemáticamente, la relación de transformador se puede expresar como:

$$a = \frac{N_1}{N_2} \approx \frac{V_1}{V_2} \approx \frac{I_2}{I_1}$$

Dónde:

a : relación de transformación.

V1 y V2: tensiones en las terminales del devanado primario y secundario, V.

I1 y I2: corrientes en el devanado primario y secundario, A.

Básicamente existen tres métodos para determinar la relación de transformación de un transformador:

1. Métodos de los voltímetros.
2. Método de los potenciómetros.
3. Método del transformador patrón. Transformer Turn Ratio (TTR).

Solo se mencionará el método del transformador patrón (TTR); ya que es el método más usual conveniente para determinar la relación de transformación *aen* un transformador. **[1]**

2.3.3 Tensión de Ruptura [2]. Por definición la tensión de ruptura dieléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es frecuentemente realizada. La medición permite conocer la resistencia dieléctrica momentánea de un aceite al paso de la corriente al aplicarle una tensión.

De acuerdo a la ASTM existen dos métodos para las pruebas de tensión de ruptura dieléctrica: el establecido por la norma B-877 y la B-1816. El aparato que se utiliza para el método ASTM D-877, consiste en un transformador, un regulador de tensión un interruptor, un voltímetro y una copa de prueba. Esta copa de prueba tiene dos electrodos en forma de disco que se separan 2,5 mm con las caras perfectamente paralelas.

La comparación entre estos métodos se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 2. Comparación entre métodos para pruebas de tensión de ruptura dieléctrica

Standards		ASTM D1816	ASTM D 877	
			Procedure A	Procedure B
Origin		USA	USA	USA
Electrodes	Shape			
	Gap size	2 mm or 1 mm*	2.54 mm	2.54 mm
Oil sample stirring	Impeller	yes	not stirred	not stirred
	Magnetic bead	no option		
Laboratory test temperature	Liquid	At ambient - must record	20 - 30 °C must record temperature as collected and when tested	20 - 30 °C must record temperature as collected and when tested
	Ambient	20 - 30 °C	Must record	Must record
Outside test temperature	Liquid	At ambient - must record	Must record	Must record
	Ambient	Referee tests 20 - 30 °C	Must record	Must record
Test voltage	Rise rate	0.5 kV/s	3 kV/s	3 kV/s
	Frequency	45 - 65	45 - 65	45 - 65
Breakdowns	Definition	<100 V	<100 V	<100 V
	Number in sequence	5**	5*	1 - 5 different samples
	Time between breakdown	1 to 1.5 min	1 min	n/a
Test voltage switch off time following break-down	Normal (e.g. mineral oil)	Not specified	Not specified	Not specified
	Silicon oil	Not specified	Not specified	Not specified
Time between filling and start of test		3 - 5 min	2 - 3 min	2 - 3 min
Equivalent standards (adopted into)		None	None	None
Notes on testing silicon oil		Can be used provided discharge energy in sample <20 mj		Can be used if modified in accord-ance with D2225 if procedure A cannot be used
Special conditions		* If breakdown does not occur at 2 mm, reduce gap to 1 mm ** Tests must be repeated if range of BD voltages recorded are more than 120% of mean with 1 mm electrode gap and 92% of mean with 2 mm electrode gap	*Tests must be repeated if range of BD voltages recorded are more than 92% of mean. If range of 10 BD voltages is more than 151% investigate why	
Comments		Test vessel requires cover or baffle to prevent air from contacting circulating oil	Used if any insoluble breakdown products in oil completely settle between breakdown tests	Used if any insoluble breakdown products do not settle between breakdown tests

Fuente: [MEGGER, 2013] Guide to insulating oil dielectric breakdown testing. Modificada Autores

2.3.4 Resistencia de puesta a tierra [3]. Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

Los objetivos de un sistema de puesta a tierra (SPT) son: La seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

a. Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
b. Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
c. Servir de referencia común al sistema eléctrico.
d. Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
e. Transmitir señales de RF en onda media y larga.
f. Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4, adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

Tabla 3. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA ATIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles.	10 Ω

Fuente: RETIE

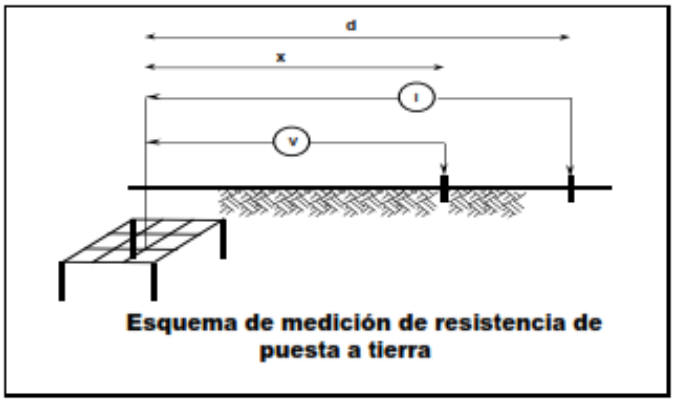
Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deben tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

a. Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos.
b. Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.
c. Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
d. Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
e. Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
f. Disponer de señalización en las zonas críticas donde puedan trabajar profesionales competentes, siempre que cuenten con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y estén dotados de los elementos de protección personal con aislamiento adecuado

Medición de resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la siguiente figura:

Figura 1. Medición de resistencia de puesta a tierra



Fuente: RETIE

En donde,

d: es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

X: es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

La resistencia de puesta a tierra en ohmios, se calcula con V/I.

El valor de resistencia de puesta a tierra que se debe tomar al aplicar este método, es cuando la disposición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61,8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea

uniforme. Igualmente, se podrán utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

2.3.4 Condición de aislamientos [4]. El aislamiento eléctrico se degrada con el tiempo debido a las distintas fatigas que se le imponen durante su vida normal de trabajo. El aislamiento está diseñado para resistir esas fatigas por un periodo de años que se considera como la vida de trabajo de ese aislamiento. Esto con frecuencia dura décadas.

La fatiga anormal puede llevar a un incremento en este proceso natural de envejecimiento que puede acortar severamente la vida de trabajo del aislamiento. Por esta razón es muy importante la realización de pruebas regularmente para identificar si existe un incremento del envejecimiento y, si es posible, identificar si los efectos son reversibles o no.

Los propósitos de las pruebas de diagnóstico son:

- Identificar el incremento de envejecimiento.
- Identificar la causa de este envejecimiento
- Identificar, si es posible, las acciones más adecuadas para corregir esta situación

Existen cinco causas básicas para la degradación de los aislamientos:

Fatiga eléctrica

El aislamiento se diseña para una aplicación particular. Las sobretensiones y las bajas tensiones ocasionan fatiga anormal dentro del aislamiento que puede conducir a agrietamiento y laminación del propio aislamiento.

Fatiga mecánica

Los daños mecánicos, tales como golpear un cable, son bastante obvios pero la fatiga mecánica también puede ocurrir por operar una máquina fuera de balance o por paros y arranques frecuentes. La vibración resultante al operar la máquina puede ocasionar defectos dentro del aislamiento.

Ataque químico

Aunque es de esperarse la afectación del aislamiento por vapores corrosivos, la suciedad y el aceite pueden reducir la efectividad del aislamiento.

Fatiga térmica

La operación de una maquinaria en condiciones excesivamente calientes o frías ocasionará sobre expansión o sobre contracción del aislamiento que darán lugar a grietas y fallas. Sin embargo, también se incurre en fatigas térmicas cada vez que la máquina y(o) equipo se arranca o se para. A menos que esté diseñada para uso intermitente, cada paro y cada arranque afectarán adversamente el proceso de envejecimiento del aislamiento.

Contaminación ambiental

La contaminación ambiental abarca una multitud de agentes que van desde la humedad por procesos hasta la humedad de un día húmedo y caluroso; también el ataque de roedores que roen su camino en el aislamiento. El aislamiento comienza a degradarse tan pronto como se pone en servicio. El aislamiento de cualquier aplicación dada se diseña para proporcionar buen servicio durante muchos años en condiciones normales de operación. Sin embargo, las condiciones anormales pueden tener un efecto dañino que, si se deja sin atención, acelerará la rapidez de degradación y finalmente ocasionará una falla en el aislamiento.

2.3.5 Distancias de seguridad [3]. Teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, en el RETIE se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales. Las distancias verticales y horizontales, se adoptaron de la norma ANSI C2; todas las tensiones dadas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a tierra acorde con el reglamento.

Es indispensable para realizar trabajos en la instalación eléctrica, contar con un espacio adecuado de acceso y de trabajo que permita la operación y el mantenimiento del equipo. Además, la instalación debe permitir la circulación del personal y de los vehículos por las zonas permitidas garantizando que se mantengan unas distancias mínimas al equipo energizado. Estos espacios deben ser previstos desde el diseño.

El reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE define tres límites de acercamiento para la seguridad personal con base en la norma NFPA 70 e IEEE 1584. Estos límites de acercamiento son:

- Límite de aproximación segura: es la distancia mínima desde un punto energizado del equipo, hasta la cual el personal no calificado puede situarse sin riesgo por arco eléctrico.

- Límite de aproximación restringida: es la distancia mínima hasta la cual el personal calificado puede situarse sin llevar los elementos de protección personal certificados contra riesgo por arco eléctrico.

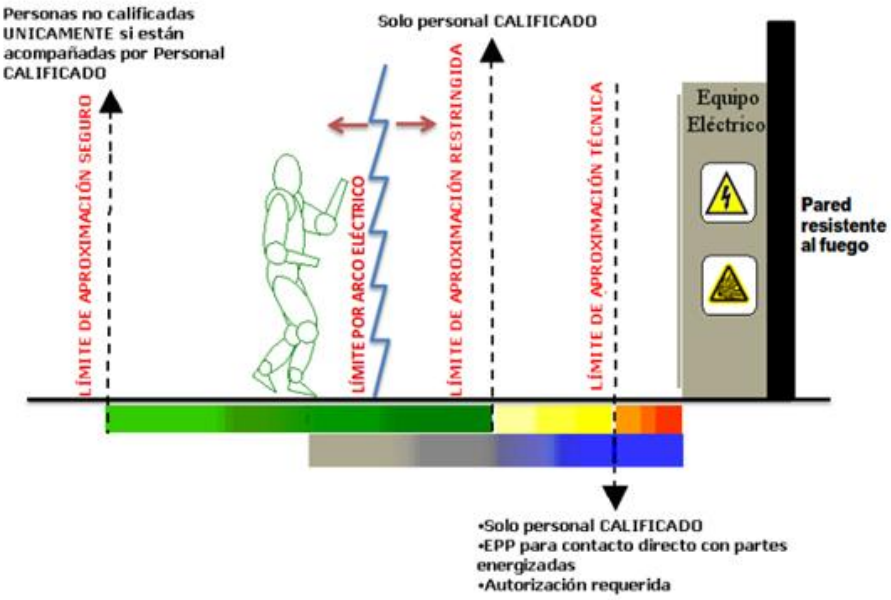
- Límite de aproximación técnica: es la distancia mínima en la cual solo el personal calificado que lleva elementos de protección personal certificados contra arco eléctrico realiza trabajos en la zona de influencia directa de las partes energizadas de un equipo.

Tabla 4. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) incluye movimientos involuntarios	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15.1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV – 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV – 145 kV	3,4	3,6	1,2	1,0
161 kV – 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV – 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV – 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Fuente: RETIE

Figura 2. Límites de aproximación segura



Fuente: RETIE

2.3.6 Termografía infrarroja [5]

Qué es la termografía?

La termografía es una tecnología, que no necesita de contacto, que se basa en la medida de longitudes de onda infrarrojas para determinar temperaturas desde una distancia segura. Una cámara termográfica proporciona una imagen que utiliza distintos colores para representar las diferentes temperaturas. Esta imagen acelera la comprobación visual de las temperaturas de superficie e identifica los puntos calientes. Los puntos calientes o los aumentos de la temperatura normalmente indican un fallo inminente.

Las cámaras termográficas radiométricas captan y almacenan datos de la temperatura de los miles de puntos que componen la imagen térmica. Esto posibilita la realización de análisis detallados y el cambio en los parámetros clave

como la emisividad o el rango de temperatura, ya sea en campo, en la misma cámara o en la oficina con el software para PC.

Hasta hace muy poco tiempo, la termografía era una técnica compleja y cara, sólo al alcance de determinados sectores. Afortunadamente, los recientes avances en tecnología no sólo han reducido el costo de las cámaras termográficas sino que también han simplificado su utilización.

Por qué usar la termografía?

La gran mayoría de los problemas y averías en el entorno industrial – ya sea de tipo mecánico, eléctrico y de fabricación – están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema de Termovisión por Infrarrojos. Con la implementación de programas de inspecciones termográficas como mantenimiento predictivo en instalaciones, maquinaria, cuadros eléctricos, etc. Es posible minimizar el riesgo de una falla de equipos y sus consecuencias, a la vez que también ofrece una herramienta para el control de calidad de las reparaciones efectuadas.

Con el uso de la termografía se consiguen las siguientes ventajas:

- Método de análisis sin detención de procesos productivos, ahorra gastos.
- Baja peligrosidad para el operario por evitar la necesidad de contacto con el equipo.
- Determinación exacta de puntos deficientes en una línea de proceso.
- Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la falla.
- Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.
- Ayuda al seguimiento de las reparaciones previas.
- Protección contra los inconvenientes producidos por la falla inesperada de algún elemento, al detectarlo antes de que se produzca.

Aplicaciones de la termografía.

- *Detección de conexiones eléctricas sueltas o con corrosión.*

Cuando una conexión está suelta o tiene algún tipo de corrosión, su resistencia aumenta y dado que al aumentar la resistencia también aumenta la caída de tensión y se genera un aumento de la temperatura, se puede detectar una falla antes de que se produzca una avería utilizando una cámara termográfica.

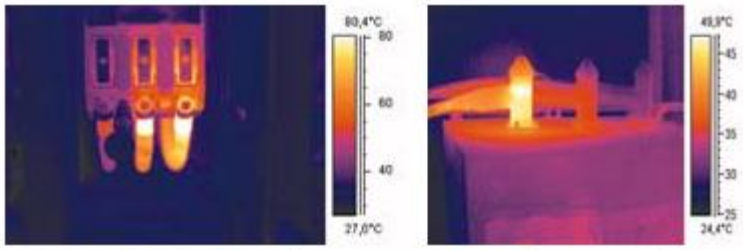
Teniendo en cuanta lo anterior, la termografía puede usarse para la detección y solución de deterioros en conexiones de sistemas eléctricos que se hayan aflojado, apretado en exceso o con corrosión mediante la comparación de temperaturas de las conexiones de cuadros eléctricos.

A la hora de inspeccionar lo que habrá que buscar será básicamente temperaturas superiores a las demás, ya que las conexiones sobrecalentadas, por estar sueltas o por la corrosión pueden resultar en un fallo en el sistema y debería por lo tanto corregirse.

De acuerdo con las especificaciones de la NETA (National Electrical Testing Association), si la diferencia de temperatura entre componentes similares bajo cargas similares supera los 15ºC, deben llevarse a cabo reparaciones de forma inmediata. Asimismo, esta asociación recomienda que se lleve a cabo la misma medida cuando la diferencia de temperatura de un componente y del aire supere los 40ºC.

Una vez detectada una conexión sobrecalentada, éstas deberían desmontarse, limpiarse, repararse y volverlas a ajustar.

Figura 3. Detección de conexiones sueltas o corroídas



Fuente: Página web: www.juanpalacios.es

- *Detección de desequilibrios y sobrecargas eléctricas.*

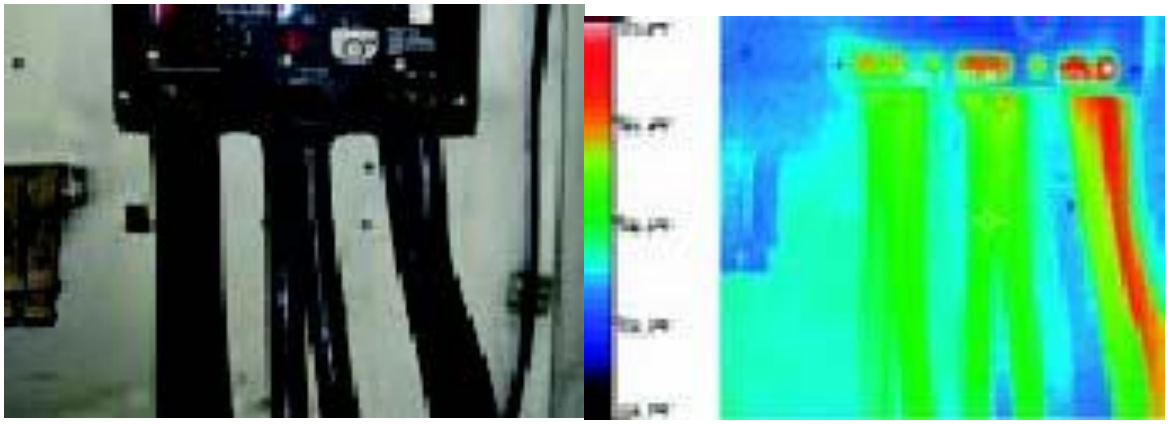
Un desequilibrio puede deberse a varias razones: un problema de alimentación, baja tensión en una fase o una ruptura de la resistencia del aislamiento de las bobinas del motor. Esto hace que los motores y otras cargas requieran más corriente, dispongan de un par más bajo (con el esfuerzo mecánico asociado) y se estropeen antes.

Para detectar éstas sobrecargas, en el caso de que se produzca un desequilibrio en la carga, las fases con la mayor carga tendrán mayores temperaturas debido al exceso de calor generado. En cualquier caso, habría que realizar la medida de la carga eléctrica para corroborar el diagnóstico del problema.

Cuando una imagen térmica muestra que un conductor tiene una temperatura mayor que los otros componentes de un circuito, puede ser un indicio de que el conductor está mal dimensionado (por defecto) o sobrecargado. Hay que tener en cuenta que ni el circuito de alimentación ni los subcircuitos deben cargarse hasta el límite máximo permitido.

La solución más habitual para eliminar la sobrecarga es la redistribución de cargas o distribuirlas sobre la marcha durante el proceso.

Figura 4. Detección de desequilibrios en sistemas eléctricos



Fuente: Página web: www.juanpalacios.es

2.3.7 Niveles de iluminación [6]. La edificación pública es un lugar que necesita mucha iluminación natural y artificial y en ambos casos se debe prestar mucha atención de cómo se está iluminando un ambiente. Sólo así se logra un ambiente agradable y productivo. En cada ambiente se realizan actividades diferentes y por tanto la iluminación también es diferente.

Iluminar un espacio es más que poner bombillas para cuando falte la luz natural. Una correcta iluminación debe brindar la sensación de confort que se busca y al mismo tiempo debe ser parte del aspecto estético global del lugar que se ilumina: resaltar zonas, ampliar espacios, destacar avisos, dar personalidad a la edificación y facilitar la realización de las tareas que se realizan en ella.

La iluminación, en muchos casos, implica el mayor costo que se paga por consumo de energía en una edificación, por ésta razón se debe pensar en iluminar bien y en hacerlo ahorrando energía. Para ello es importante seleccionar adecuadamente el tipo de bombilla que se usa en cada espacio.

2.3.8 Calidad de energía eléctrica [7]

¿Qué es un problema de calidad de energía?

Se puede decir que existe un problema de calidad de la energía eléctrica cuando ocurre cualquier desviación de la tensión, la corriente o la frecuencia que provoque la mala operación de los equipos de uso final y deteriore la economía o el bienestar de los usuarios; asimismo cuando ocurre alguna interrupción del flujo de energía eléctrica.

Los efectos asociados a problemas de calidad de la energía son:

- Incremento en las pérdidas de energía.
- Daños a la producción, a la economía y la competitividad empresarial
- Incremento del costo, deterioro de la confiabilidad, de la disponibilidad y del confort.

Importancia actual

Actualmente, el estudio de la calidad de la energía eléctrica ha adquirido mucha importancia y tal vez la razón más importante es la búsqueda del aumento de productividad y competitividad de las empresas. Asimismo porque existe una interrelación entre calidad de la energía eléctrica, la eficiencia y la productividad.

Para aumentar la competitividad las empresas requieren optimizar su proceso productivo mediante:

- Usando equipos de alta eficiencia como motores eléctricos, bombas, etc.
- Automatizando sus procesos mediante dispositivos electrónicos y de computación (microcontroladores, computadores, PLC, etc.).
- Reduciendo los costos vinculados con la continuidad del servicio y la calidad de la energía.

- Reduciendo las pérdidas de energía.
- Evitando los costos por sobredimensionamiento y tarifas.
- Evitando el envejecimiento prematuro de los equipos.

La proliferación de equipos de control y automatización han aumentado los problemas de confiabilidad en la producción. Pues los equipos electrónicos son una fuente de perturbaciones para la calidad de la energía eléctrica ya que distorsionan las ondas de tensión y corriente. Por otro lado los equipos de control y automatización son muy sensibles a distorsión o magnitud de la onda de tensión por lo que una variación en la calidad de la energía eléctrica puede ocasionar fallas que paralicen la producción ocasionando tiempo perdido y costos de producción inesperados. Entonces hay que convivir con el problema y encontrarle soluciones cada vez más óptimas, para lo cual el estudio de los fenómenos de la calidad de la energía es indispensable.

Fenómenos electromagnéticos

Si tan sólo ayer se prestaba atención a un grupo relativamente limitado de fenómenos, hoy es necesario tomar en consideración un conjunto más amplio de indicadores de calidad, debido a sus efectos sobre el confort, la confiabilidad, el costo, el consumo, la demanda y el diseño de los sistemas de suministro eléctrico.

Paradójicamente, hay más problemas y son escasas o no existen personas preparadas o dedicadas a enfrentarlos. Según la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995 los fenómenos electromagnéticos pueden ser de tres tipos:

- Variaciones en el valor RMS de la tensión o la corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

La Tabla 5 muestra un resumen de las características típicas de los fenómenos electromagnéticos.

Tabla 5. Clasificación y características típicas de los fenómenos electromagnéticos

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu

Cont.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA			
Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%
FLUCTUACIONES	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
VARIACIONES DE FRECUENCIA		< 10 s	

Fuente: Norma IEEE Estándar 1159 de 1995

3. LEVANTAMIENTO

3.1 METODOLOGÍA UTILIZADA

El trabajo de aplicación se centra específicamente en tres etapas: recopilación de información, análisis de información y elaboración del levantamiento eléctrico de las áreas inspeccionadas.

3.2 DESCRIPCIÓN DE ETAPAS

3.2.1 Obtención de datos. Inicialmente se realizó la recopilación de bibliografía: normas técnicas vigentes, información de internet y planos arquitectónicos del Centro de Formación. Durante el proceso de búsqueda no se obtuvieron planos eléctricos, memorias de cálculo ni registro documental alguno de las instalaciones eléctricas originales, tampoco se obtuvo información sobre las intervenciones y/o modificaciones que se han realizado en dichas instalaciones a lo largo de su vida útil. Infortunadamente en el Centro de Formación no existe un procedimiento que regule tales intervenciones, a tal punto que en la actualidad, el personal de mantenimiento, instructores, aprendices y contratistas intervienen, operan y modifican instalaciones atendiendo a las necesidades urgentes del momento, muchas veces sin informar a las personas que pueden verse afectadas e incluso sin las autorizaciones mínimas requeridas.

Posteriormente se procedió con la inspección visual de las subestaciones y tableros de distribución de baja tensión en búsqueda de no conformidades desde el punto de vista normativo como de funcionamiento. Durante la inspección se realizó registro fotográfico, se indagó con los Instructores responsables de las distintas áreas sobre posibles anormalidades que hayan podido evidenciar en el funcionamiento de las instalaciones y finalmente se diligenció una lista de chequeo donde se relacionan aspectos generales que deben cumplir los tableros de distribución en baja tensión.

Para cada uno de los tableros de distribución inspeccionados se aplicó dicha lista a fin de verificar la conformidad de estos con respecto a la normatividad técnica vigente: NTC2050 primera actualización y Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE- Resolución 90703 del 30 de agosto de 2013. Las listas de chequeo diligenciadas para cada uno de los tableros se presentan como anexo del presente trabajo.

Adicionalmente se realizaron mediciones de iluminación en algunas zonas siguiendo la metodología establecida en el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público RETILAP y que se describe de manera general en el capítulo 4 del presente trabajo. Los resultados fueron consignados en un formato diseñado para tal fin y que también se presenta como anexo del presente trabajo.

3.2.2 Análisis de la información obtenida. Con base en la información obtenida se procede a dibujar los diagramas unifilares de las subestaciones, tableros generales de baja tensión y tableros de distribución de baja tensión, con la ayuda del Software de dibujo eléctrico *Xrelais y AutoCAD.*

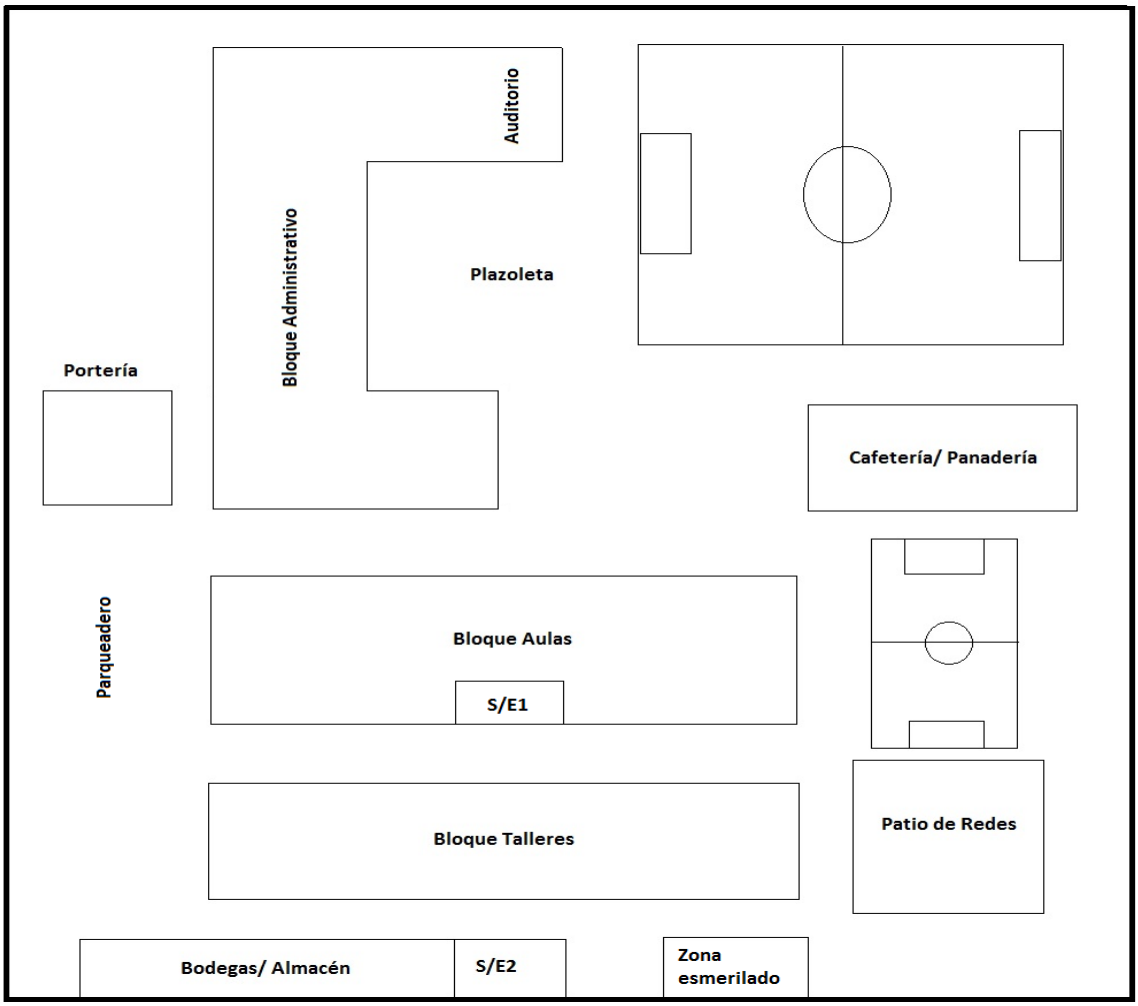
Se realizaron los cuadros de carga de los tableros de distribución inspeccionados en las distintas zonas, se registraron mediciones de carga por circuito, corrientes de línea, tensiones de línea y de fase en cada uno de los tableros de distribución.

Como resultado de las tareas mencionadas anteriormente se realizó un diagnóstico de los tableros de distribución y de las subestaciones eléctricas que alimentan el Centro de Formación. Este diagnóstico se presenta en detalle en el capítulo 4 del presente trabajo de aplicación.

4. DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En esta etapa de análisis se tomarán como referencia los criterios técnicos establecidos por la normativa vigente, los cuales han sido presentados en el Capítulo 2 del presente trabajo. Para el desarrollo de esta actividad se contó con la participación de un grupo de aprendices del Programa de Formación: *Tecnología en Electricidad Industrial* distribuidos en 6 grupos, cada uno de los grupos apoyó las labores de inspección y diagnóstico de las instalaciones del Centro de Formación en las 6 zonas de trabajo descritas en el esquema que se presenta a continuación.

Figura 5. Áreas inspeccionadas al interior del Centro de Formación



Fuente: Autores
Grupo 1: Bloque de talleres
Grupo 2: Bloque administrativo piso1
Grupo 3: Bloque aulas piso 1
Grupo 4: Áreas comunes y exteriores
Grupo 5: Bloque aulas piso 2
Grupo 6: Bloque administrativo piso 2

4.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA I

Figura 6. Transformador de distribución y cuadro de baja tensión subestación eléctrica I

A continuación se describirán algunas anormalidades observadas durante la inspección visual.

Tabla 6. Observaciones inspección visual subestación eléctrica I

Fotografía	Comentario
	Distancias de seguridad: No existe demarcación en piso que señalice la zona segura hasta donde se pueda acercar el personal, sin embargo los equipos de subestación están encerrados en sus respectivas celdas y existe señalización de riesgo eléctrico. No hay extintor de incendios

Tabla 6. Observaciones inspección visual subestación eléctrica I (Continuación)

Fotografía	Comentario
	Fosos de aceite: El foso de aceite existente no tiene la capacidad suficiente para el volumen de aceite presente en el transformador
	Ventilación: La puerta de acceso a la subestación posee una malla ciclópea que permite la ventilación del recinto, sin embargo, al momento de la inspección se observaron temperaturas por encima de la temperatura ambiente
	Bóveda: La mampostería alrededor del transformador no es apropiada para resistir 3 horas de fuego continuo. El techo es de casetón y existen aulas de clase y oficinas en la parte superior. Adicionalmente se evidencia filtración de agua.

Tabla 6. Observaciones inspección visual subestación eléctrica I (Continuación)

Fotografía	Comentario
	Iluminación: El cuarto de subestación posee una iluminación deficiente al punto que se requiere iluminación auxiliar para hacer cualquier tipo de revisión. Las luminarias instaladas no funcionan en su totalidad.
	Otros: Se encuentran almacenados diversos elementos en el área de la subestación, hay mucha suciedad, polvo e incluso presencia de agua en días lluviosos.
	Conexiones: Las conexiones de los terminales de cables con los barrajes en el cuadro de baja tensión en su mayoría no poseen arandelas de contacto

4.1.1 Alimentación. En el bloque de aulas del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico se cuenta con una subestación de 500kVA tipo interior. Esta subestación se alimenta de la red de media tensión (13,2kV) del circuito: *62510-10 Parnaso Zona Industrial* de la Electrificadora de Santander (ESSA) a través de una acometida subterránea tripolar Cu 250Kcmil XLPE 15kV, la cual llega a la celda de protección y medida de la subestación.

Condiciones de aislamiento acometida

A continuación se relacionan los resultados obtenidos en la prueba de aislamientos practicada a los conductores de acometida.

Tabla 7. Condición de aislamientos acometida subestación I

Prueba	Aislamiento (GΩ)
Fase 1 – Tierra – Pantalla	1,42
Fase 2 – Tierra – Pantalla	1,12
Fase 3 – Tierra – Pantalla	0,95
Fase 1 – Fase 2	1,89
Fase 1 – Fase 3	2,42
Fase 2 – Fase 3	2,11

Se realizó prueba de aislamiento a una tensión de 2500 V de DC durante 1 minuto según norma NETA ATS 1999. Dicha norma establece que en la prueba de aislamiento la resistencia mínima aceptable es 10 MΩ por cada 1000 ft, la longitud de esta acometida es de 230 m aproximadamente 754 ft, considerando esta distancia la resistencia de aislamiento mínima es de 7,54 MΩ, comparando los resultados obtenidos con este valor mínimo se concluye que son satisfactorios.

4.1.2 Módulos de la subestación. La subestación eléctrica I cuenta con 3 módulos:

Figura 7. Módulos de la subestación eléctrica I

- ✓ Módulo de entrada (protección y medida)
- ✓ Módulo del transformador de distribución
- ✓ Módulo de baja tensión

4.1.3 Transformador de distribución. El transformador de distribución de la subestación se encuentra ubicado en la celda central de la subestación, las dimensiones del encerramiento son 2m x 1.08m x 2.02m y posee las siguientes características:

Tabla 8. Datos de placa transformador subestación eléctrica I

Potencia Transformador	500kVA
% Zcc a 85°C	3,56
Dimensiones Transformador	1834x1005x1289mm
Tensiones Prim/Sec	13200/ (226-130)V
Corriente cc	35,84kA
Fabricante	Magnetrón
TAPS	1: 13860V
	2: 13530V
	3: 13200V
	4: 12870V
	5: 12540V
Grupo de conexión	DYn5
Refrigeración	ONAN
Año	2012

Fuente: Hoja de datos del fabricante

Tabla 9. Datos protecciones media tensión del transformador subestación eléctrica I

Tipo de Seccionador	Tripolar en aire
Tipo de fusible	Expulsión
In fusible	25 A
Vn fusible	20kV
Icc fusible	40kA

4.1.4 Tablero general de baja tensión. Se encuentra ubicado en la celda del costado derecho de la subestación, tiene dimensiones de 1.17m x 1.08m x 1.96m, sus características generales se resumen a continuación:

- Tres barrajes de cobre pintados de rojo, amarillo y azul correspondientes a las fases A, B y C respectivamente, un barraje color blanco para el neutro y un barraje de color verde para la tierra. Las barras son de cobre electrolítico de dimensiones: 60mm x 10mm.
- Un totalizador general atornillable regulable Merlin Gerin con una Ir de 1200 A.
- 24 interruptores termomagnéticos atornillables tripolares y bipolares que alimentan diversas zonas del Centro de Formación.

En la siguiente tabla se relacionan los dispositivos de protección instalados

Tabla 10. Protecciones del tablero general de baja tensión subestación I

Número	I non [A]	Icc [kA]	Marca	Referencia comercial
1	80	85	Merlin Gerin	NS100N + TM80D
2	100	85	Merlin Gerin	NS100N + TM100D
3	100	85	Merlin Gerin	NS100N + TM100D
4	100	40	Schneider Electric	CVS100B + TM100D
5	100	40	Schneider Electric	CVS100B + TM100D
6	100	40	Schneider Electric	CVS100B + TM100D
7	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
8	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
9	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
10	160	85	Merlin Gerin	NS160N + TM100D
11	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
12	80	25	Merlin Gerin	NB100N
13	400	65	General Electric	TCAL43
14	160	40	Schneider Electric	CVS160B + TM160D
15	300	22	General Electric	TCAL43
16	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
17	50	10	Merlin Gerin	EZC100B
18	100	25	Merlin Gerin	NB100N
19	80	25	Merlin Gerin	NB100N

Tabla 10. Protecciones del tablero general de baja tensión subestación I (Continuación)

Número	I non [A]	Icc [kA]	Marca	Referencia comercial
20	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63B
21	350	30	Merlin Gerin	NB400N
22	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
23	80	85	Merlin Gerin	NS100N + TM80D
24	63	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D

4.1.5 Puesta a tierra. La subestación cuenta con un sistema de puesta a tierra conformado por tres electrodos de cobre de 5/8" de diámetro y 2,4m de profundidad dispuestos en configuración triángulo, los electrodos están interconectados por un conductor de cobre desnudo # 2/0AWG y las conexiones están realizadas con soldadura exotérmica.

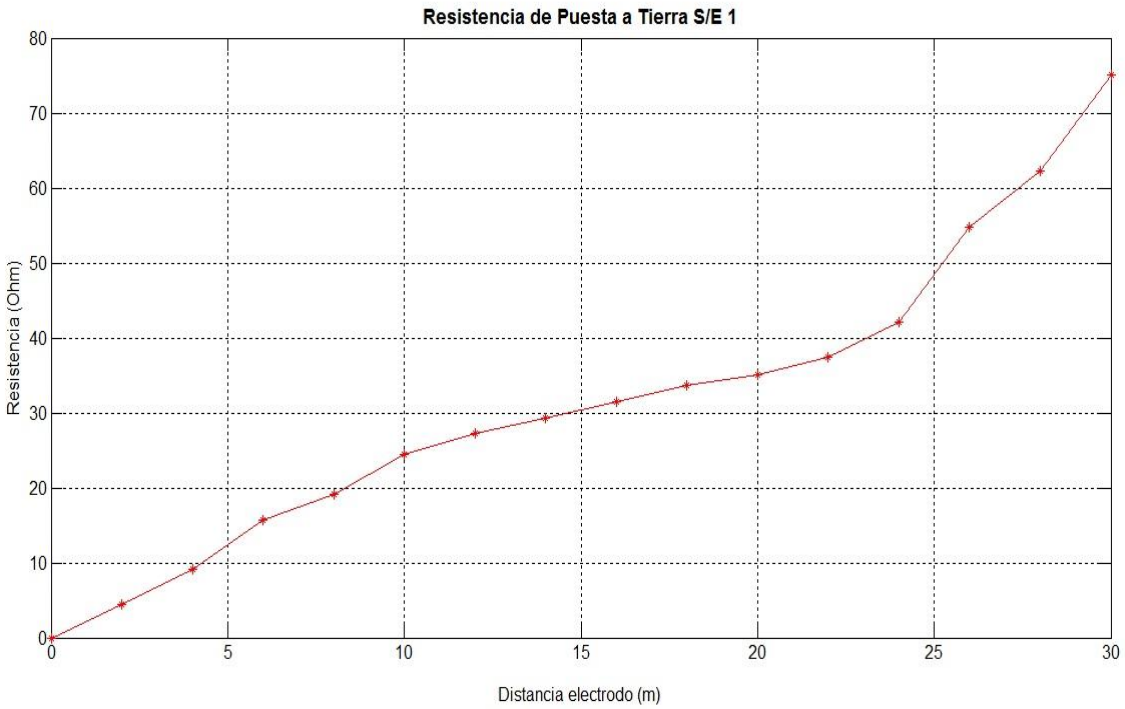
Los datos de la medición de la puesta a tierra se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 11. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación eléctrica I

Distancia (m)	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18
Resistencia (Ω)	0	4,5	9,2	15,7	19,2	24,5	27,3	29,3	31,5	33,6

Distancia (m)	22	22	24	26	28	30
Resistencia (Ω)	35,1	37,4	42,1	54,7	62,3	75,1

Figura 8. Resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica 1



4.1.6 Condiciones de aislamiento

Resistencia mínima de aislamiento= $Rmin = \frac{1{,}5 * V_L}{S(kVA)}$

$$\frac{1{,}5 * 13200}{\overline{500}} = 885{,}5M\Omega$$

Tabla 12. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador

		RA (GΩ) Leído Lado alta /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado baja /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado alta/ Lado baja
Tensión de Ensayo (CC)		5000V	500V	500V
Tiempo de Ensayo	30 seg	3,43	1,36	3,87
	1 min	3,6	1,43	4,56
	10 min	4,85	1,69	8,07
	I Polarización	**1,347**	**1,181**	**1,769**
	I Absorción	**1,049**	**1,051**	**1,178**

Los valores medidos de resistencia de aislamiento del transformador se encuentran por encima del mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se determina que el aislamiento del transformador está en buenas condiciones.

4.1.7 Tensión de ruptura dieléctrica. Para verificar las condiciones de aislamiento del aceite del transformador se realizó una prueba de tensión de ruptura dieléctrica que arrojó los siguientes resultados:

Tabla 13. Resultados medición prueba de tensión de ruptura dieléctrica del aceite del transformador

Prueba	Valor Medido
1	13,9 kV
2	15,3 kV
3	14,6 kV
4	15,6 kV
5	17,5 kV
Promedio	**15,3 kV**

El valor promedio de **15,3 kV**, resultado de las 5 pruebas de tensión de ruptura dieléctrica realizadas a la muestra, el valor es inaceptable por lo tanto no cumple con lo requerido de acuerdo a la tabla 14 Valores mínimos para aceites minerales.

Tabla 14.Valores mínimos para aceites minerales

Tensión de ruptura	Criterio
>30 kV	Aceptable
>25 kV y <30 kV	Cuestionable
<25 kV	Inaceptable

Fuente: Autores [MEGGER, 2013] Guide to insulating oil dielectric breakdown testing

4.1.7 Relación de transformación (TTR). Adicional a las pruebas anteriores se realizaron pruebas de medición de relación de transformación obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 15. Resultados medición de relación de transformación del transformador

Posición TAP	Grupo de Conexión	Relación teórica		Relación medida	% Error	R. Lado alta	R. Lado baja
3 0%	DYn5	Fase A	101,538	101,32	0,214	3,08Ω	n/a
		Fase B	101,538	101,46	0,076	3,13Ω	n/a
		Fase C	101,538	101,31	0,224	2,98Ω	0,3mΩ

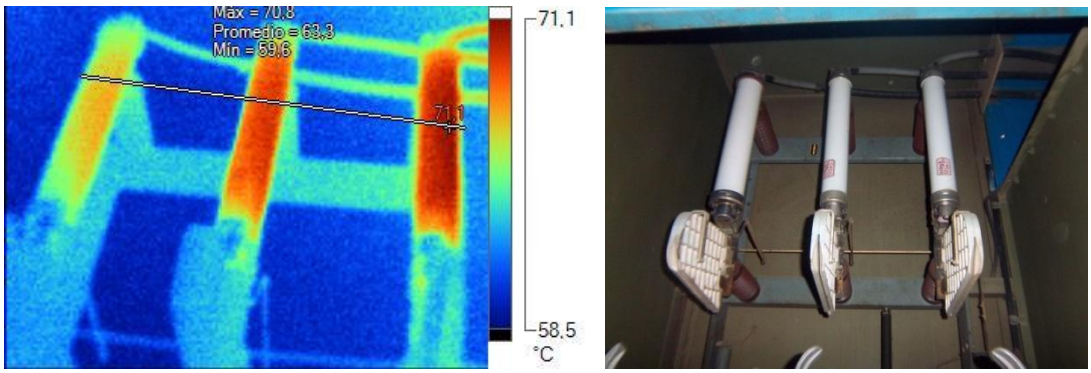
La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de ± 0,5% en todas sus derivaciones, en la tabla se observa que los porcentajes están por debajo de este valor, por lo tanto no existen problemas en los devanados del transformador.

4.1.8 Análisis por termografía infrarroja. A continuación se describen los hallazgos detectados en la inspección termográfica de la Subestación Eléctrica I.

Para el análisis de los resultados se tomaron en cuenta los criterios establecidos en la Norma NETA (Asociación Nacional de Pruebas Eléctricas), que ayudan a determinar el grado de criticidad de un problema eléctrico teniendo en cuenta la temperatura medida con una cámara termográfica.

Fusibles de protección lado MT transformador de distribución

Figura 9. Termografía fusibles de protección lado MT



IR000331.IS2
01/12/2014 9:42:20

Imagen de luz visible

Se observa una mayor temperatura del fusible correspondiente a la fase C en el lado de media tensión.

Tomando como referencia la temperatura del fusible correspondiente a la fase A (Más frio), se observa una diferencia de aproximadamente 5 grados Celsius.

De acuerdo con los criterios NETA para inspecciones termográficas, se deduce lo siguiente:

Criticidad: PROBABLE DEFICIENCIA

Acción correctiva: Reparar en la próxima parada
Causas probables: Sobrecarga,

Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	62,2°C
Rango de la imagen	58,5°C a 71,1°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	01/12/2014 9:42:20
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación I\ IR000331.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

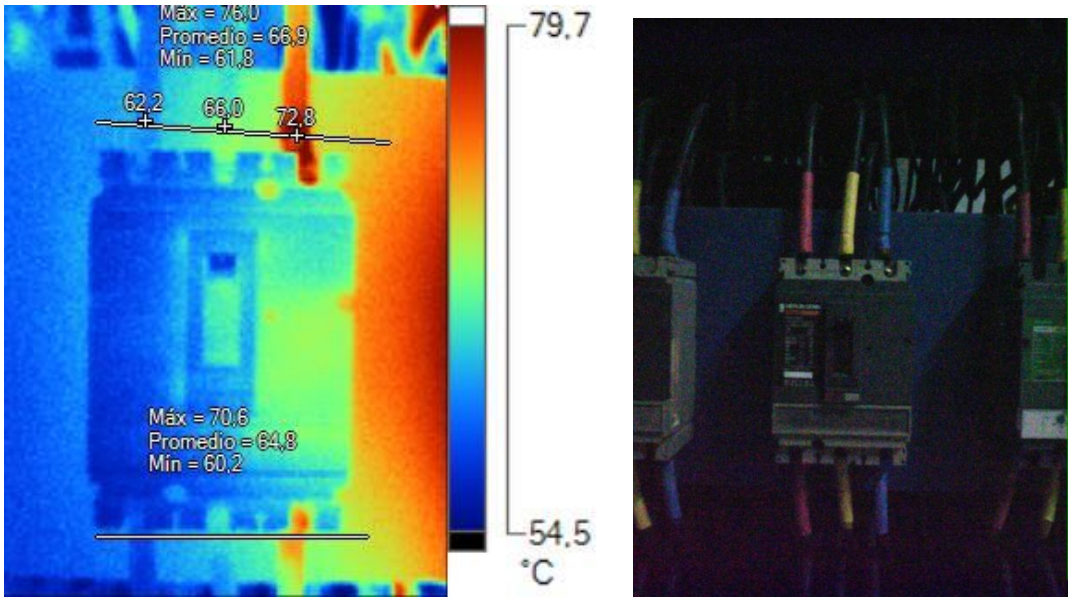
Marcadores de la imagen principal

Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Segundo plano	Desviación estándar
B0	63,3°C	59,6°C	70,8°C	0,98	29,0°C	-269,61

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
Caliente	71,1°C	0,98	29,0°C

Interruptor automático Q3 subestación I

Figura 10. Termografía interruptor automático Q3



IR000338.IS2
01/12/2014 9:47:38

Imagen de luz visible

Se observa un excesivo aumento de la temperatura en la fase C del interruptor automático Q3 ubicado en el cuadro de baja tensión de la subestación 1.

Tomando como referencia la temperatura correspondiente a la fase A (Más fría), se observa una diferencia de aproximadamente 10 grados Celsius.

De acuerdo con los criterios NETA para inspecciones termográficas, se deduce lo siguiente:

Criticidad: PROBABLE DEFICIENCIA
Acción correctiva: Reparar en la próxima parada programada

Causas probables: Desequilibrio en la carga, torque inadecuado en la conexión de la fase C a la entrada del interruptor automático.

Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	64,6°C
Rango de la imagen	54,5°C a 79,7°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	01/12/2014 9:47:38
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación I\ IR000338.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

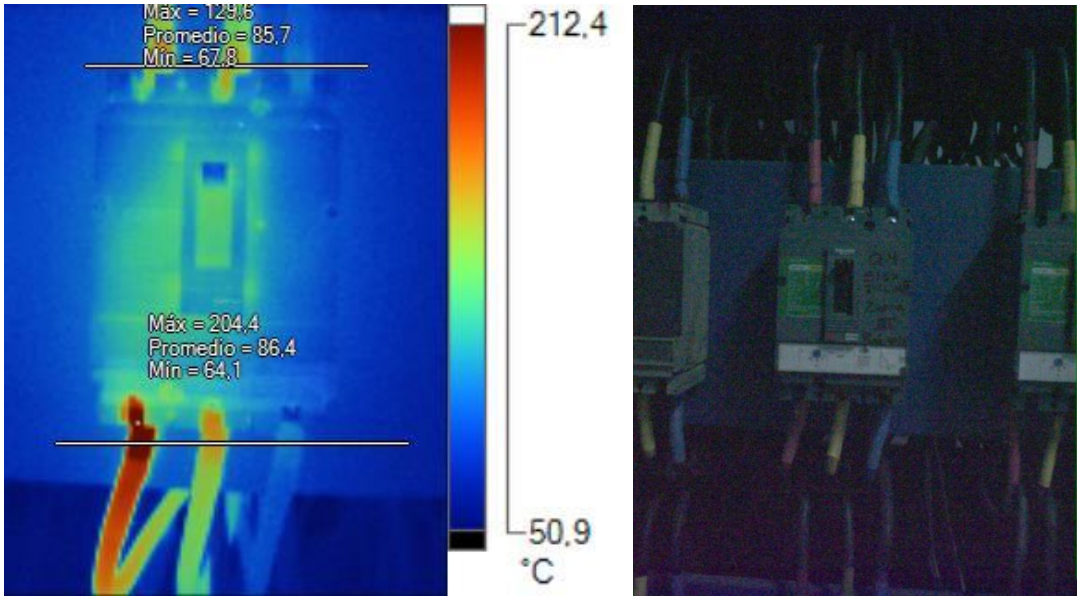
Marcadores de la imagen principal

Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Segundo plano	Desviación estándar
B0	66,9°C	61,8°C	76,0°C	0,98	29,0°C	-269,64
B1	64,8°C	60,2°C	70,6°C	0,98	29,0°C	-270,24

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	72,8°C	0,98	29,0°C
P1	66,0°C	0,98	29,0°C
P2	62,2°C	0,98	29,0°C

Interruptor automático Q4 subestación I

Figura 11. Termografía interruptor automático Q4



IR000339.IS2
01/12/2014 10:48:13

Imagen de luz visible

Se observa una excesivo aumento de la temperatura en la fase A del interruptor automático Q4 ubicado en el cuadro de baja tensión de la subestación 1

Tomando como referencia la temperatura correspondiente a la fase C (Más fría), se observa una diferencia muy superior a los 15 grados Celsius.

De acuerdo con los criterios NETA para inspecciones termográficas, se deduce lo siguiente:

Criticidad: DEFICIENCIA MAYOR
Acción correctiva: Reparar inmediatamente

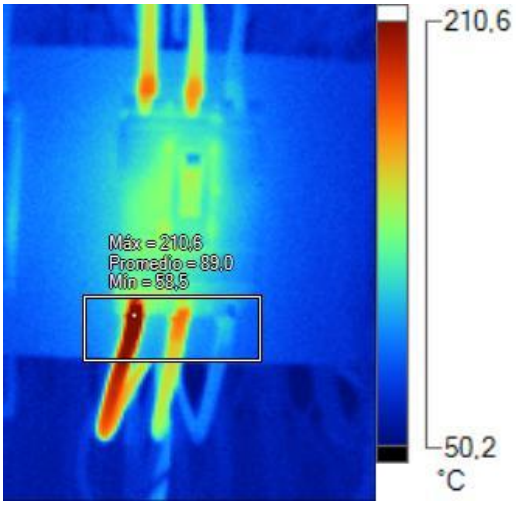
Causas probables: Sobrecarga, desequilibrio en la carga, torque inadecuado en la conexión a la salida de la fase A del interruptor automático.

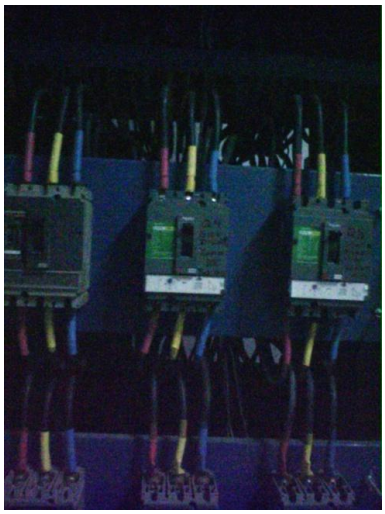
Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	77,3°C
Rango de la imagen	50,9°C a 212,4°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	01/12/2014 10:48:13
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación I\ IR000339.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Segundo plano	Desviaciónestándar
B0	86,4°C	64,1°C	204,4°C	0,98	29,0°C	-238,78
B1	85,7°C	67,8°C	129,6°C	0,98	29,0°C	-253,34





IR000340.IS2 **Imagen de luz visible**

01/12/2014 10:48:49

Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	71,4°C
Rango de la imagen	50,2°C a 210,6°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	01/12/2014 10:48:49
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación I\ IR000340.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Segundo plano	Desviaciónestándar
A0	89,0°C	58,5°C	210,6°C	0,98	29,0°C	-243,58

4.1.9 Análisis de calidad de energía eléctrica. Conociendo que la calidad de potencia es un conjunto de características de la electricidad en un punto dado de un sistema de distribución en un momento determinado, que permite satisfacer las necesidades de los usuarios de electricidad. Estas características son evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

En la siguiente tabla se describen las perturbaciones que afectan la calidad de la potencia eléctrica, de acuerdo con la duración de los fenómenos. Con la cual se analizará la calidad de la potencia de la subestación 1 Sena Barrancabermeja.

Tabla 16. Clasificación de perturbaciones de calidad de potencia según su duración

Perturbaciones	Tipo
Larga duración o permanentes	VARIACIONES DE TENSIÓN DE ESTADO ESTABLE
	DESBALANCE DE TENSIÓN
	FLICKER
	INTERRUPCIONES DE LARGA DURACIÓN (DURACIÓN ≥ 1 min
	ARMÓNICOS DE TENSIÓN
	ARMÓNICOS DE CORRIENTE
	MUESCAS DE TENSIÓN
	VARIACIONES DE TENSIÓN DE LARGA DURACIÓN (SUBTENSIONES Y SOBRETENSIONES)
Lentas	INTERRUPCIONES DE CORTA DURACIÓN (DURACIÓN < 1 MIN
	HUNDIMIENTOS (*Sags*)
	ELEVACIONES (*Swells*)
	VARIACIONES DE FRECUENCIA
Rápidas	SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

Tabla 17. Clasificación y características típicas de los fenómenos electromagnéticos

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA			
Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%
FLUCTUACIONES	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
VARIACIONES DE FRECUENCIA		< 10 s	

Fuente: Tomado de la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995

El periodo de medición fue de una semana, comprendida desde el día 6/11/2014 a las 19:12:39 hasta el día 13/11/2014 19:12:29, con un muestreo cada 10 segundos, por lo tanto el número de datos con que se contó para realizar este análisis son 60482.

4.1.9.1 Variaciones de tensión de estado estable

Descripción

Las variaciones de tensión de estado estable son desviaciones del valor eficaz de la tensión de alimentación a la frecuencia de la red (60 Hz) con una duración mayor a un (1) min.

Metodología de evaluación

El periodo de medida debe ser una semana con un periodo de agregación de diez (10) min. El 100% de los valores registrados en la semana debe estar dentro del rango estipulado en los valores de referencia.

Valores de referencia

Los valores de referencia para las variaciones de tensión de estado estable son +- 10% de la tensión de alimentación declarada.

Se realizó el análisis de la totalidad de los datos de tensión RMS durante la semana y estos deben estar dentro del rango estipulado por los valores de referencia que es +/- 10% de la tensión de alimentación.

En la siguiente tabla se ilustra los percentiles al 100% de las tensiones por cada fase.

Tabla 18. Variaciones en estado estable.

Fase L1 Percentil 100% [VRMS]	Fase L2 Percentil 100% [VRMS]	Fase L3 Percentil 100% [VRMS]
136,8293722	136,7950385	137,5690593

De la anterior tabla se puede concluir que no existen variaciones de tensión de estado estable puesto que los percentiles al 100% cumplen a cabalidad por lo recomendado por la norma.

4.1.9.2 Hundimientos (*Sags*). De acuerdo a lo recomendado por la norma para Sags, la tensión debe estar entre 0,1 y 0,9 pu.

Tabla 19. Características Sag (Valles)

VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu

Fuente: Tomado de la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995 Modificada Autores

En las tablas se representarán las fechas, hora, tensión del evento donde ocurre el Sag, así como el porcentaje de caída, el cual se toma respecto a la tensión nominal de 133 V.

Tabla 20. Sags Fase 2

FASE 2			
Fecha	**Hora**	**Tensión [V] min**	**%de caída**
10/11/2014	22:42:49.937	114,43	86%
13/11/2014	00:25:39.937	94,99	71%

Tabla 21. Sags Fase 3

FASE 3			
Fecha	**Hora**	**Tensión [V] min**	**%de caída**
13/11/2014	00:25:39.937	107,33	81%

En las siguientes graficas se observan los Sag's de tensión nombrada anteriormente.

Figura 12. Sags Fase 2 del 86%.

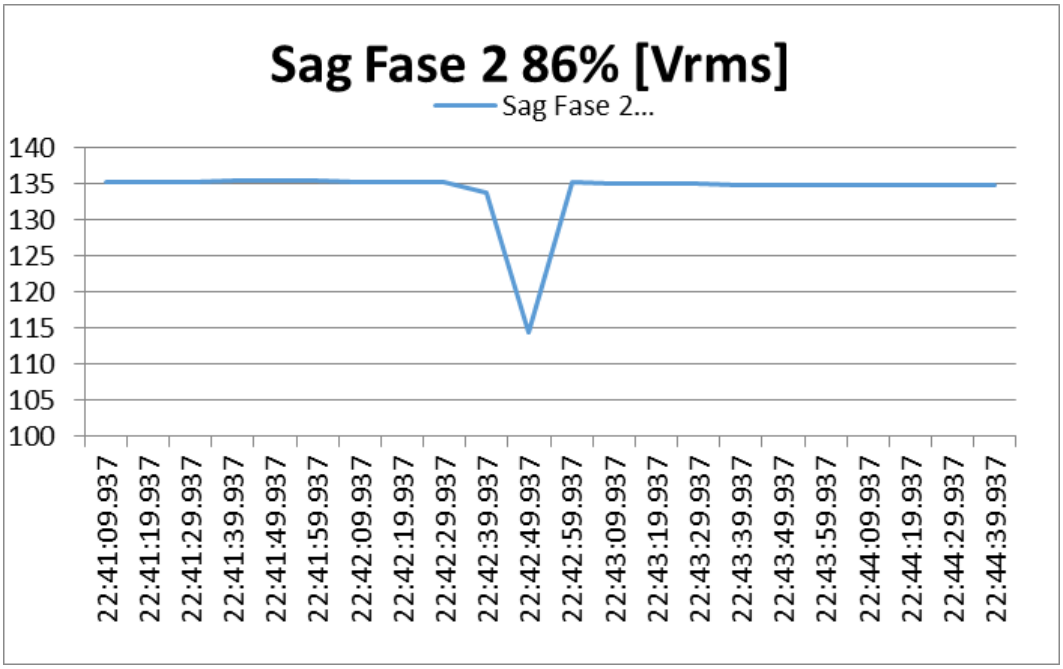


Figura 13. Sags Fase 2 del 71%.

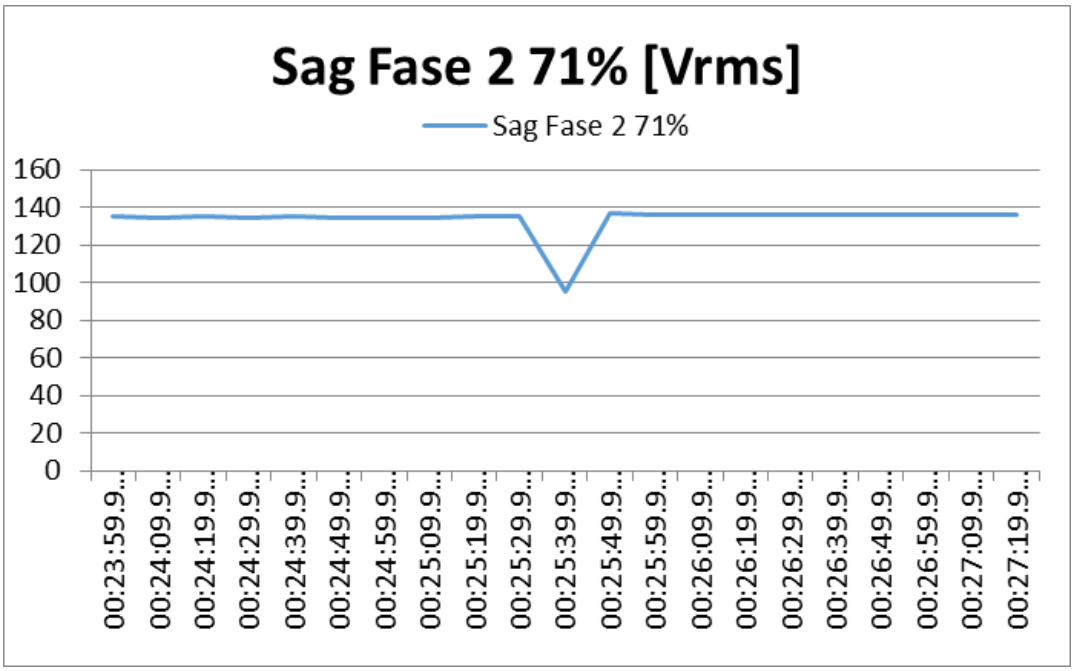


Figura 14. Sags Fase 3 del 81%.

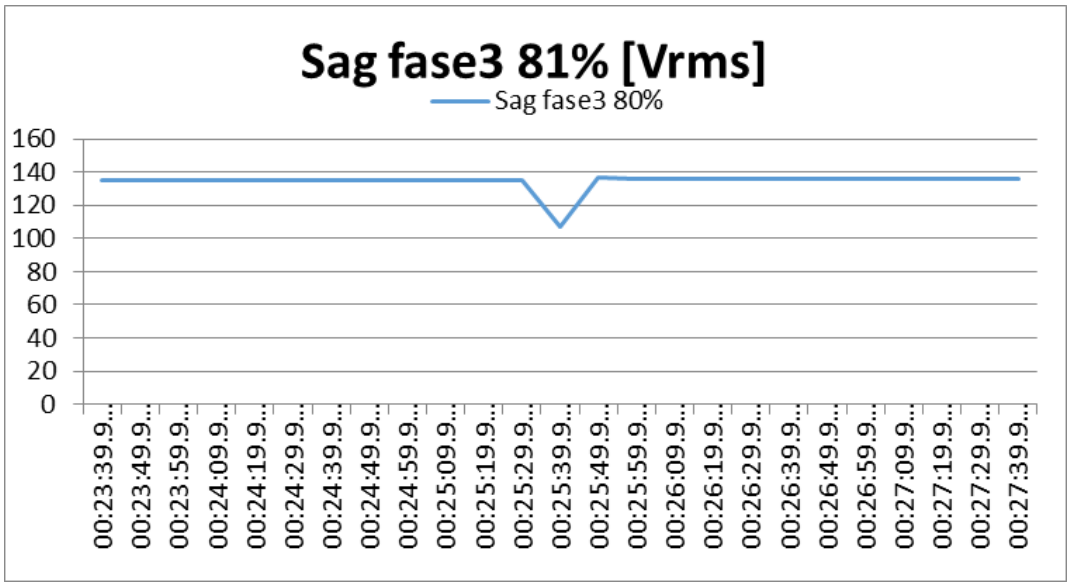


Figura 15. Sags Fase 2. Del 86%.

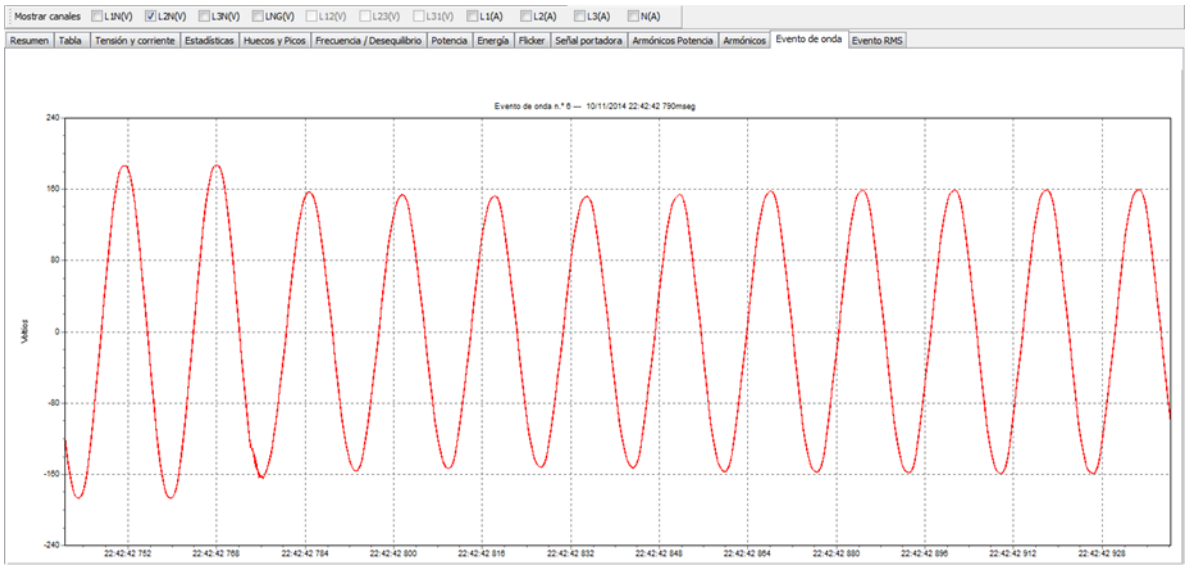


Figura 16. Sags Fase 2. Del 71%.

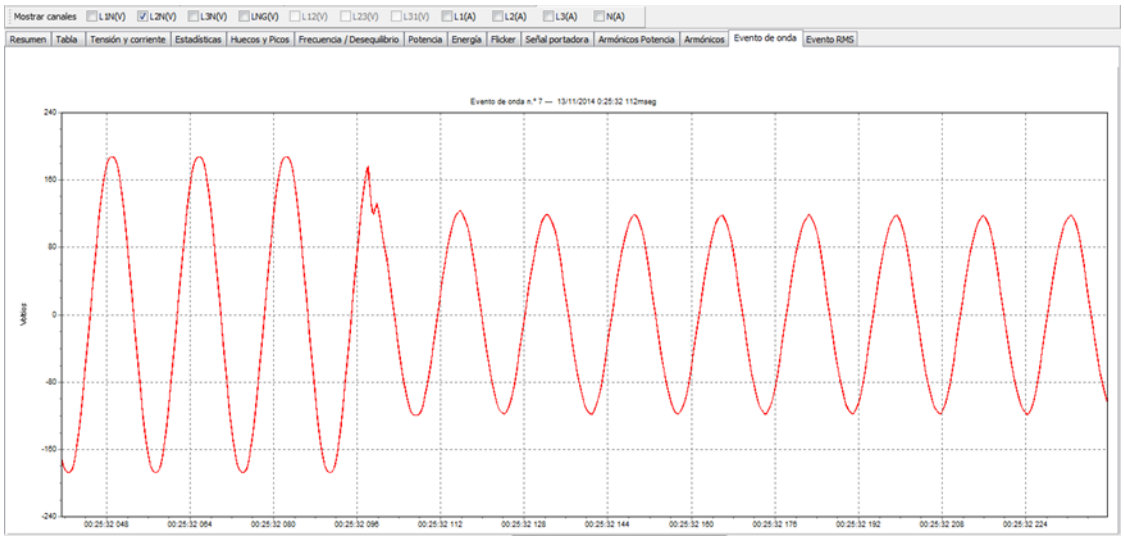
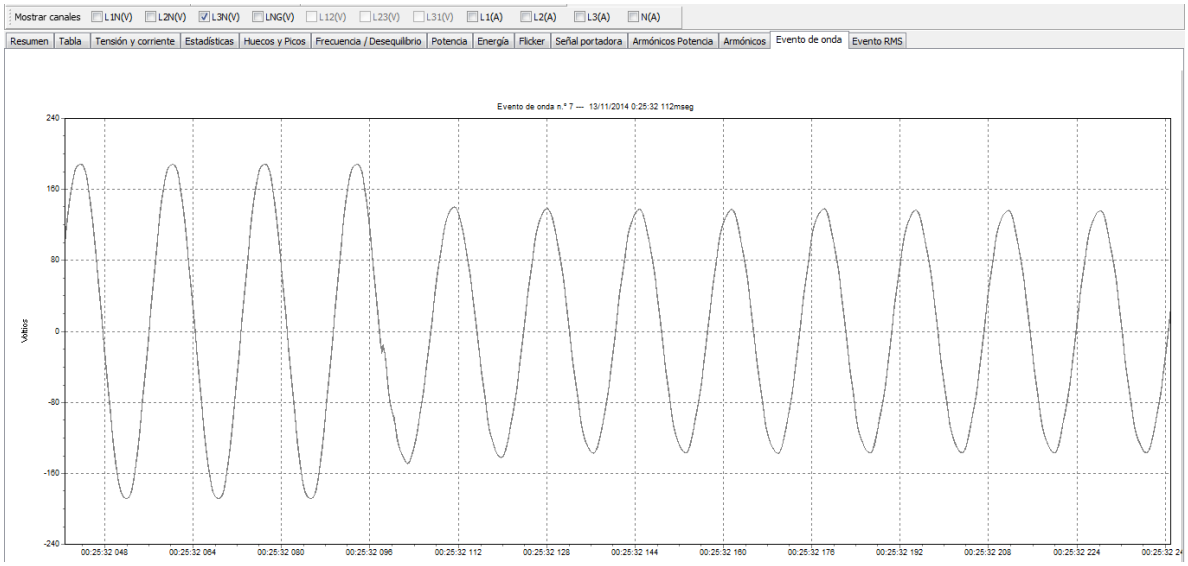


Figura 17. Sags Fase 3. Del 81%.



En las anteriores gráficas se puede observar que no se presentan Sags de porcentaje menor al 70%, luego no se consideran críticos, para el sistema analizado.

4.1.9.3 Elevaciones (*Swells*): Son aumentos del valor eficaz por encima del 110% de la tensión nominal, para estas mediciones se toman los valores eficaces máximos de tensión de las muestras, en la siguiente tabla se encuentran los valores máximos encontrados y sus respectivos porcentajes de elevación:

Tabla 22.Tensiones máximas por fase.

	V1 RMS [V]	V2 RMS [V]	V3 RMS [V]
V Max	137,81	137,69	138,39
% Porcentaje	104%	104%	104%

De la anterior tabla se determina que el sistema evaluado no presentó ninguna elevación de tensión (Swells) significativo, puesto que el 110% por encima del sistema analizado está alrededor de los 146 V, no se registró un valor igual o superior a este en la tabla anterior, es decir ninguna de las fases logro superar este valor, por lo tanto se descarta este tipo de perturbación en este análisis.

4.1.9.4 Variaciones de tensión de larga duración (Subtensiones y sobretensiones): Los eventos en tensión de larga duración (>1 min), pueden ser sobretensiones o sub tensiones dependiendo si el valor eficaz de la tensión están por encima o por debajo del +-10% de la tensión de alimentación declarada respectivamente.

- **Subtensiones**

Tabla 23. Variaciones larga duración

VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%

Fuente: (NTC 5001 2008)

Siguiendo las indicaciones de la norma, para la subestación eléctrica analizada no se encuentran sub tensiones de larga duración.

En la siguiente tabla se muestra una sub tensión presente en la subestación, la cual se observa que el tiempo de recuperación fue rápido, por lo tanto fue analizado como Sags el más desfavorable de todas las fases con el 71%.

Tabla 24. Tiempo subtensión.

Fecha	Hora	Tensión [VRMS]
13/11/2014	00:24:49.937	134,8
13/11/2014	00:24:59.937	134,77
13/11/2014	00:25:09.937	134,69
13/11/2014	00:25:19.937	134,9
13/11/2014	00:25:29.937	134,83
13/11/2014	00:25:39.937	94,99
13/11/2014	00:25:49.937	136,57
13/11/2014	00:25:59.937	136,42
13/11/2014	00:26:09.937	136,26
13/11/2014	00:26:19.937	136,08

La anterior tabla fue tomada de la tensión de la fase 2, como ejemplo para mostrar que no se presentan sub tensiones de larga duración; El tiempo estimado de recuperación fue de 20 s aproximadamente, comparada con el valor de referencia de la norma este debe ser mayor a un minuto para poder ser determinado como sub tensión de larga duración.

- **Sobretensiones**

Tabla 25. Variaciones larga duración

VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%

Fuente: (NTC 5001 2008)

Como se mencionó anteriormente en el análisis de ELEVACIONES (*Swells*), no se encuentran elevaciones mayores al 10% de la tensión en ninguna de las fases del sistema con lo cual se descarta la posibilidad de que existan sobretensiones de larga duración en el sistema.

Tabla 26. Tensiones máximas por fase.

	V1 RMS [V]	V2 RMS [V]	V3 RMS [V]
V Max	137,81	137,69	138,39
% Porcentaje	104%	104%	104%

En la anterior tabla se muestran los valores RMS de las 3 fases del sistema, en la cual se puede observar que ninguna de las fases la tensión supera los límites del 10%.

4.1.9.5 Desbalance de tensión: Teniendo el periodo de medida durante una semana, y siendo el sitio de medición un sector urbano, la norma NTC 5001del 2008 estipula que el 99% de los valores de desbalance de tensión deben estar dentro de los valores de referencia mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 27. Porcentaje máximo Desbalance de Tensión.

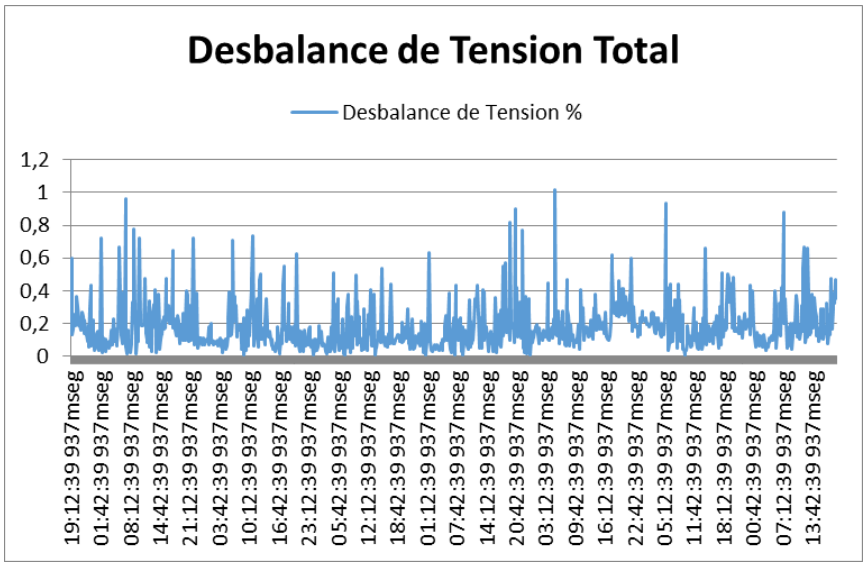
Rango de Tensión	Valor de Referencia
Vn < 69 kV	2,0 %
Vn ≥ 69 kV	1,5 %

Fuente: (NTC 5001 2008)

Para el sistema analizado, el rango de tensión es menor a 69 kV el cual se espera que los resultados estén por debajo del valor de referencia que sería de 2,0%.

En la figura se observa la variación de desbalance de tensión durante la semana donde se evidencia que los valores están acordes a lo recomendado por la norma.

Figura 18. Desbalance de tensión total muestras.



Haciendo el cálculo del percentil para el 99% de las muestras, se tiene que este valor se encuentra en el rango permitido mostrado a continuación.

Tabla 28. Valor de desbalance de tensión.

PERCENTIL 99%	VALOR REFERENCIA NTC 5001
0,7246%	2,0%

Por lo cual se concluye que el sistema analizado no presenta problemas de desbalance de tensión.

Flicker

El Flicker es una fluctuación en la tensión de suministro, los efectos principales son cansancio visual, y la reducción de la vida útil de bombillas de descarga, y variaciones de niveles de iluminación.

Este fenómeno se evalúa con la severidad de larga duración (Plt), dato sensado y entregado por el analizador de calidad de energía Fluke, y con intervalos de 2 horas, se hace el cálculo del percentil por cada fase, y comparada con la siguiente tabla:

Tabla 29. Valores de referencia para Flicker.

Rango de Tensión	Valor de Referencia Plt
Vn<69 kV	1,0 p.u.
Vn ≥ 69 kV	0,8 p.u

Fuente: tomada de la NTC 5001

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 30. Datos de Flicker.

	Plt L1N	Plt L2N	Plt L3N
Percentil del 95%	0,4760403	0,49168172	0,68815986

El valor máximo está en la fase3 comparando con la tabla de valores de referencia de Plt que sugiere la norma, con tensión de 133 V, es decir por debajo de Vn< 69 kV, el valor de referencia es de 1 p.u. Luego cumple con este valor pues se tiene 0,6881, no excede el valor de referencia.

4.1.9.6 Interrupciones de corta duración (duración < 1 min): Para interrupciones de corta duración se debe tener la magnitud de tensión menores a 0,1 pu; a continuación se estudiarán y evaluarán las muestras tomadas en la Subestación 1 Sena Barrancabermeja.

Tabla 31. Características interrupciones.

VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu

Fuente: Tomado de la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995 Modificada Autores

En las siguientes tablas se resume el día y la hora en que ocurre la parada de corta duración.

Tabla 32. Interrupción Fase 1.

FASE 1			
Fecha	**Hora**	**Tensión [V] min**	**%de caída**
07/11/2014	10:16:49.937	0,07	**0**

Tabla 33. Interrupción Fase 2.

FASE 2			
Fecha	**Hora**	**Tensión [V] min**	**%de caída**
07/11/2014	10:16:49.937	0,03	**0**

Tabla 34. Interrupción Fase 3.

FASE 3			
Fecha	**Hora**	**Tensión [V] min**	**%de caída**
07/11/2014	10:16:49.937	0,05	**0**

A continuación se presentan las gráficas correspondientes a las interrupciones de corta duración que se presentaron en cada una de las fases.

Figura 19. Interrupción Fase 1.

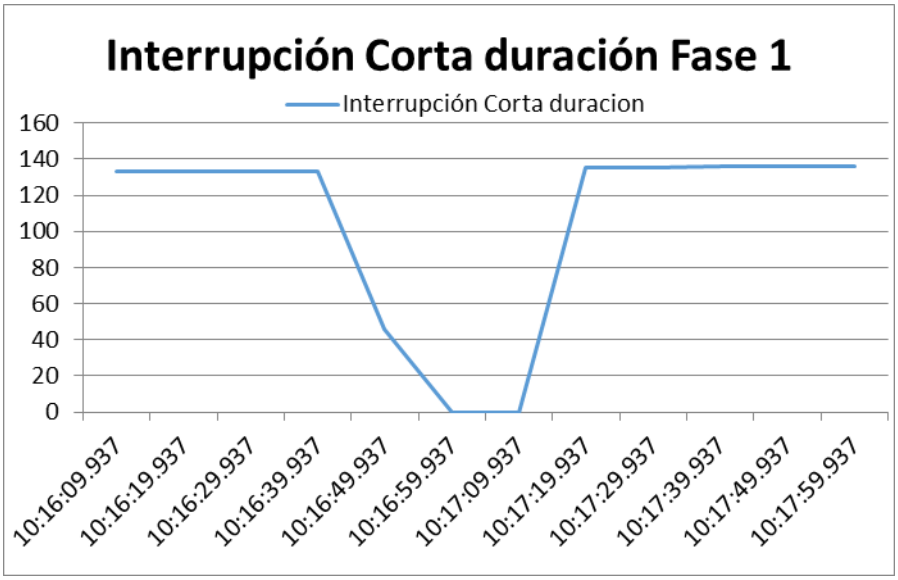


Figura 20. Interrupción Fase 2.

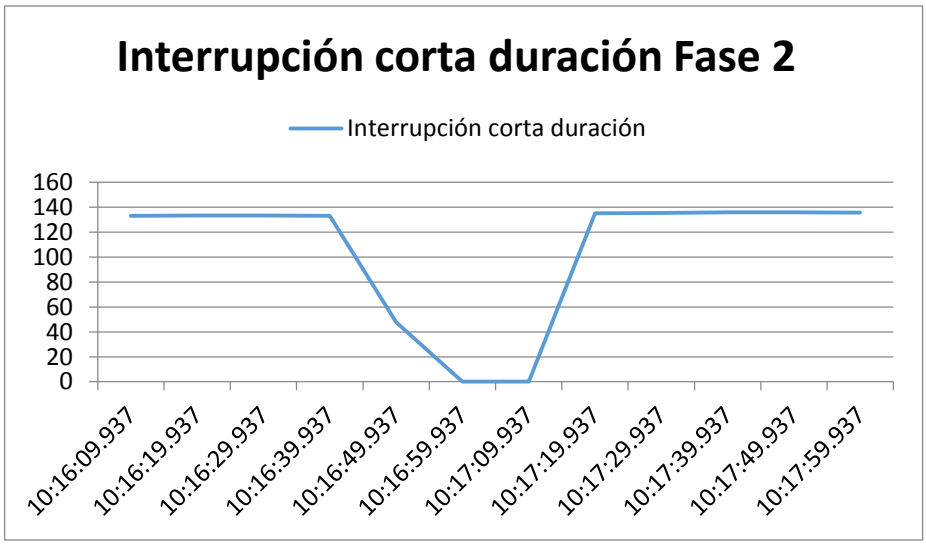
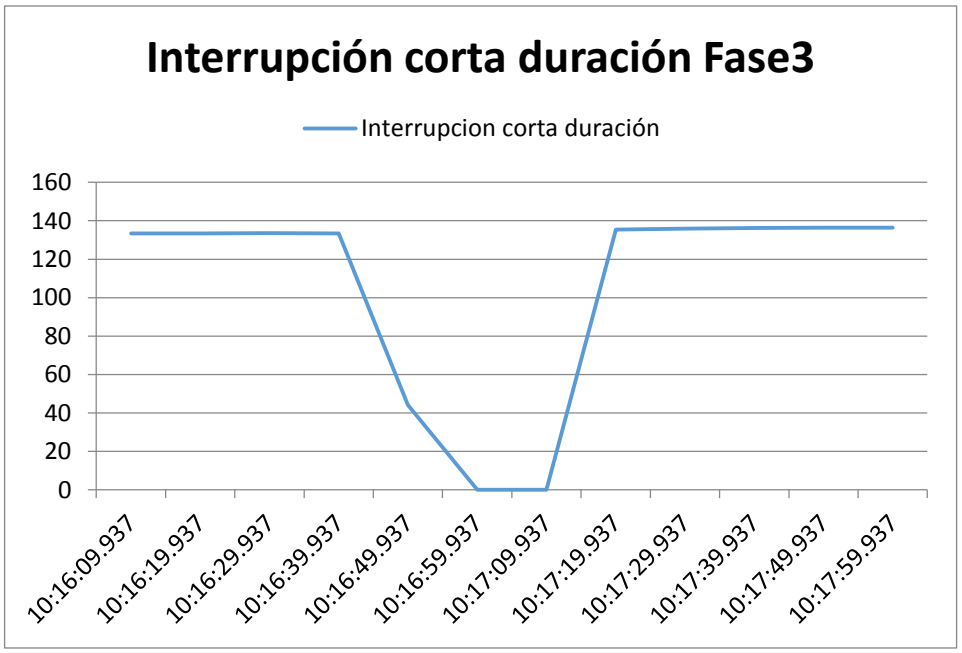
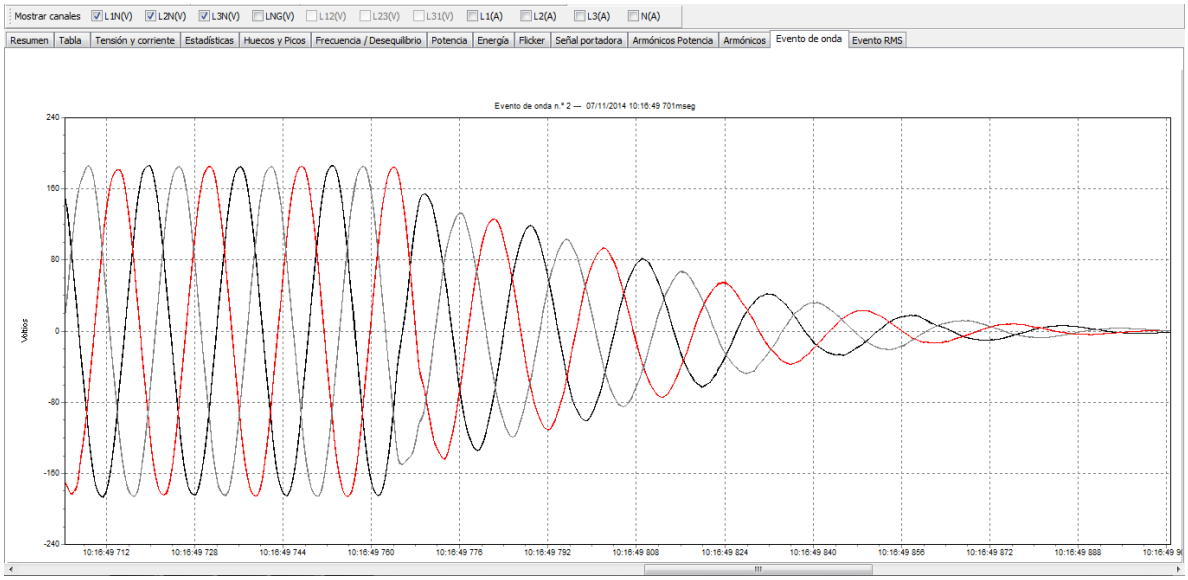


Figura 21. Interrupción Fase 3.



En la siguiente gráfica se observa el momento en el cual ocurre la interrupción de corta duración.

Figura 22. Interrupción fecha 07-11-14 hora 10:16:49.



4.1.9.7 Interrupciones de larga duración (duración >= 1 min). Condición en la que el valor eficaz de la tensión de alimentación es inferior al 10% de la tensión declarada Vc con una duración mayor a 1 min.

Tabla 35. Interrupciones de larga duración.

VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%

Durante la medición realizada no se presentó una interrupción de larga duración, es decir no se programó un trabajo en el sistema, ni se presentó un accidente ni interno ni externo tal como los clasifica la NTC 5001 en la página 21. En las siguientes graficas se toma la tensión de fase durante toda la medición, para

verificar que no se presentaron interrupciones de larga duración, y que solo se presentó la interrupción de corta duración mencionada anteriormente.

Figura 23. Tensión L1 – Neutro

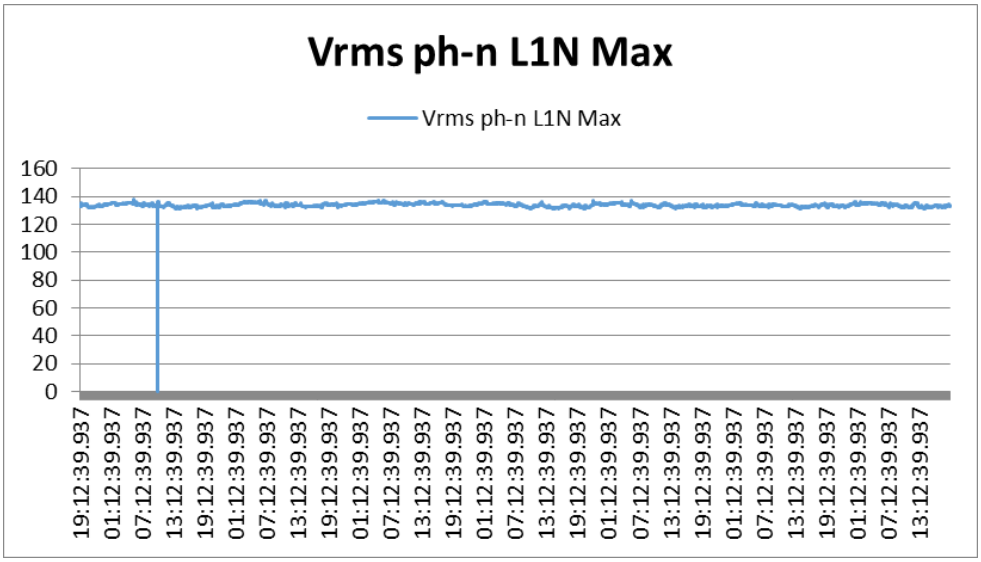


Figura 24. Tensión L2 – Neutro

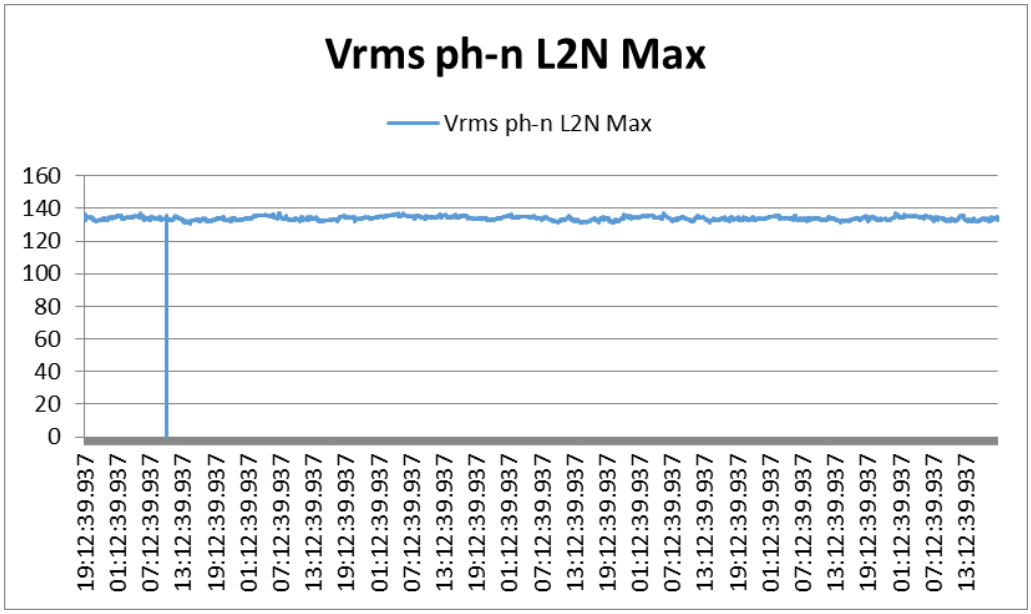
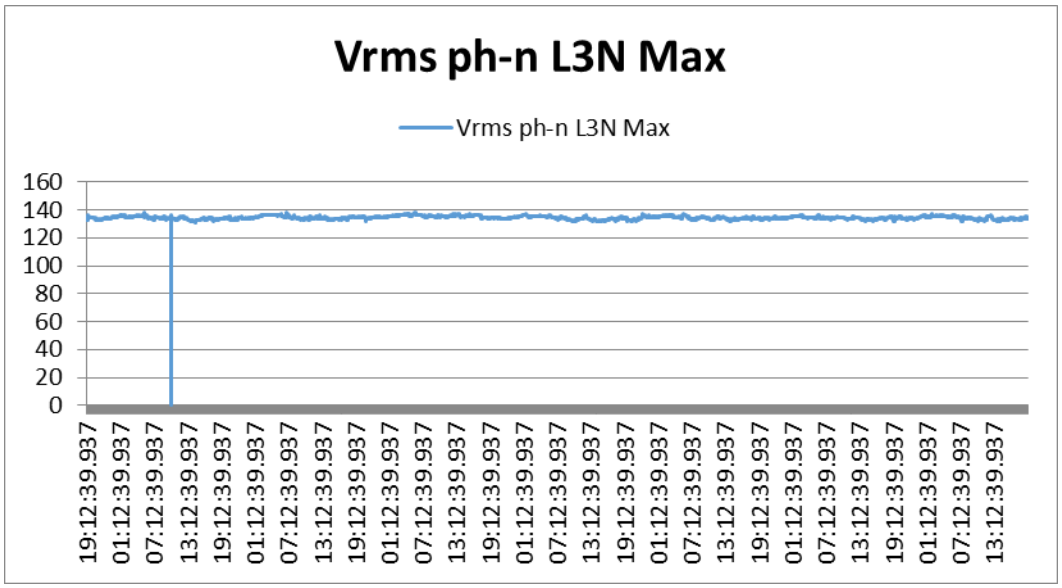


Figura 25. Tensión L2 – Neutro



4.1.9.8 Armónicos de tensión

Distorsión armónica de tensión.

La distorsión armónica de tensión, se compara los valores encontrados en la medida por cada fase con la siguiente tabla:

Tabla 36. Limites distorsión armónica.

Límites de Distorsión Armónica en Voltaje en % del voltaje nominal		
Nivel de tensión en la Acometida (V_n)	**Distorsión armónica individual**	**Distorsión armónica total THD V_n**
$V_n \leq 1$ kV	5.0%	8.0%
$1 < V_n \leq 69$ kV	3.0%	5.0%
69 kV $< V_n \leq 138$ kV	1.5%	2.5%
$V_n > 138$ kV	1.0%	1.5%

Fuente: (NTC 5001)

Para este caso se toma el intervalo menor de 1 kV, donde la distorsión armónica individual no debe superar el 5%, y la total no debe superar el 8%. Los datos encontrados medidos en intervalos de 10 minutos son los siguientes:

Tabla 37. Distorsión armónica por fases.

Distorsión Armónica Total		
TDDv % L1N	THDv % L2N	THDv % L3N
1,783267667	1,59809308	1,680743342

Estos datos se encuentran por debajo de lo establecido por la norma (el valor máximo establecido es del 8%, y la distorsión total máxima se da en L1 con un porcentaje de 1,7832%) luego cumple con los porcentajes de distorsión armónica, esto indica el no sobrecalentamiento en conductores eléctricos, transformadores, como lo indica la norma NTC 5001.

4.1.9.9 Armónicos de corriente

Distorsión armónica de corriente.

En la medición realizada se presenta una distorsión armónica, debido a las cargas no lineales, esta distorsión se hace más evidente en las corrientes que circulan por el conductor neutro, en la siguiente tabla se encuentran los valores máximos y mínimos de corriente medidos en cada instante, circulantes por el conductor neutro.

Tabla 38. Corriente por el neutro.

Corriente por el neutro		
	In RMS Min [A]	In RMS Max [A]
Min	0	2,1
Max	54,2	103

Las medidas obtenidas se comparan con la siguiente tabla de la NTC 5001, es decir ese es el valor de referencia el cual no debe ser superior.

Tabla 39. Limite distorsión de corriente.

Límites de distorsión en corriente para sistemas de distribución 120 V < Vn ≤ 69 kV						
Relación I_{SC}/I_L	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	h≥35	TDD
< 20*	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

Fuente: (NTC 5001)

El cálculo de la corriente IL, es la corriente de demanda máxima, siendo esta la mayor de todas las corrientes RMS de cada fase.

Tabla 40. Corrientes máximas RMS.

Corrientes máximas RMS por fases, en muestras cada 10 minutos.		
Corriente L1 Max [A rms]	Corriente L2 Max [A rms]	Corriente L3 Max [A rms]
468,8038	373,2611	423,9818

Y con esa corriente se obtiene la TDD basados en la fórmula de la NTC 5001.

$$TDD_i = THD_i \frac{I_{RMS}^i}{I_L \quad 1 + THD_i^2}$$

Dónde:

THD_i Es el i-ésimo valor de THD

TDD_i Es el i-ésimo valor de TDD

I_L Es la corriente de demanda máxima

I_1^i Es la componente fundamental de la i-ésima corriente medida

I_{RMS}^i Es la i-ésima corriente eficaz medida

La evaluación de la distorsión armónica, se realiza siguiendo la recomendación de la norma NTC 5001 en intervalos de 10 min, con el periodo de medición de una semana, los porcentajes de distorsión son los siguientes:

Tabla 41. Distorsión total demanda de corriente.

TDD % L1	TDD % L2	TDD % L3
0,786549141	0,604455605	0,759059037

La máxima TDD está en L1 con un porcentaje de 0,7865%, ahora se hace el análisis de la relación Isc/IL para verificar la TDD máxima permitida por la norma NTC 5001.

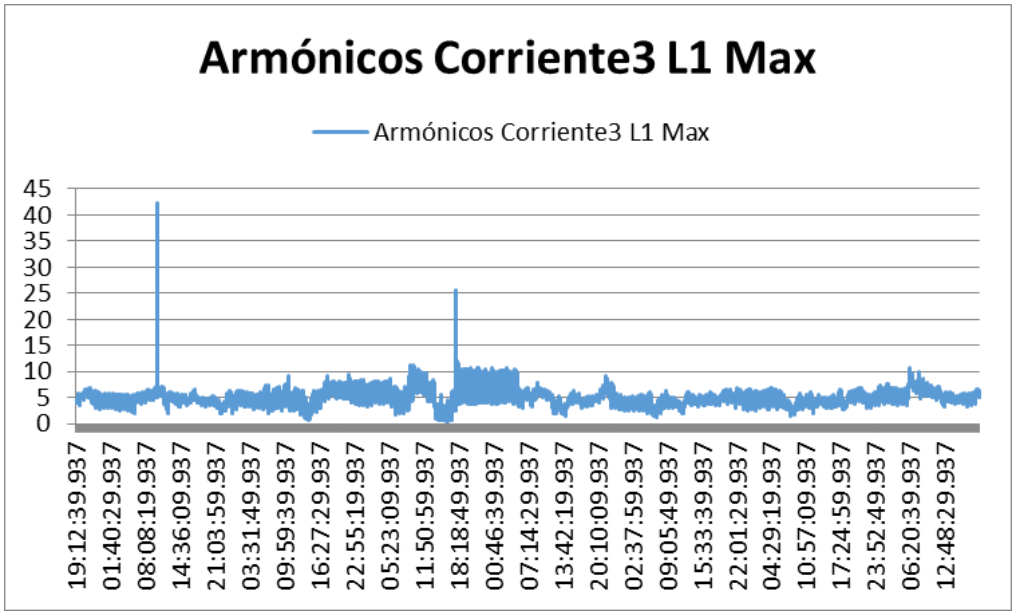
Luego $\frac{I_{sc}}{I_L}$ IL= 468,8038 Arms

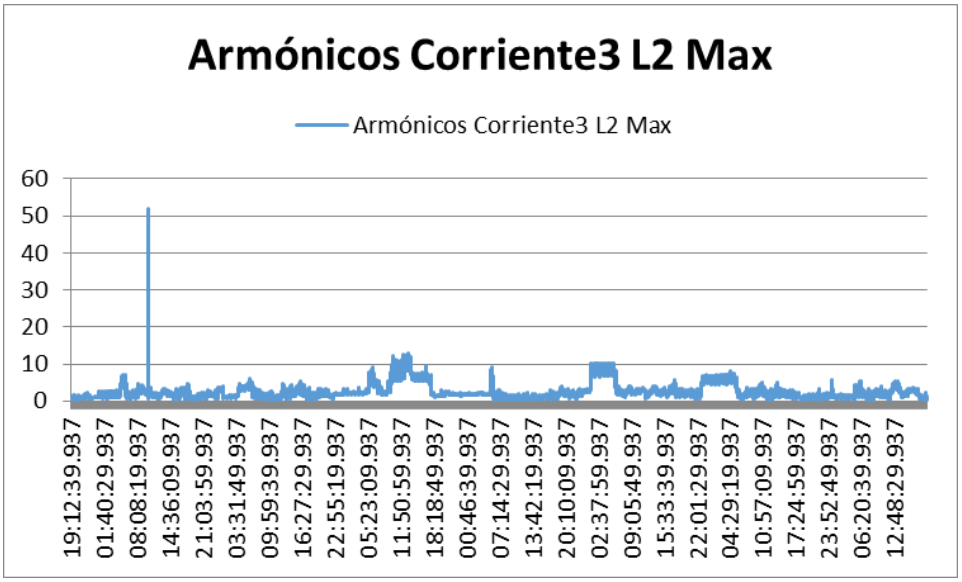
E Isc= 32 kA la relación es de 68,25, este valor se revisa en la tabla presentada en la norma, y la medida es de una semana la norma permite una TDD de 15.

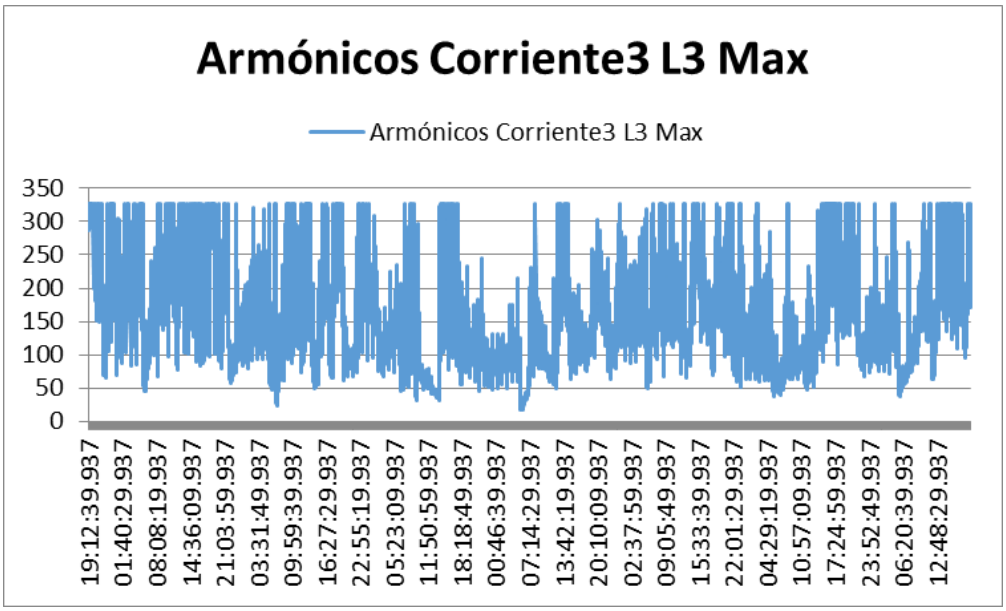
Al comparar con los valores de referencia de la tabla dada por la NTC, el valor obtenido (0,7865%) es inferior a lo que está estableciendo la norma, por tanto están cumpliendo con los límites de distorsión que da la norma.

En las siguientes graficas se puede observar los armónicos presentes durante la medición realizada, para los armónicos 3, 5, 7, 9, 11 y 13, de cada fase.

Figura 26. Armónicos en corriente de orden 3 para las tres fases






Armónicos Corriente3 L3 Max
Armónicos Corriente3 L3 Max
350
300
250
200
150
100
50
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

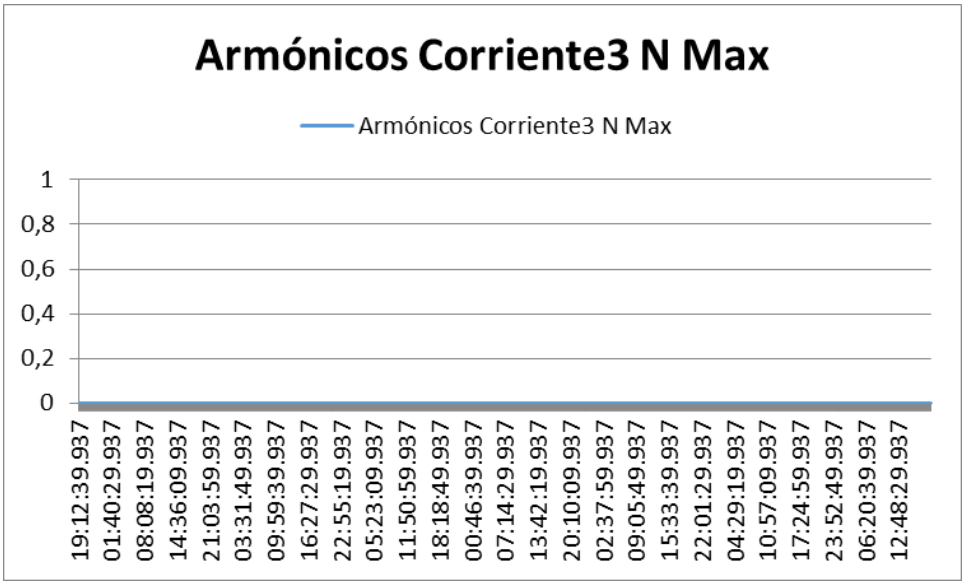
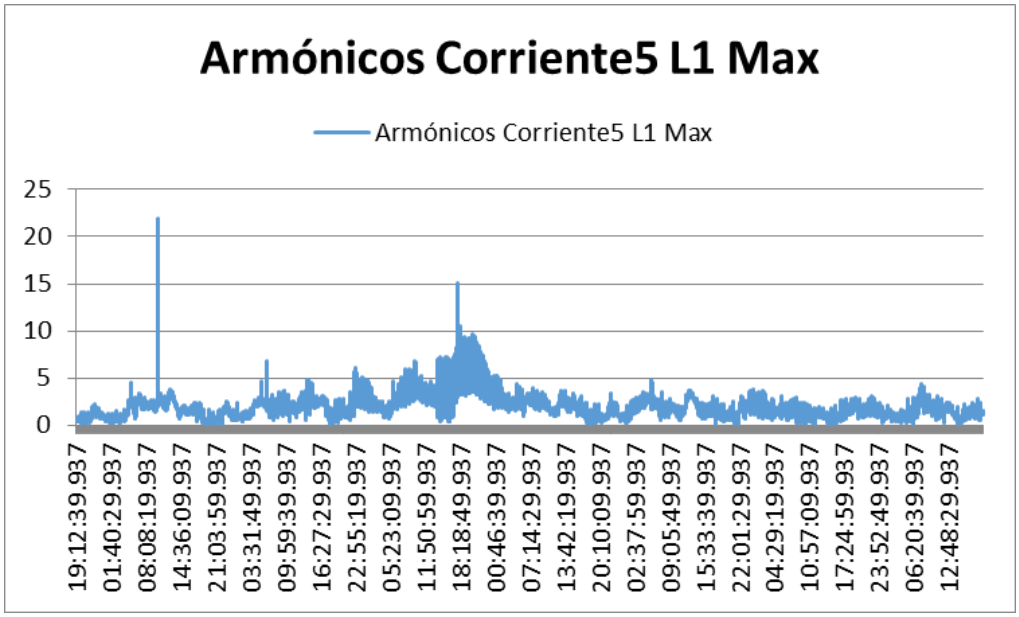
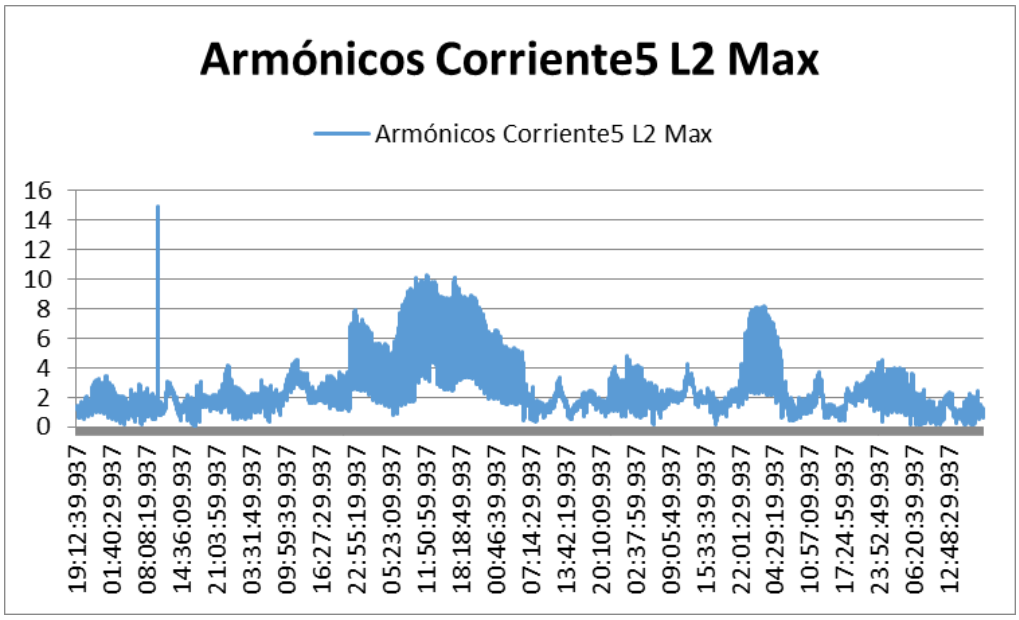
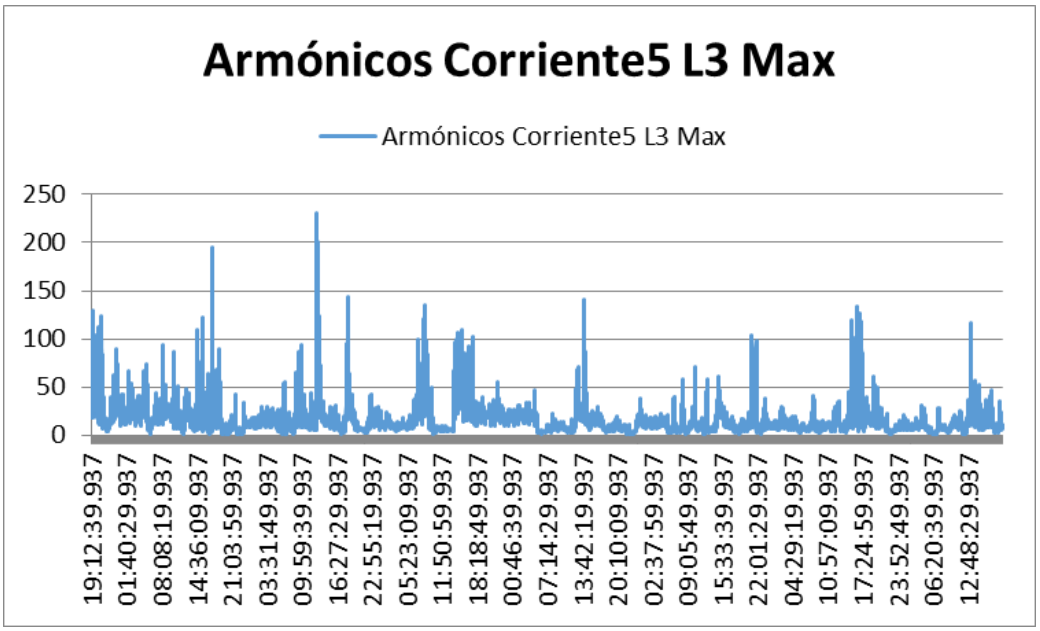

Armónicos Corriente3 N Max
Armónicos Corriente3 N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

Figura 27. Armónicos en corriente de orden 5 para las tres fases






Armónicos Corriente5 L3 Max
Armónicos Corriente5 L3 Max
250
200
150
100
50
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

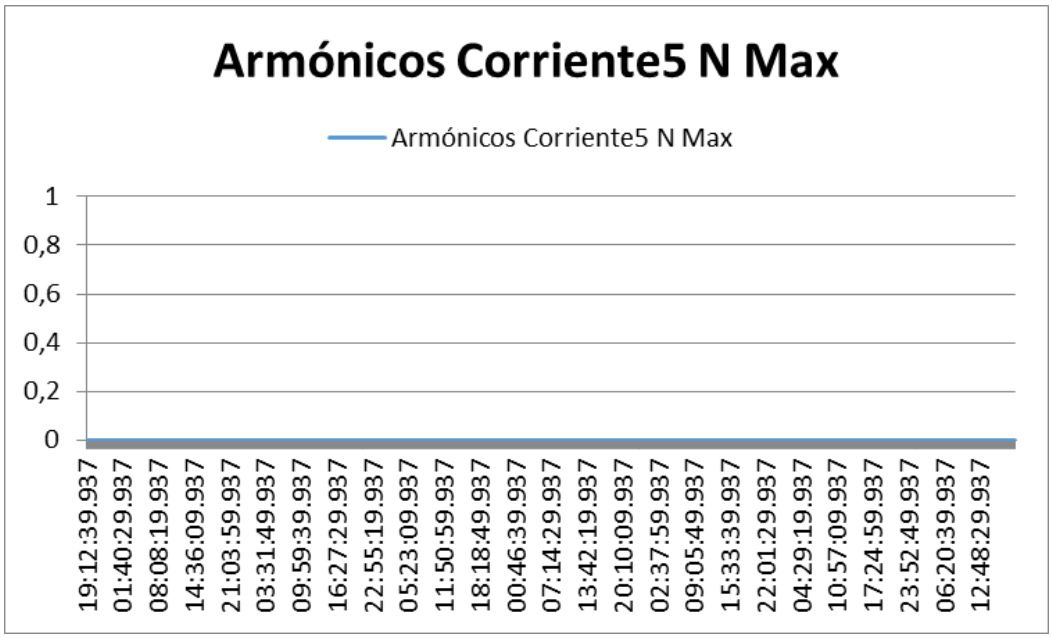
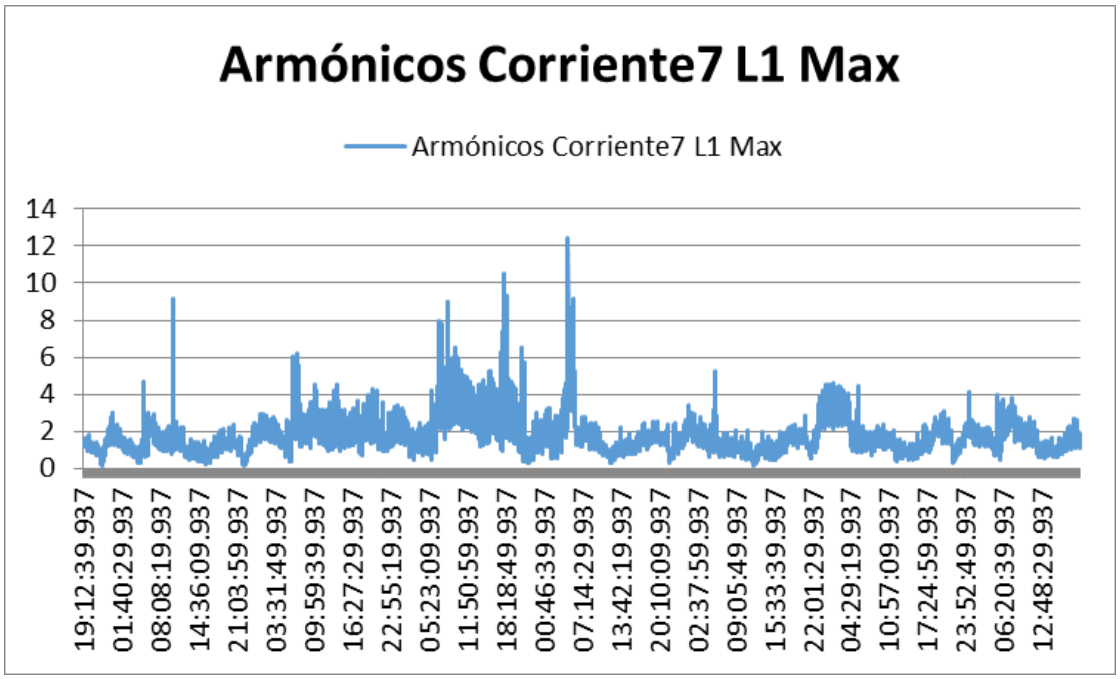
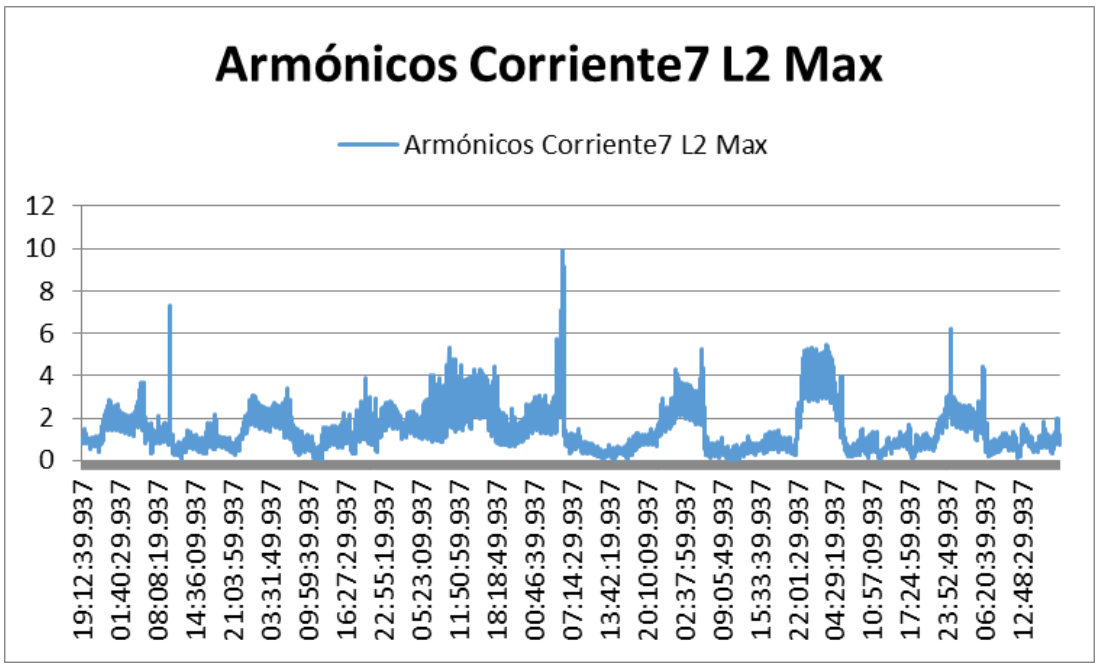
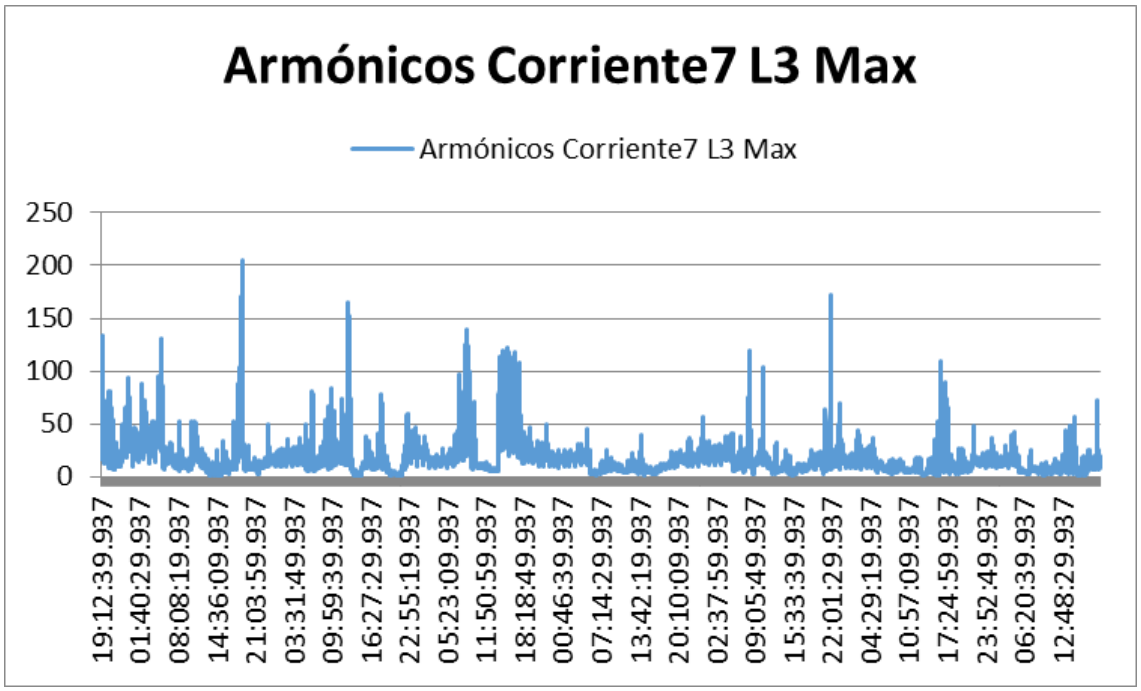

Armónicos Corriente5 N Max
Armónicos Corriente5 N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

Figura 28. Armónicos en corriente de orden 7 para las tres fases






Armónicos Corriente7 L3 Max
Armónicos Corriente7 L3 Max
250
200
150
100
50
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

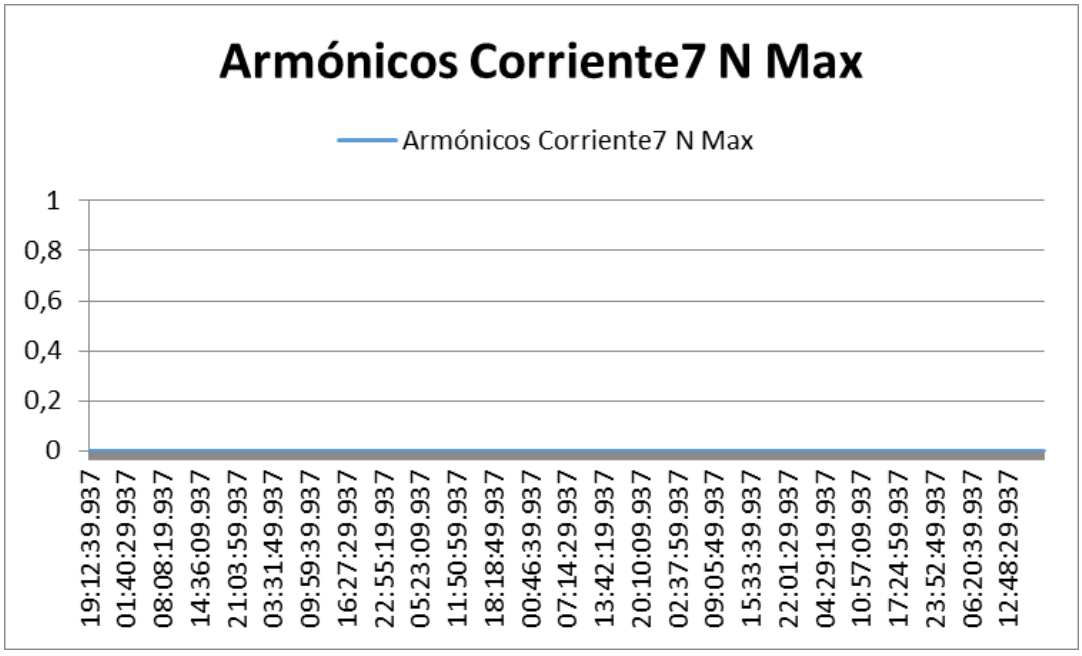
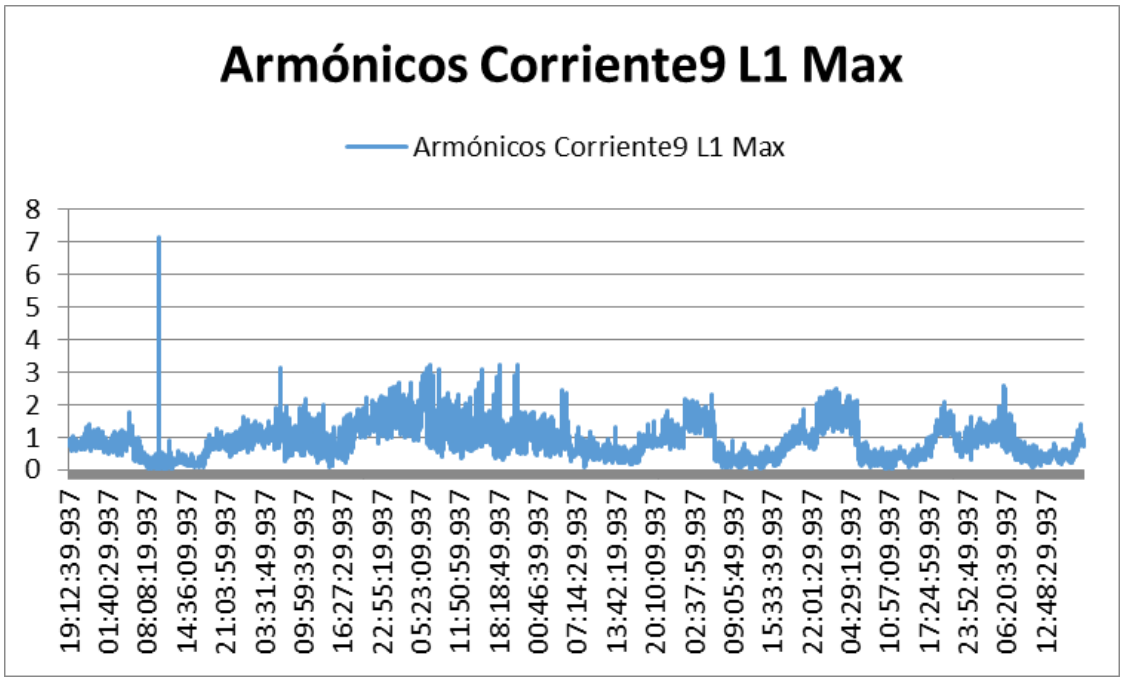
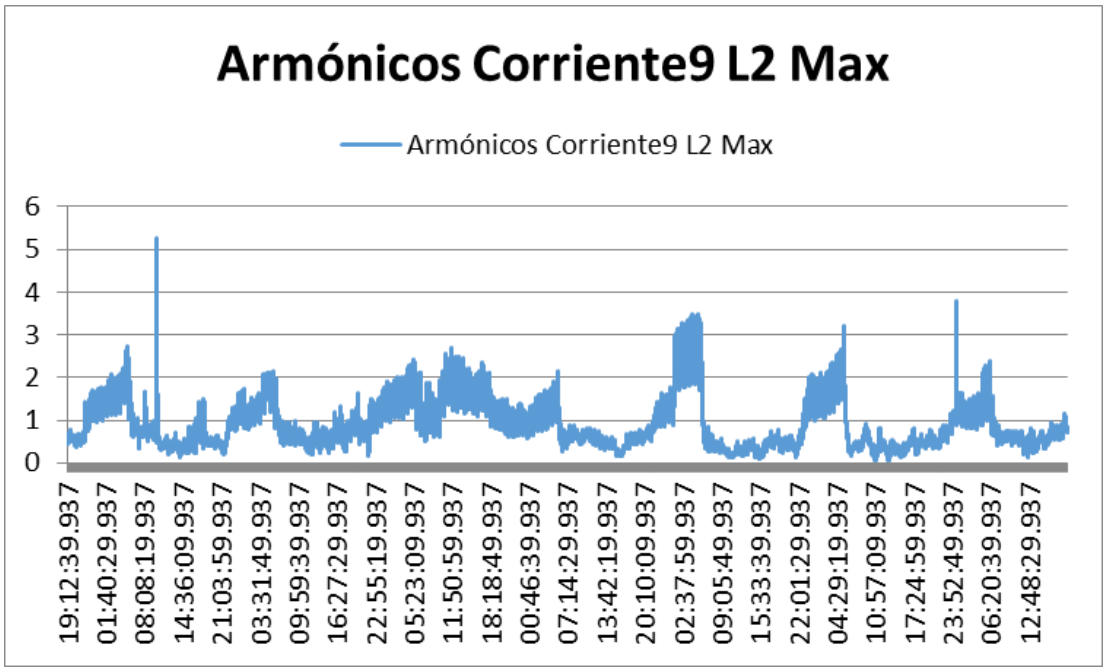
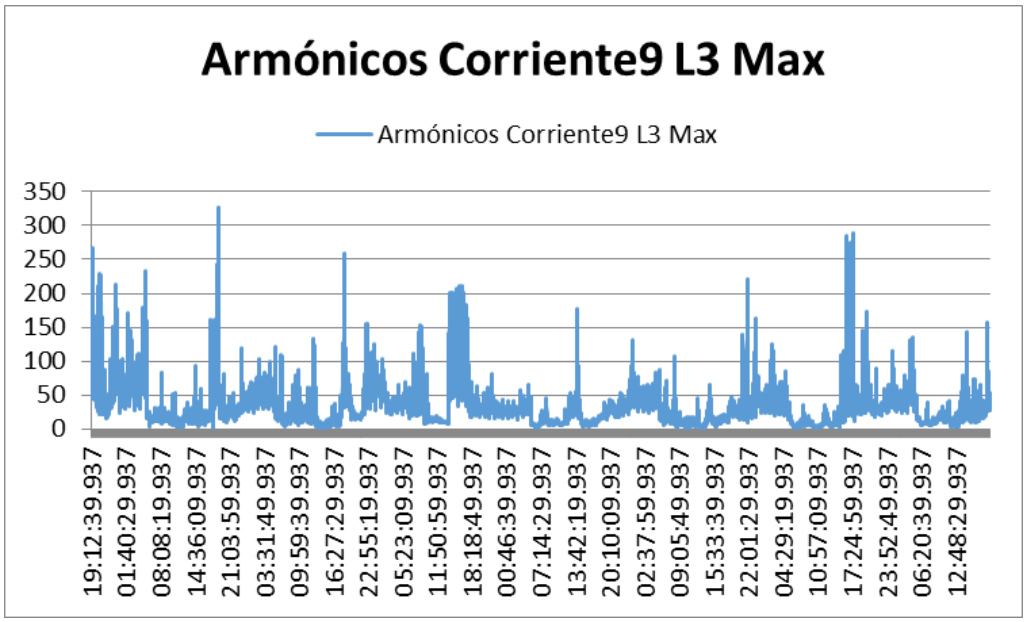

Armónicos Corriente7 N Max
Armónicos Corriente7 N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

Figura 29. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases






Armónicos Corriente9 L3 Max
Armónicos Corriente9 L3 Max
350
300
250
200
150
100
50
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

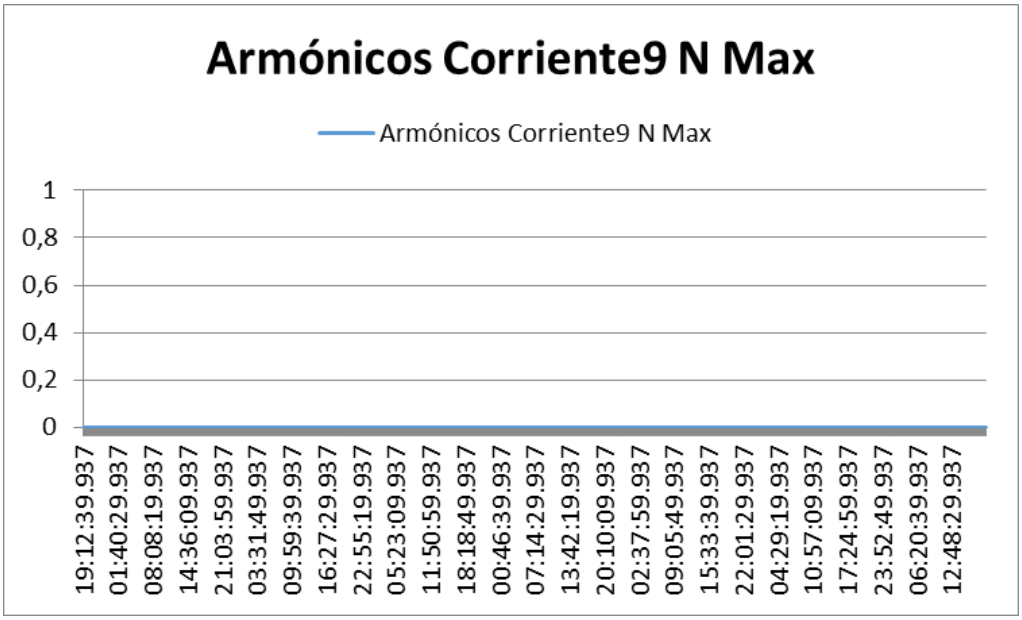
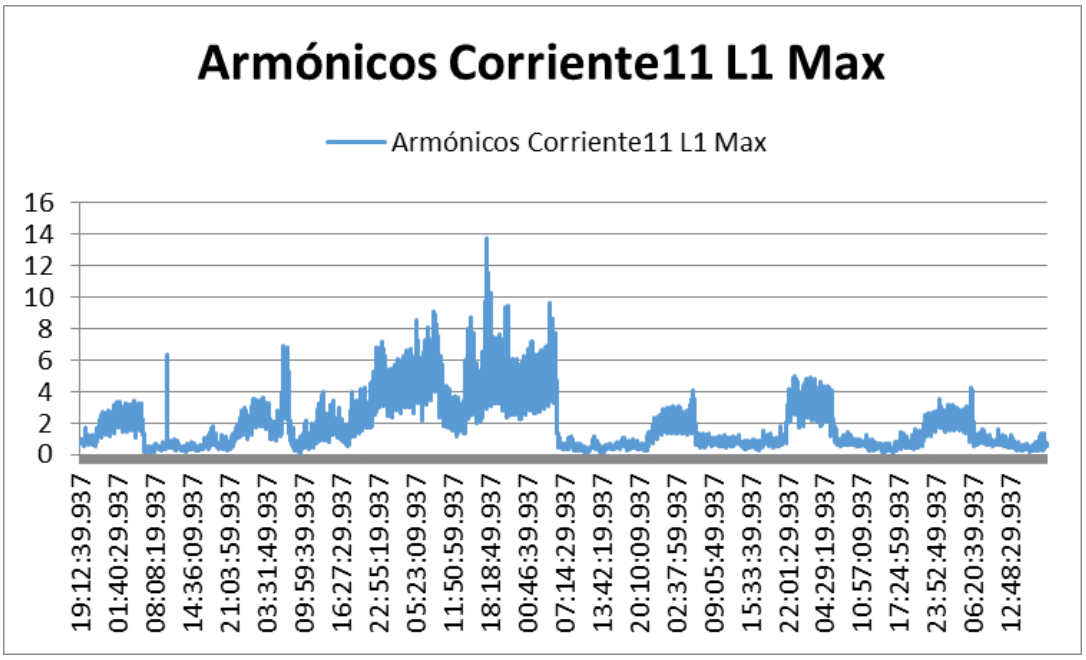
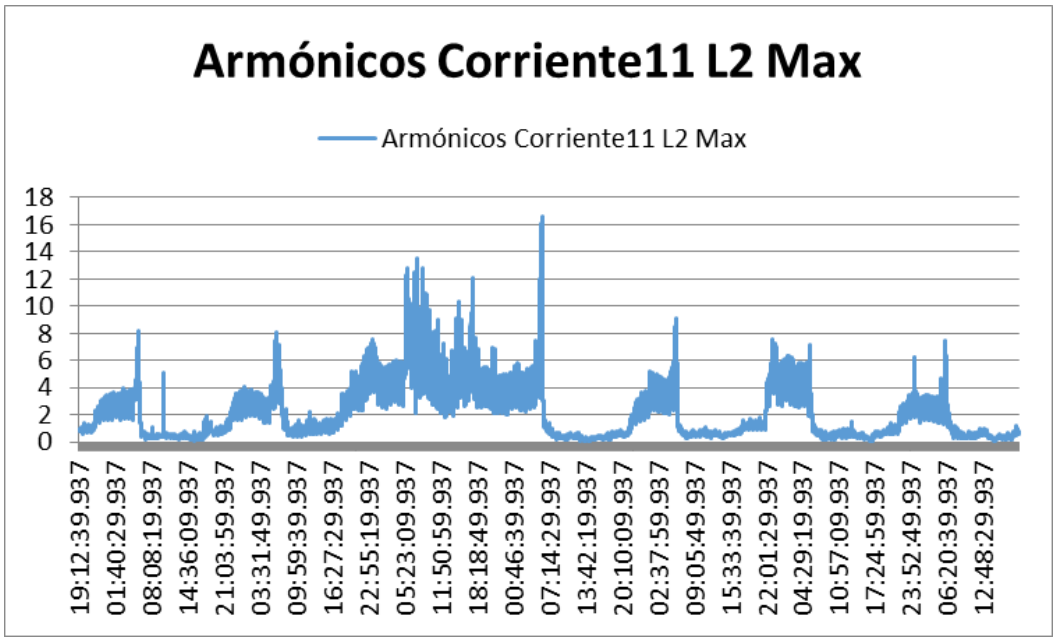
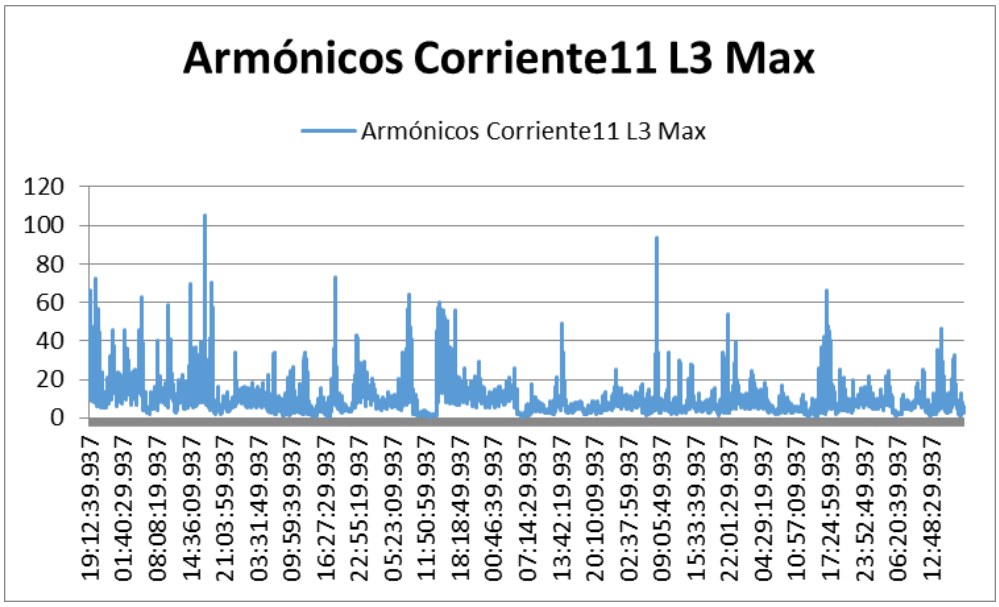

Armónicos Corriente9 N Max
Armónicos Corriente9 N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

Figura 30. Armónicos en corriente de orden 11 para las tres fases






Armónicos Corriente11 L3 Max
Armónicos Corriente11 L3 Max
120
100
80
60
40
20
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

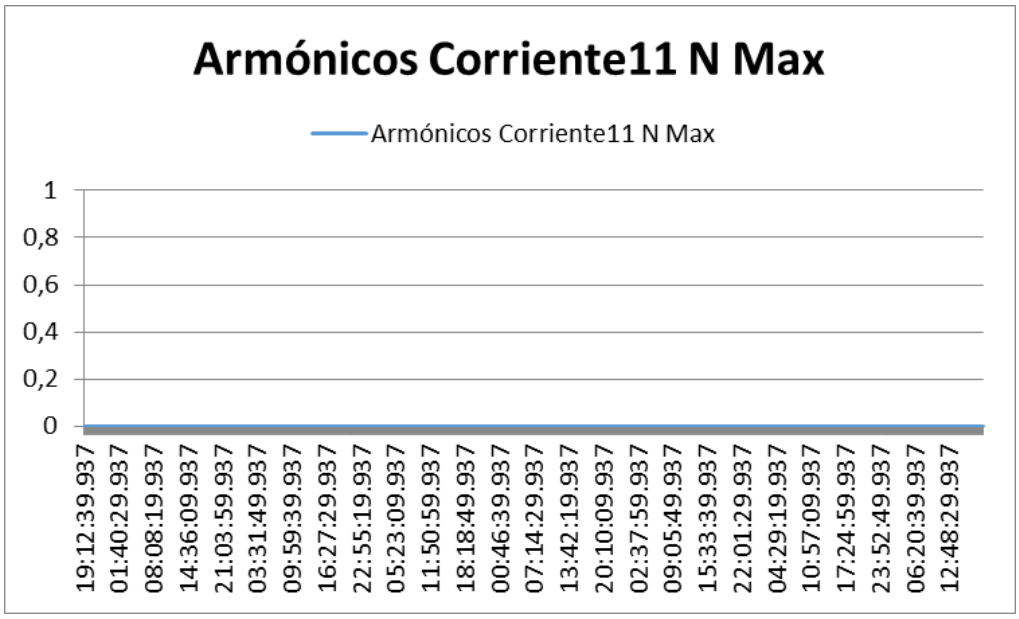
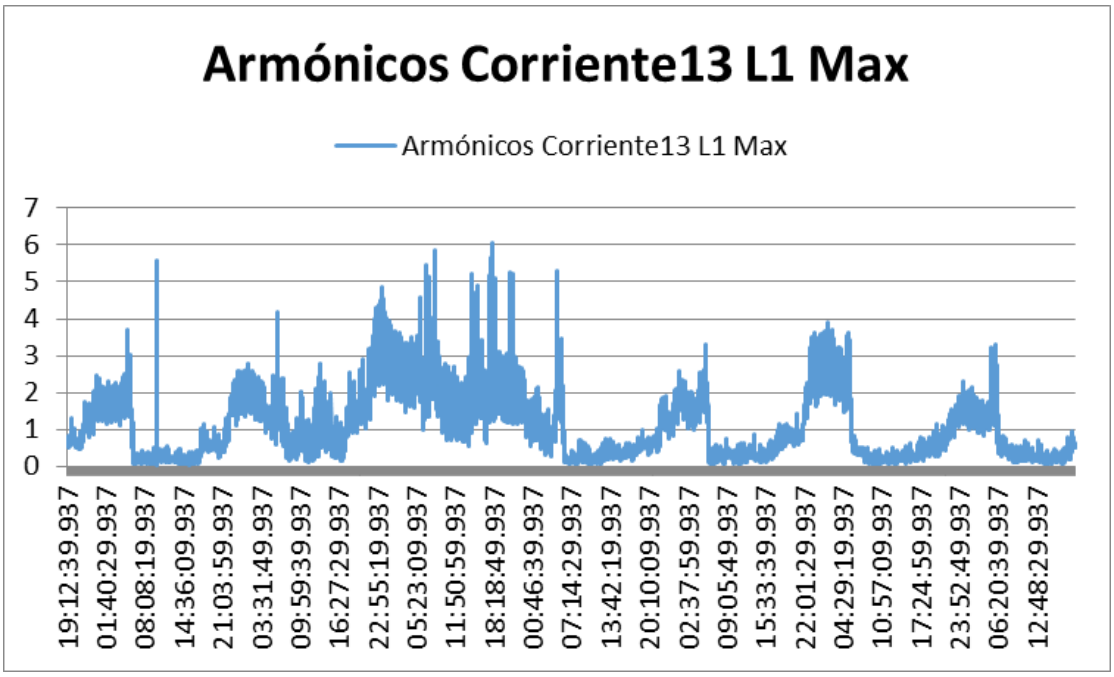
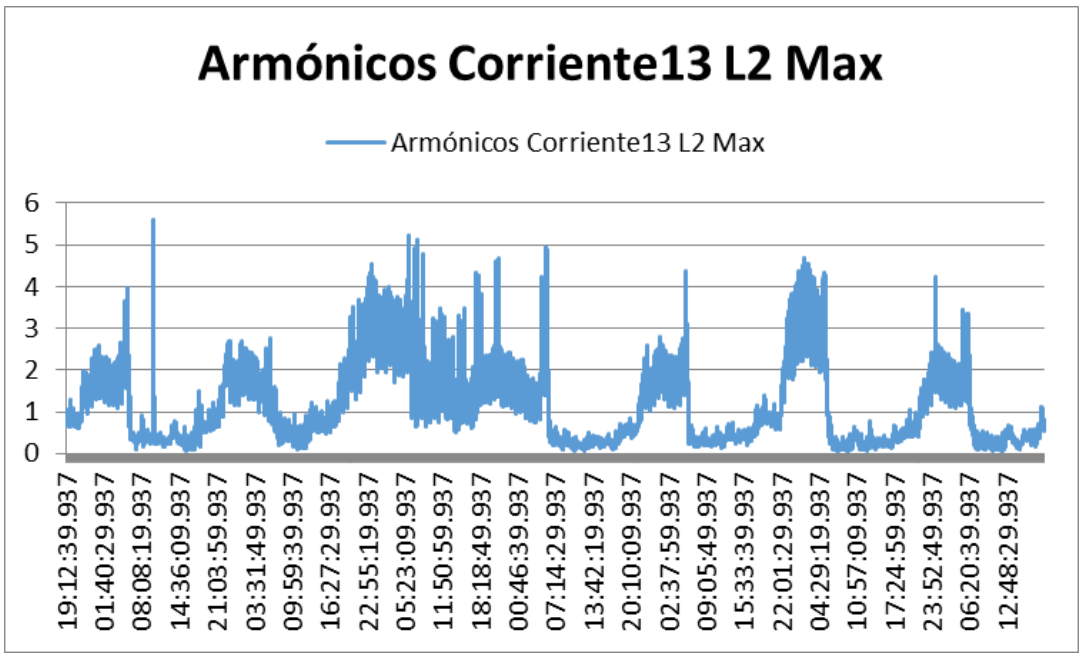
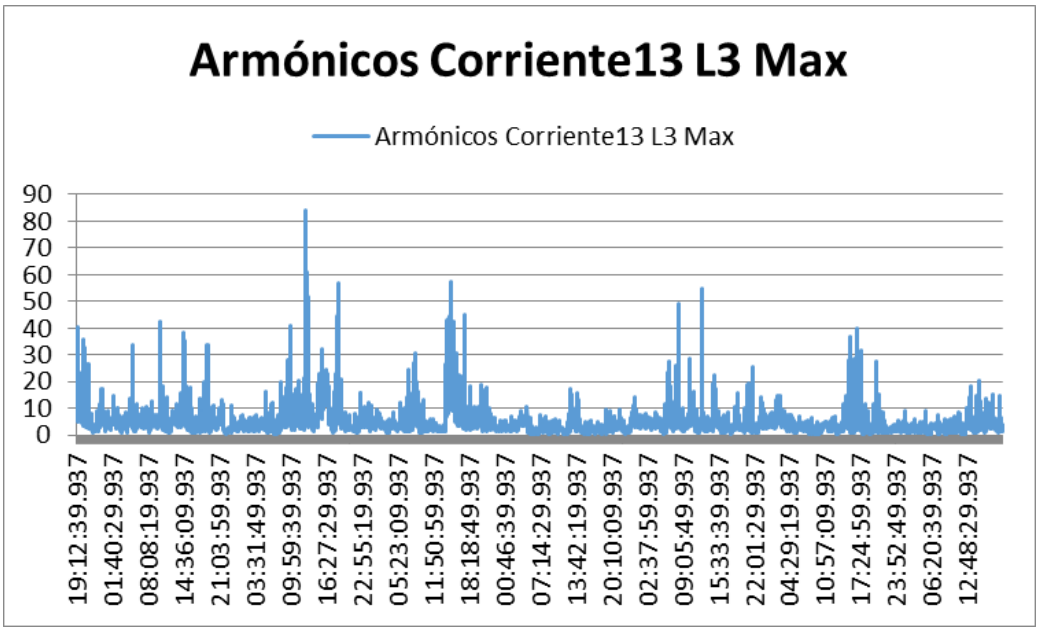
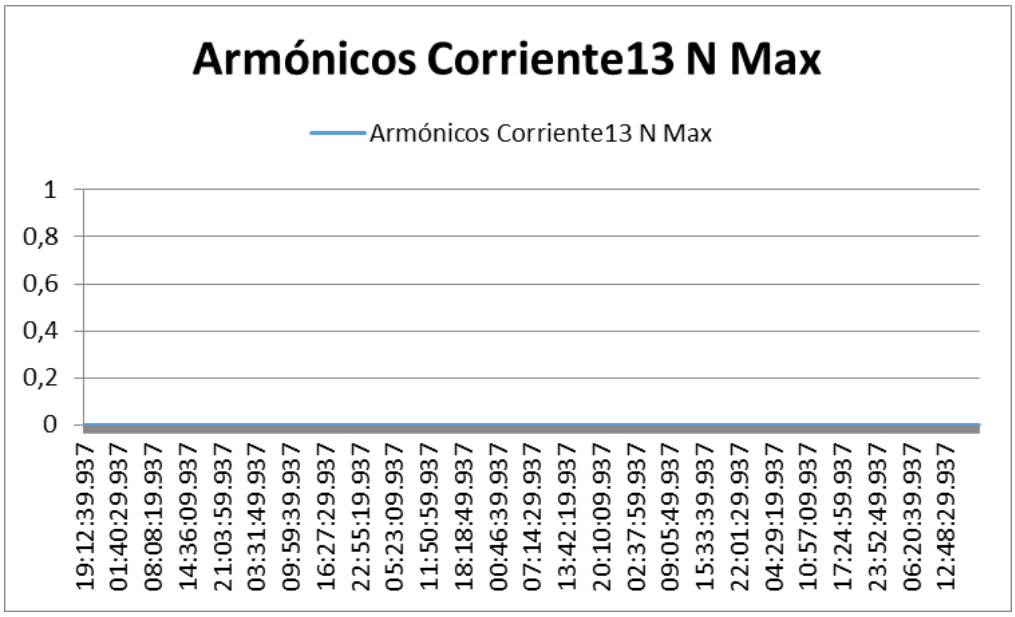

Armónicos Corriente11 N Max
Armónicos Corriente11 N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
19:12:39.937
01:40:29.937
08:08:19.937
14:36:09.937
21:03:59.937
03:31:49.937
09:59:39.937
16:27:29.937
22:55:19.937
05:23:09.937
11:50:59.937
18:18:49.937
00:46:39.937
07:14:29.937
13:42:19.937
20:10:09.937
02:37:59.937
09:05:49.937
15:33:39.937
22:01:29.937
04:29:19.937
10:57:09.937
17:24:59.937
23:52:49.937
06:20:39.937
12:48:29.937

Figura 31. Armónicos en corriente de orden 13 para las tres fases









4.1.9.10 Muescas de tensión (*Notches*): Para determinar las muescas de tensión se analiza a partir de la tabla de límites de distorsiones mostrado a continuación.

Tabla 42. Límites de distorsión para muescas.

Limites de distorsión			
	Aplicaciones Especiales*	Sistema General	Sistema Dedicado †
Profundidad de la muesca	10 %	20 %	50 %
THD (Tensión)	3 %	5 %	10 %
Área de la muesca (AN)††	16400	22800	36500
NOTA El valor de AN para sistemas diferentes a 480 V deben ser multiplicados por V/480			
* Hospitales y aeropuertos † Un Sistema Dedicado es exclusivamente dedicado al rectificador de carga †† En Voltios-microsegundos			

Fuente: (NTC 5001_2008)

A partir de esta tabla se puede descartar la presencia de muescas de tensión debido a que la THD (Tensión) en el sistema es mucho menor a la recomendada por la norma como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 43. Distorsión armónica total.

Distorsión armónica total		
THDv % L1N	THDv % L2N	THDv % L3N
1,783267667	1,59809308	1,680743342

Como la subestación analizada se considera un Sistema General se tiene que la THD (Tensión) debe ser como máximo del 5%, el cual no es superado por la THD de la subestación.

4.1.9.11 Variaciones de frecuencia: La frecuencia nominal de servicio es de 60 Hz, los valores de referencia de frecuencia son dados por la tabla 6 de la NTC 5001.

Tabla 44. Valores de referencia de variaciones de frecuencia.

Tipo de red	Frecuencia aceptable durante el 95 % de los datos tomados de una semana	Frecuencia aceptable durante el 100 % de los datos tomados de una semana
Redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado.	Todos mayores a 59,8 Hz y todos menores a 60,2 Hz	Todos mayores a 57,5 Hz y todos menores a 63 Hz
Redes sin conexión síncrona a un sistema interconectado (redes de distribución en regiones no interconectadas e islas)	Todos mayores a 59,8 Hz y todos menores a 60,2 Hz	Todos mayores a 51 Hz y todos menores a 69 Hz

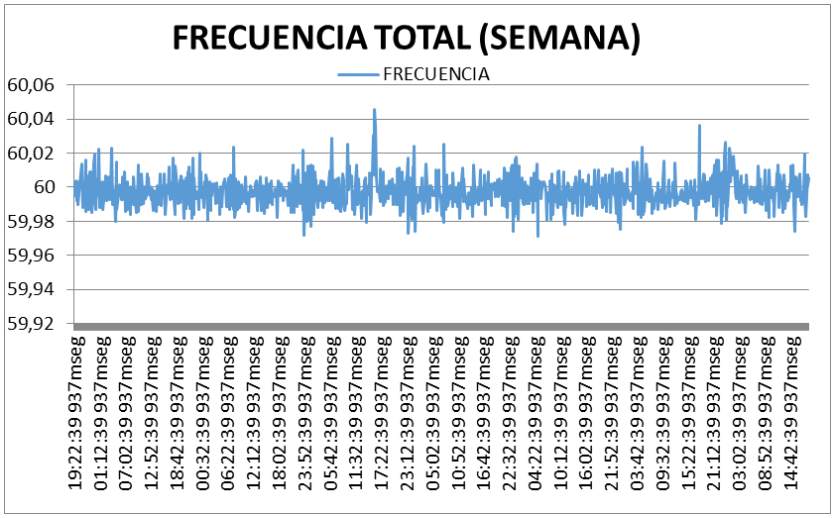
Fuente: Tomada de la NTC 5001 pag 30

La medición se realizó durante una semana, y la carga pertenece a un sistema interconectado, se tiene que el 95% de los datos tomados en la semana debe estar dentro del rango de frecuencias mínimo y máximo de 59,8 Hz < Frecuencia < 60,2 Hz, en la siguiente tabla y grafica se registran las frecuencias medidas en el transcurso de la semana.

Tabla 45. Frecuencias máximas y mínimas.

	Muestras	
	Frecuencia min	Frecuencia max
Min	59,96035815	59,97988873
Max	60,03682524	60,05467244

Figura 32. Frecuencia durante el 100% de la semana.



Respecto a los anteriores registros se toma el percentil al 95% para determinar la frecuencia y compararla con la norma.

Tabla 46. Frecuencia percentil 95%.

Percentil de Frecuencia
60,0126418

Esto quiere decir que la frecuencia del sistema está dentro del rango de frecuencias permitidas por la norma.

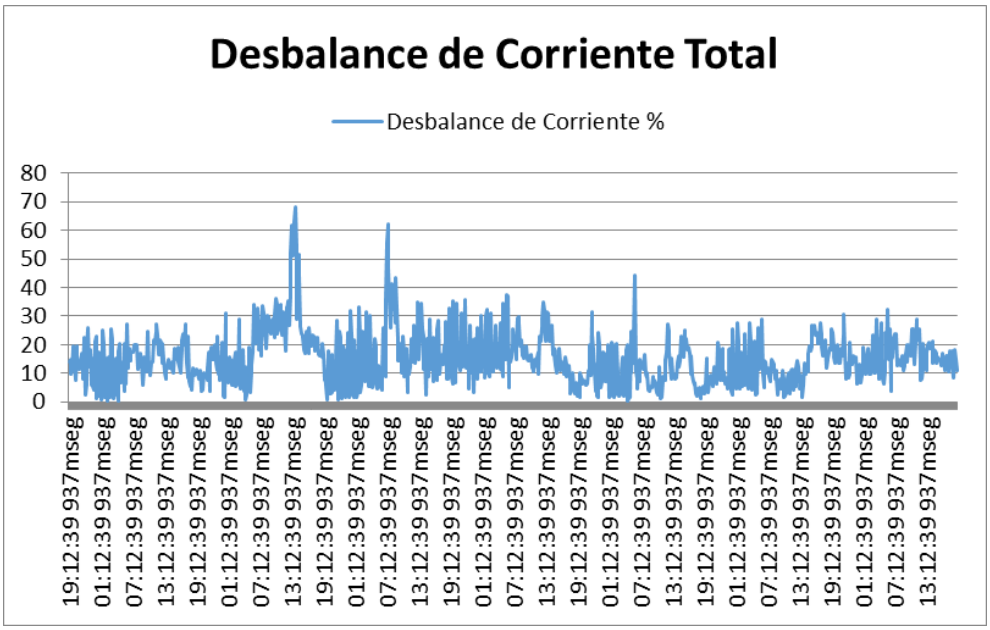
4.1.9.12 Desbalance en corriente. Bajo condiciones de operación normal, la norma NTC 5001 recomienda que el desbalance en corriente debe cumplir con los valores mostrados a continuación durante el 95% del tiempo.

Tensión > 62 kV	Desbalance en corriente ≤ 5 %.
Tensión ≤ 62 kV	Desbalance en corriente ≤ 20 % (IEEE 446 1995 Orange Book)

Para el caso de esta medición se toma un desbalance de corriente menores o iguales al 20%.

Se realiza el muestreo con los datos arrojados por el instrumento de medida FLUKE 430-II con una ventana de agregación de 10 minutos y se tiene la siguiente grafica durante la semana de muestreo.

Figura 33. Desbalance de Corriente Total Muestras.



Para determinar el desbalance de corriente se toma el percentil al 95% de los datos como lo indica la norma y se obtiene el siguiente resultado.

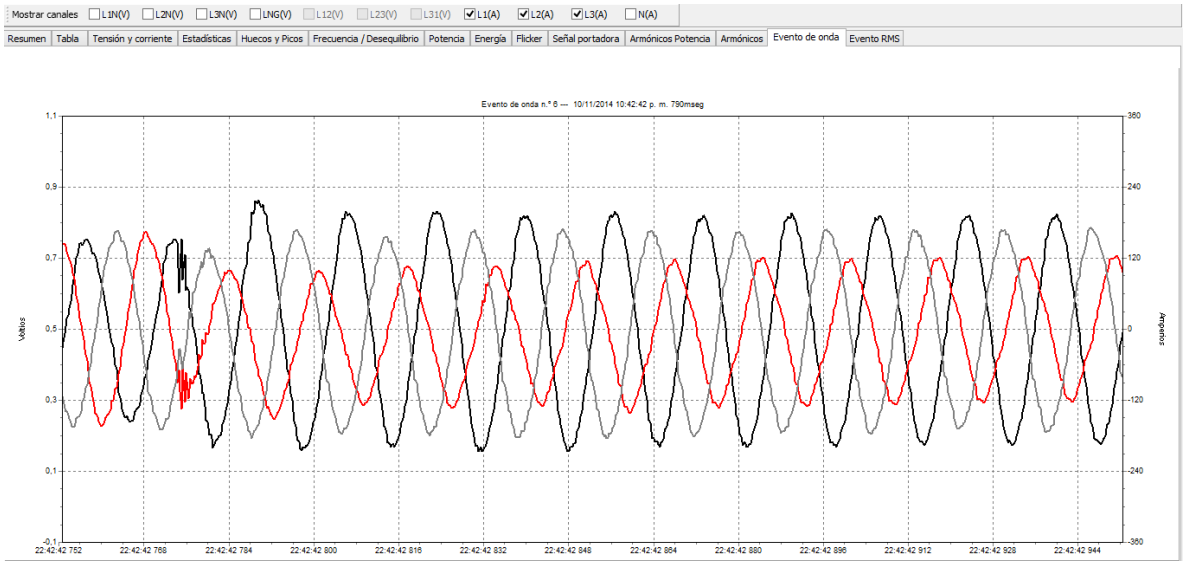
Tabla 47. Valor de Desbalance de Corriente.

Desbalance de Corriente	Valor Referencia Norma
31,705%	<= 20 %

La anterior tabla muestra que hay problemas por desbalances de corriente, la cual en condiciones críticas puede hacer disparos involuntarios de las protecciones; este desbalance se pudo dar debido a cargas desbalanceadas en las instalación eléctrica de los usuarios, o por presentar asimetrías en las impedancias de línea.

En la siguiente grafica se puede observar las amplitudes de las corrientes en un instante de tiempo del muestreo.

Figura 34. Dia 24-11-14 Hora 15:27:25.

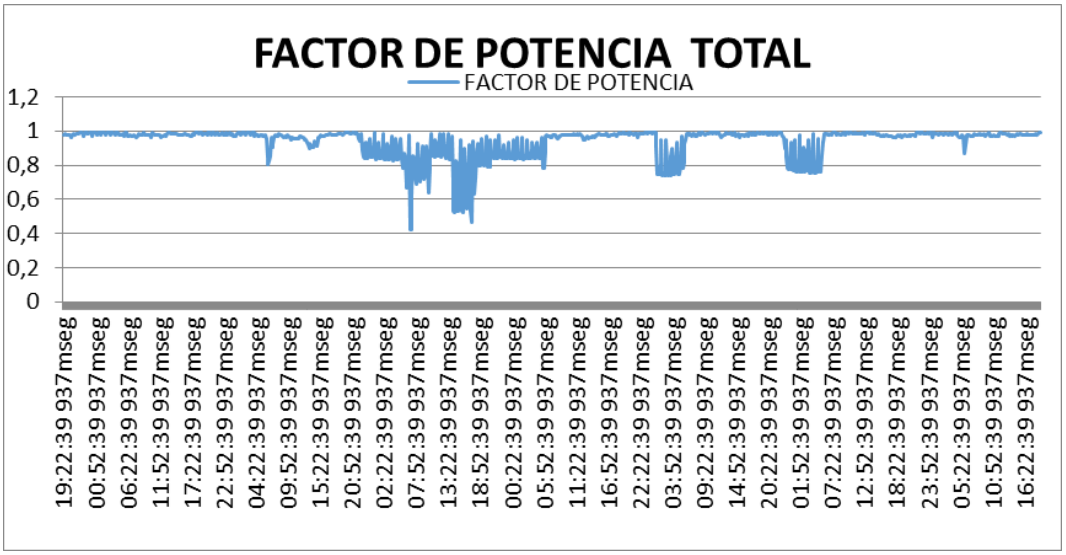


La anterior figura nos muestra la posible falla que hay en desbalance de corriente, debido que las corrientes no estan balanceadas en su totalidad.

4.1.9.13 Factor de potencia. Según la norma NTC 5001 del 2008, Bajo condiciones de operación normal, el factor de potencia debe permanecer durante el 95% entre el 0.9 y 1.

En la siguiente figura se representará el factor de potencia total medido durante una semana, en la cual se puede observar las variaciones que este tuvo en el transcurso de esta medición.

Figura 35. Factor de potencia durante la semana de muestreo. Subestación 1.



En la anterior figura se observa la variación que se obtuvo del factor de potencia durante la semana, en la cual se evidencia anomalías en algunas partes de la gráfica.

A continuación se muestra una tabla con los resultados obtenidos día a día del análisis del factor de potencia durante la semana de medición el cual se comparara con los valores de referencia que aplica la norma, en este caso la NTC 5001 del 2008.

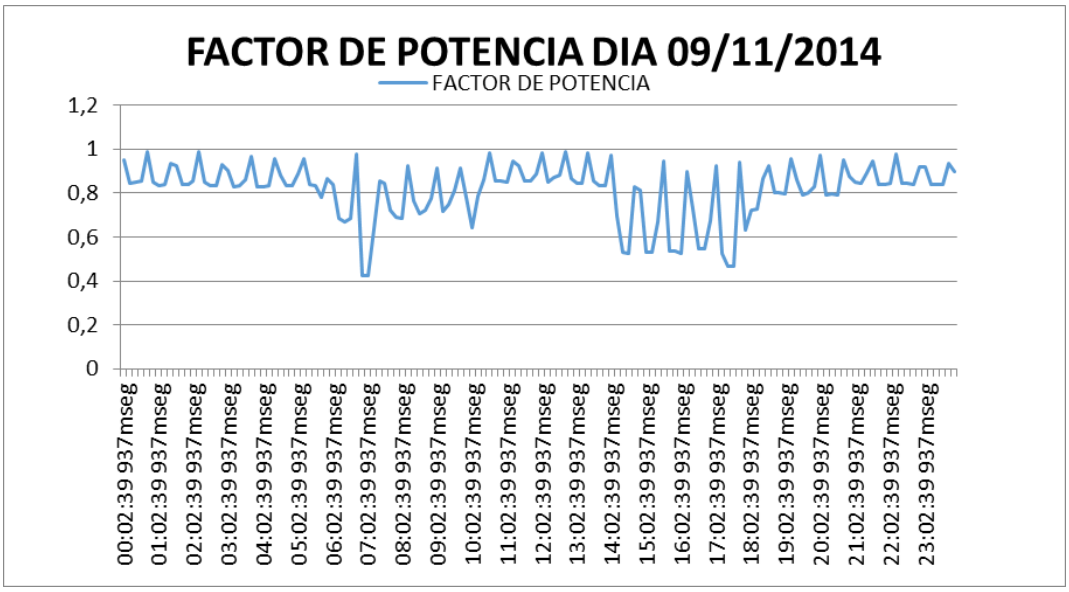
En color amarillo se resaltan los datos totales de la semana, donde se encuentra el factor de potencia durante el 95% de la semana.

Tabla 48. Factor de potencia según Norma NTC 5001.

Dia	Factor de Potencia 95%	Norma NTC 5001
06/11/2014	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
07/11/2014	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
08/11/2014	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
09/11/2014	0,975	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
10/11/2014	0,988	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
11/11/2014	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
12/11/2014	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
13/11/2014	0,989	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
TOTAL SEMANA	0,99	Durante 95%; 0,9<=fp<=1

Se observa que el barrido de factor de potencia, medido día a día, fue muy bueno, teniendo algunas variaciones por debajo del límite en el día 09/11/2014

Figura 36. Factor de potencia día 09/11/2014.



En la anterior grafica se observaron picos bajos del factor de potencia pero a pesar de eso, este permaneció durante el 95% del tiempo en 0,976 el cual está dentro del rango permitido.

Se realizó el análisis total de la semana y se evidenció que el factor de potencia permaneció durante el 95% conjuntamente como lo pide la norma entre 0,9 y 1 lo cual se dice que el parámetro *Factor de Potencia* está trabajando bajo operación normal en el sistema.

4.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA II

Figura 37. Transformador de distribución y cuadro de baja tensión subestación eléctrica II

A continuación se describirán algunas anormalidades observadas durante la inspección visual.

Tabla 49. Observaciones inspección visual Subestación II

Fotografía	Comentario
	Distancias de seguridad: No existe demarcación en piso que señalice la zona segura hasta donde se pueda acercar el personal y no existe suficiente espacio para la circulación de personal en caso de realizar labores de mantenimiento, sin embargo los equipos de subestación están encerrados en sus respectivas celdas y existe señalización de riesgo eléctrico y de uso obligatorio de elementos de protección personal.
	No hay extintor de incendios
	Ventilación: La cara frontal del cuarto de subestación está compuesta por una malla ciclópea que permite la ventilación del recinto, sin embargo, la subestación queda expuesta a la lluvia e ingreso de animales
	Bóveda: La mampostería alrededor del transformador no es apropiada para resistir 3 horas de fuego continuo, el cuarto es de ladrillo cocido y el techo de teja eternit.
	Junto a la subestación se encuentran varias bodegas de almacenamiento de materiales y se evidencia filtración de agua a través de la cubierta techo por daños en varias tejas facilitando la aparición de humedad en el interior de la celda del transformador

Tabla 49. Observaciones inspección visual Subestación II (Continuación)

Fotografía	Comentario
	Otros: Se encuentran almacenados diversos elementos en el área de la subestación, hay mucha suciedad, polvo e incluso presencia de agua en días lluviosos.
	Cableado y conexiones: Las conexiones de los terminales de cables con los barrajes en el cuadro de baja tensión en su mayoría no poseen arandelas de contacto. Hay deterioro considerable de las terminales ponchadas de varios circuitos. No hay señalización del cableado de acuerdo con el código de colores del RETIE o está muy deteriorada

Tabla 49. Observaciones inspección visual Subestación II (Continuación)

Fotografía	Comentario
   	El banco de compensación de energía reactiva se encuentra fuera de servicio por daño en una de las baterías de condensadores

4.2.1 Alimentación. En el bloque de Talleres del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico se cuenta con una subestación de 500kVA tipo interior. Esta subestación se alimenta de la red de media tensión (13,2kV) del circuito 62510-10 Parnaso Zona Industrial de la Electrificadora de Santander (ESSA) por medio de una acometida subterránea tripolar Cu 250Kcmil XLPE 15kV, la cual llega a la celda de protección de la subestación.

Condiciones de aislamiento acometida

A continuación se relacionan los resultados obtenidos en la prueba de aislamientos practicada a los conductores de acometida.

Tabla 50. Condición de aislamientos acometida subestación II

Prueba	Aislamiento (GΩ)
Fase 1 – Tierra – Pantalla	14,51
Fase 2 – Tierra – Pantalla	16,84
Fase 3 – Tierra – Pantalla	13,25
Fase 1 – Fase 2	23,43
Fase 1 – Fase 3	25,78
Fase 2 – Fase 3	28,39

Se realizó prueba de aislamiento con una tensión de prueba de 2500 VDC durante 1 minuto según recomendación de la norma NETA ATS 1999. Dicha norma establece que en la prueba de aislamiento la resistencia mínima aceptable es 10 MΩ por cada 1000 ft, la longitud de esta acometida es de 120 m, aproximadamente 393 ft, considerando esta distancia la resistencia de aislamiento mínima es de 3,93 MΩ, comparando los resultados obtenidos con este valor mínimo se concluye que son satisfactorios.

4.2.2 Módulos de la subestación. La subestación eléctrica II cuenta con 5 módulos:

Figura 38. Módulos de la subestación eléctrica II

- ✓ Módulo de entrada protección (Seccionador tripolar bajo carga)
- ✓ Módulo de medida.
- ✓ Módulo del transformador de distribución
- ✓ Módulo de baja tensión
- ✓ Módulo de emergencia (acondicionado como expansión del módulo de baja tensión)

4.2.3 Transformador de distribución. La subestación eléctrica II cuenta con 2 transformadores de distribución:

- ✓ Principal (500kVA): Encargado de suministrar energía eléctrica a varias zonas del Centro de Formación.

- ✓ Exclusivo (100kVA): brinda suministro de tensión trifásica de 440V para uso exclusivo en pruebas de motores eléctricos industriales en el área de Electricidad. Este equipo se encuentra montado junto al tren de celdas que conforman la subestación.

Figura 39. Transformador de distribución 100 kVA seco de uso exclusivo área electricidad

Las principales características de estos transformadores se describen en las siguientes tablas:

Tabla 51. Datos de placa transformador 500kVA subestación eléctrica II

Potencia Transformador	500kVA
% Zcc a 85°C	4,11
Dimensiones Transformador	
Tensiones Prim/Sec	13200/ (228-132)V
Corriente cc	40,53kA
Fabricante	ABB
TAPS	1: 13530V
	2: 13200V
	3: 12870V
	4: 12540V
	5: 12210V
Grupo de conexión	DYn5
Refrigeración	AN
Año	1995

Fuente: Hoja de datos del fabricante

Tabla 52. Datos protecciones media tensión del transformador 500 kVA subestación eléctrica II

Tipo de Seccionador	Tripolar bajo carga en aire
Tipo de fusible	Expulsión
In fusible	40 A
Vn fusible	24kV
Icc fusible	40kA

Tabla 53. Datos de placa transformador 100 kVA seco área electricidad subestación eléctrica II

Potencia Transformador	100kVA
% Zcc a 85°C	4,0
Dimensiones Transformador	
Tensiones Prim/Sec	440/ (220-127)V
Corriente cc	6,56kA
Fabricante	RYMEL
TAPS	1: 462V
	2: 451V
	3: 440V
	4: 429V
	5: 418V
Grupo de conexión	DYn5
Refrigeración	Rymel
Año	2006

Fuente: Hoja de datos del fabricante

4.2.4 Tablero general de baja tensión. Se encuentra ubicado en la celda del costado izquierdo de la subestación, tiene dimensiones de 1,79m x 0,83m x 2,22m, sus características generales se resumen a continuación:

- Tres barras de cobre electrolítico pintadas de rojo, amarillo y azul correspondientes a las fases A, B y C respectivamente, un barraje color blanco para el neutro y un barraje de color verde para la tierra. Las barras son de dimensiones: 60mm x 10mm.
- Un totalizador general atornillable regulable Westinghouse con una Ir de 1200 A.
- 14 interruptores termomagnéticos atornillables tetrapolares, tripolares y bipolares que alimentan diversas zonas del Centro de Formación.

En la siguiente tabla se relacionan los dispositivos de protección instalados.

Tabla 54. Protecciones del tablero general de baja tensión subestación II

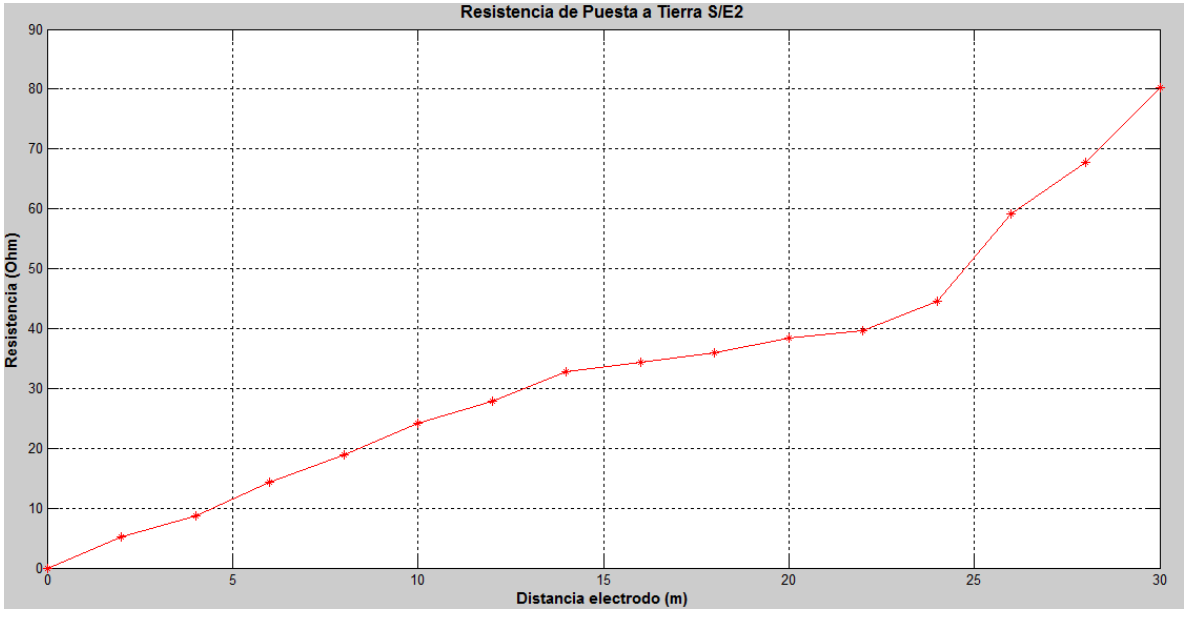
Número	I non [A]	Icc [kA]	Marca	Referencia comercial
1	200	85	Merlin Gerin	NS250N + TM200D
2	200	85	Merlin Gerin	NS250N + TM200D
3	125	85	Merlin Gerin	NS160N + TM125D
4	125	85	Merlin Gerin	NS160N + TM125D
5	100	85	Merlin Gerin	NS100N + TM100D
6	100	85	Merlin Gerin	NS100N + TM100D
7	100	85	Merlin Gerin	NS100N + TM40D
8	250	65	Legrand	DPX 250
9	50	85	Merlin Gerin	NS100N + TM63D
10	32	85	Merlin Gerin	NS100N + TM40D
11	100	85	Merlin Gerin	NS160N + TM125D
12	300	30	Merlin Gerin	NB100N
13	1000	42	Square D	NAL361000
14	630	85	Schneider Electric	NSX630N + Micrologic 2.3
15	300	30	Merlin Gerin	**NB400N**

4.2.5 Puesta a tierra. La subestación cuenta con un sistema de puesta a tierra conformado por un conductor de cobre desnudo # 2/0AWG enterrado directamente en el suelo en el cárcamo ubicado debajo del transformador de distribución. Los datos de la medición de la puesta a tierra se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 55. Resistencia del sistema de puesta a tierra, subestación eléctrica II

Distancia (m)	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18
Resistencia (Ω)	0	5,1	8,7	14,3	18,9	24,1	27,9	32,7	34,3	35,9
Distancia (m)	20	22	24	26	28	30				
Resistencia (Ω)	38,4	39,7	44,5	59,2	67,8	80,3				

Figura 40. Resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica II



4.2.6 Condiciones de aislamiento

Resistencia mínima de aislamiento= $Rmin = \frac{1{,}5 * V_L}{S(kVA)}$

$$\frac{1{,}5 * 13200}{500} = 885{,}5M\Omega$$

Tabla 56. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador 500 kVA

		RA (GΩ) Leído Lado alta /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado baja /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado alta/ Lado baja
	Tensión de Ensayo (CC)	5000V	500V	500V
Tiempo de Ensayo	30 seg	6,61	1,48	7,04
	1 min	7,82	1,62	8,88
	10 min	13,0	2,61	18,8
	I Polarización	**1,66**	**1,61**	**2,11**
	I Absorción	**1,18**	**1,09**	**1,26**

Los valores medidos de resistencia de aislamiento del transformador se encuentran por encima del mínimo recomendado por la NETA. Por lo tanto se determina que el aislamiento del transformador está en buenas condiciones.

Tabla 57. Resultados medición de resistencia de aislamiento del transformador seco 100 kVA

		RA (GΩ) Leído Lado alta /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado baja /Tierra	RA (GΩ) Leído Lado alta/ Lado baja
	Tensión de Ensayo (CC)	500V	500V	500V
Tiempo de Ensayo	30 seg	21,1	9,49	40,8
	1 min	27,7	11,4	56,2
	10 min	96,0	15,6	143,0
	I Polarización	**3,46**	**1,36**	**2,54**
	I Absorción	**1,31**	**1,20**	**1,37**

4.2.7 Tensión de ruptura dieléctrica. Para verificar las condiciones de aislamiento del aceite del transformador se realizó una prueba de rigidez dieléctrica que arrojó los siguientes resultados:

Tabla 58. Resultados medición prueba de tensión de ruptura dieléctrica del aceite del transformador 500kVA

Prueba	Valor Medido
1	22,6 kV
2	26,8 kV
3	24,6 kV
4	26,9 kV
5	27,4 kV
Promedio	**25,66 kV**

El valor promedio de **25,66 kV**, resultado de las 5 pruebas de tensión de ruptura dieléctrica realizadas a la muestra, resultado cuestionable dado que se encuentra entre 25 y 30 kV de acuerdo a la tabla 14.

4.2.8 Relación de transformación (TTR). Adicional a lo anterior se realizaron pruebas de medición de relación de transformación obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 59. Resultados medición de relación de transformación del transformador 500kVA S/E2

Posición TAP	Grupo de Conexión	Relación teórica		Relación medida	% Error	R. Lado alta	R. Lado baja
3 0%	DYn5	Fase A	100	99,6	0,4	4,47Ω	2,4mΩ
		Fase B	100	99,59	0,41	4,52Ω	1,8mΩ
		Fase C	100	99,73	0,27	5,35Ω	9,14mΩ

Tabla 60. Resultados medición de relación de transformación del transformador 100kVA S/E2

Posición TAP	Grupo de Conexión	Relación teórica		Relación medida	% Error	R. Lado alta	R. Lado baja
3 0%	DYn5	Fase A	3,4645	3,4529	0,334	30,6mΩ	0,75mΩ
		Fase B	3,4645	3,4552	0,268	36,0mΩ	8,69mΩ
		Fase C	3,4645	3,4553	0,265	36,5mΩ	3,74mΩ

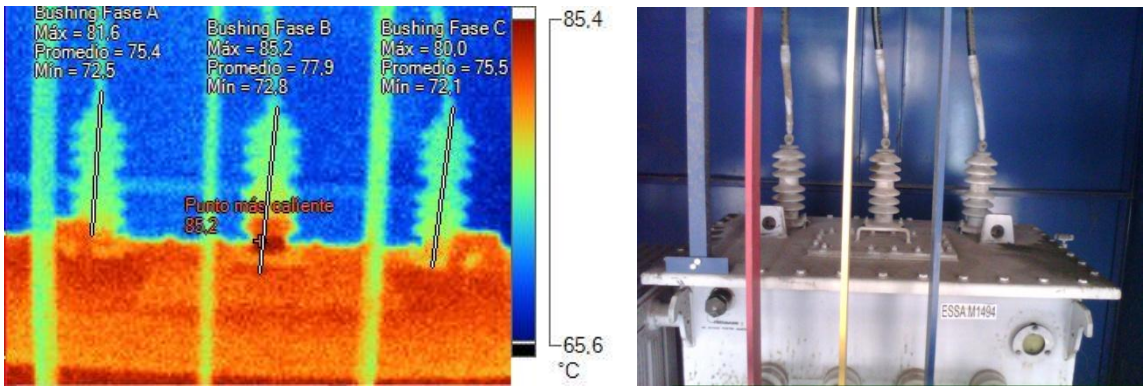
La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de ± 0.5% en todas sus derivaciones, en la tablas se observa que los porcentajes están por debajo de este valor, por lo tanto no existen problemas en los devanados de ninguno de los transformadores.

4.2.9 Análisis por termografía infrarroja. A continuación se describen los hallazgos detectados en la inspección termográfica de la Subestación Eléctrica II.

Al igual que lo ocurrido con la Subestación I, para el análisis de los resultados se tomaron en cuenta los criterios establecidos en la Norma NETA (Asociación Nacional de Pruebas Eléctricas).

Bushings de alta transformador principal subestación II

Figura 41. Termografía bushings lado alta transformador principal subestación II



IR000317.IS2
03/12/2014 16:12:00

Imagen de luz visible

Se observa un aumento de temperatura en la parte inferior del bushing de la fase B del transformador de distribución principal de la subestación 2.

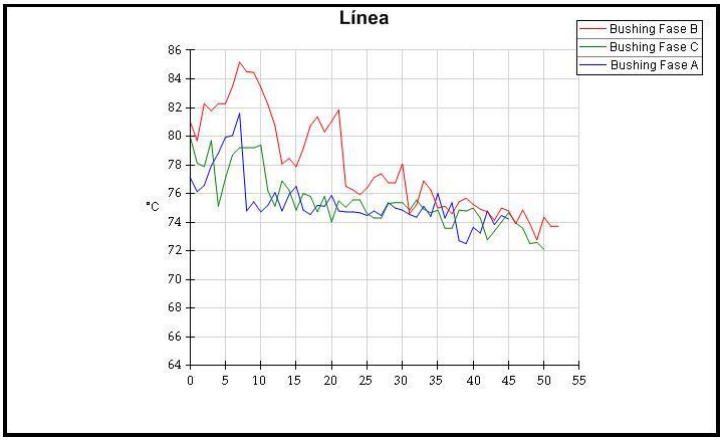
Tomando como referencia las temperaturas de los bushings de las fases A y C, se obtienen los siguientes resultados:

Diferencia de temperatura con bushing Fase A: 5.2 grados Celsius
Diferencia de temperatura con bushing Fase C: 7.2 grados Celsius

De acuerdo con los criterios NETA para inspecciones termográficas, se deduce lo siguiente:

Criticidad: PROBABLE DEFICIENCIA
Acción correctiva: Reparar en la próxima parada programada

Causas probables: Apriete inadecuado en la conexión del bushing de la fase B a la entrada del transformador de distribución



Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	74,9°C
Rango de la imagen	65,8°C a 85,2°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	03/12/2014 16:12:00
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación II\ IR000317.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

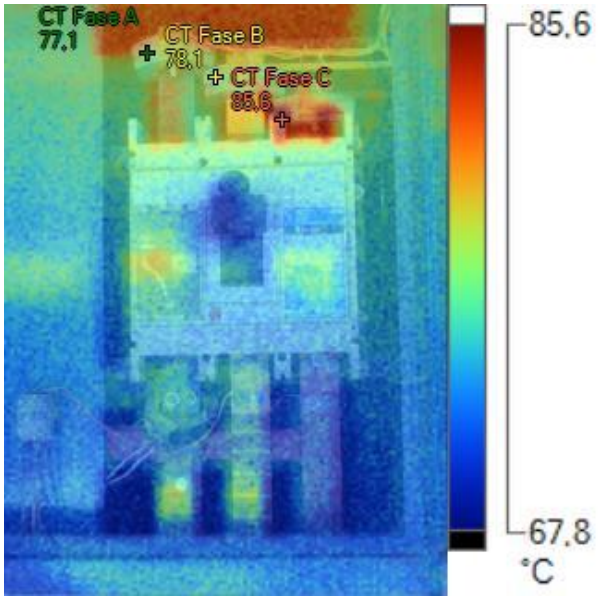
Marcadores de la imagen principal

Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Segundo plano	Desviaciónestándar
Bushing Fase B	77,9°C	72,8°C	85,2°C	0,98	29,0°C	-269,72
Bushing Fase C	75,5°C	72,1°C	80,0°C	0,98	29,0°C	-271,19
Bushing Fase A	75,4°C	72,5°C	81,6°C	0,98	29,0°C	-271,35

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
Puntomáscaliente	85,2°C	0,98	29,0°C

Transformador de corriente Fase C disyuntor principal subestación II

Figura 42. Termografía CT disyuntor principal subestación II



IR000322.IS2
03/12/2014 16:19:39

Imagen de luz visible

Alta temperatura del transformador de corriente instalado sobre la fase C aguas arriba del disyuntor principal de la Subestación Eléctrica II

Diferencia de temperatura con bushing Fase A: 8.5 grados Celsius
Diferencia de temperatura con bushing Fase B: 7.5 grados Celsius

De acuerdo con los criterios NETA para inspecciones termográficas, se deduce lo siguiente:

Criticidad: PROBABLE DEFICIENCIA
Acción correctiva: Reparar en la próxima parada programada

Causas probables: Falta de apriete y/o ajuste del terminal a la salida del CT

Información de la imagen

Temperatura de fondo	29,0°C
Emisividad	0,98
Temperaturapromedio	74,2°C
Rango de la imagen	67,8°C a 85,6°C
Modelo de cámara	Ti110
Tamaño de sensor IR	120 x 160
Número de serie de la cámara	Ti110-12110314
Versión DSP	1.0.64
Fabricante	Fluke Thermography
Hora de la imagen	03/12/2014 16:19:39
Ubicación del archivo	C:\ Users\ labmaqsena\ Desktop\ Termografías Subestación II\ IR000322.IS2
Rango de calibración	-10,0°C a 250,0°C

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
CT Fase C	85,6°C	0,98	29,0°C
CT Fase B	78,1°C	0,98	29,0°C
CT Fase A	77,1°C	0,98	29,0°C

4.2.10 Análisis de calidad de energía eléctrica. Antes de iniciar el análisis se debe mencionar que el periodo de medición es de una semana, en la cual se presentó una parada de 54 minutos el día 18-11-2014 desde las 22:54:50 hasta las 23:48:40.

4.2.10.1 Variaciones de tensión de estado estable: Se realiza el análisis de la totalidad de los datos de tensión RMS durante la semana y estos deben estar dentro del rango estipulado por los valores de referencia que es +- 10% de la tensión de alimentación.

En la siguiente tabla se ilustra los percentiles al 100% de las tensiones por cada fase.

Tabla 61. Variaciones de tensión de estado estable.

Fase L1 Percentil 100%	Fase L2 Percentil 100%	Fase L3 Percentil 100%
134,7655716	135,6204391	135,1584021

De la anterior tabla se puede concluir que no existen variaciones de tensión de estado estable puesto que los percentiles al 100% cumplen a cabalidad por lo recomendado por la norma.

4.2.10.2 Hundimientos (*Sags*): Para estos huecos se toma la condición más desfavorable, para este caso seria los datos de tensión RMS mínimas y se tomara como referencia para el análisis de estas perturbaciones lo recomendado por la norma NTC 5001.

En las tablas 62, 63 y 64 se representarán las fechas, hora, tensión del evento así como el porcentaje de caída, el cual se toma respecto a la tensión nominal de 133 V.

Tabla 62. SAGS FASE 1.

FASE 1 Min			
Fecha	Hora	Tensión min [V]	% de caída
18/11/2014	22:41:30.000	88,78	67%
18/11/2014	22:54:40.000	106,79	80%
19/11/2014	01:48:20.000	87,48	66%
19/11/2014	02:03:50.000	105,46	79%
19/11/2014	12:51:10.000	109,74	83%
20/11/2014	10:47:10.000	119,71	90%
22/11/2014	09:38:20.000	115,2	87%

Tabla 63. SAGS FASE 2.

FASE 2 Min			
Fecha	**Hora**	**Tensión min [V]**	**% de caída**
18/11/2014	22:41:30.000	86,12	65%
18/11/2014	22:54:00.000	109,69	82%
18/11/2014	22:54:40.000	109,87	83%
19/11/2014	01:48:20.000	117,59	88%
19/11/2014	12:51:10.000	110,94	83%
22/11/2014	09:38:20.000	115,16	87%

Tabla 64. SAGS FASE 3.

FASE 3 Min			
Fecha	**Hora**	**Tensión min [V]**	**% de caída**
18/11/2014	22:41:30.000	90,51	68%
18/11/2014	22:54:40.000	115,82	87%
19/11/2014	12:51:10.000	111,49	84%
22/11/2014	09:38:20.000	115,9	87%

Teniendo en cuenta los valores de las anteriores tablas, donde se presentan los porcentajes más críticos de caída, se harán las gráficas para dichos porcentajes, además tomando de referencia lo dicho en la norma NTC 5001 (Cuando se presentan hundimientos con una magnitud inferior al 70%, los sistemas de transferencia pueden operar.) pero hay que considerar el tiempo de duración de este sag.

Sags significativos por debajo del 70% en la fase 1

Figura 43. Fase 1 del 67% el dia 18/11/2014 alas 22:41:30

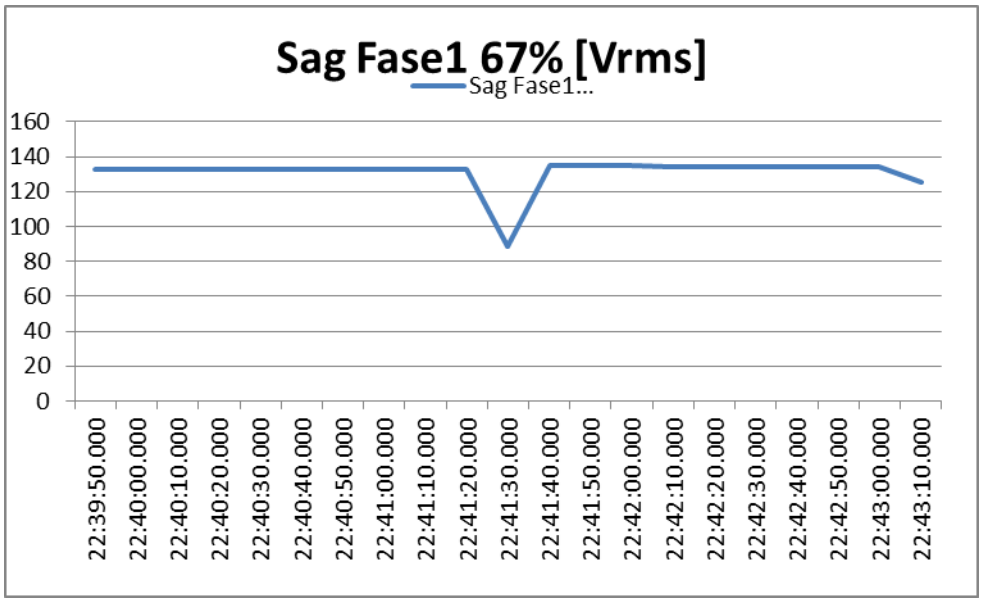


Figura 44. Fase 1 del 66% el dia 19/11/2014 a las 01:48:20

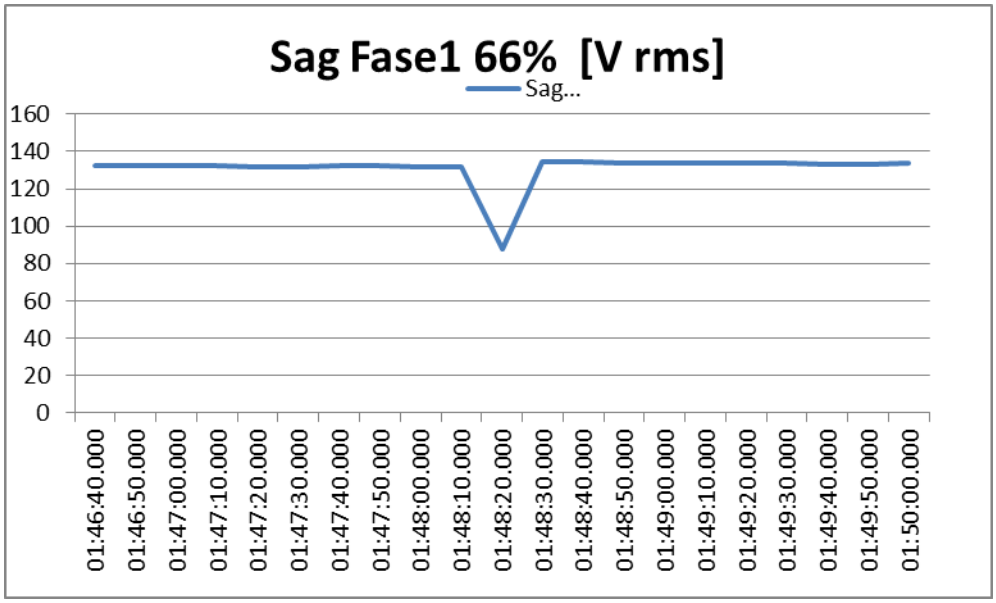
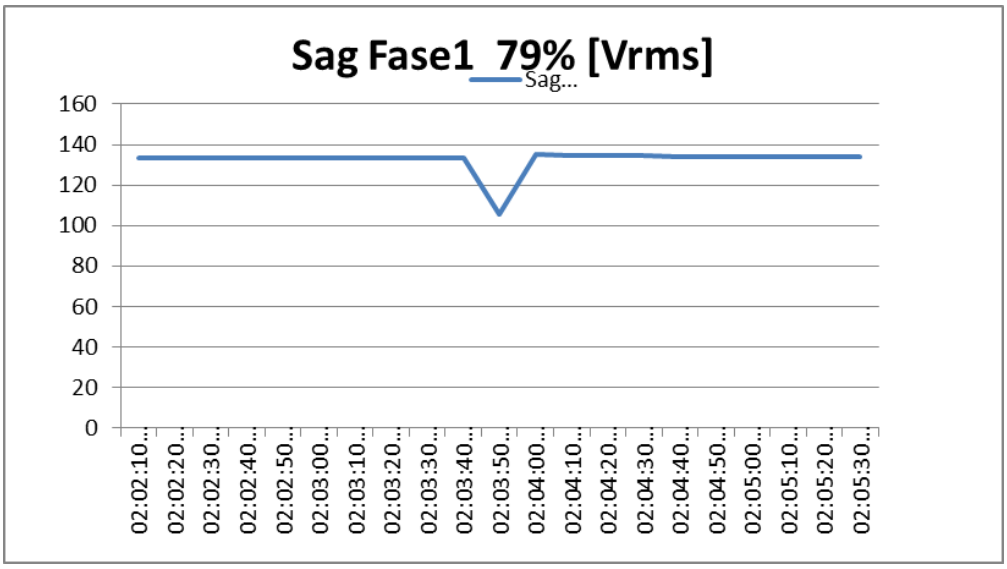
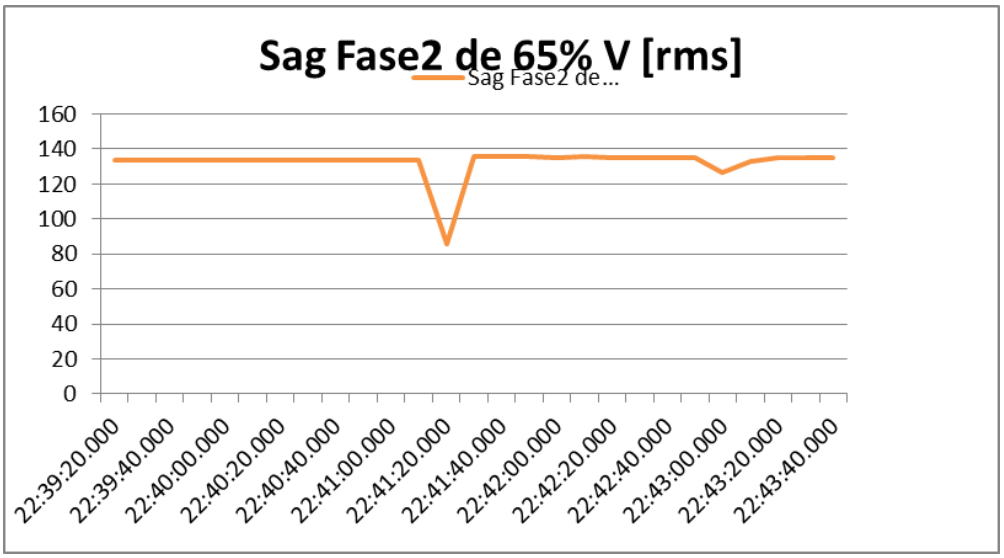


Figura 45. Fase 1 del 79%el dia 19/11/2014 a las 02:03:50



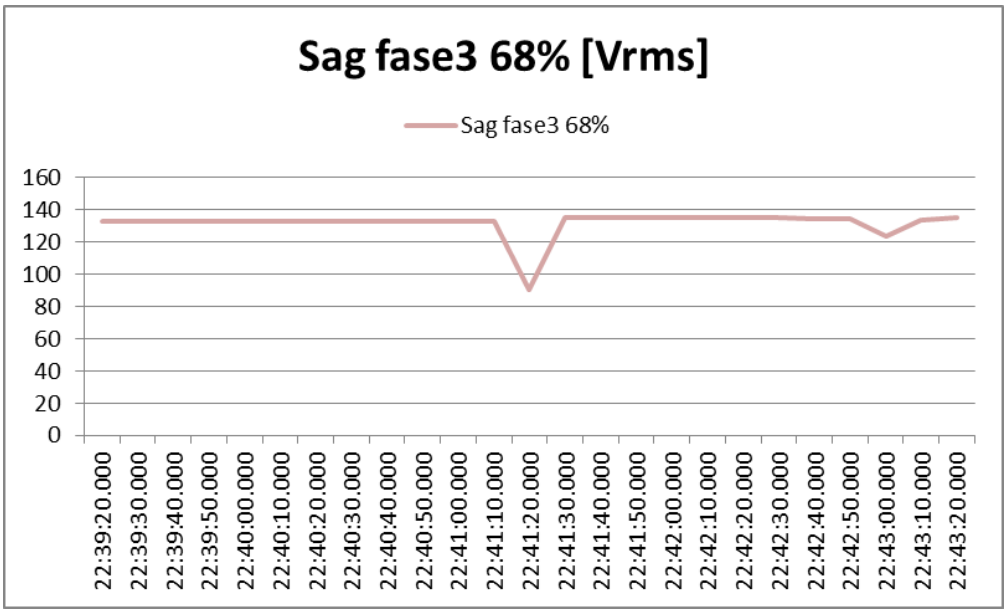
Sags significativos por debajo del 70% en la fase 2

Figura 46. Fase 2 del 65%el dia 18/11/2014 a las 22:41:3



Sags significativos por debajo del 70% en la fase 3

Figura 47. Fase 3 del 68% el dia 18/11/2014 a las 22:41:30



En las siguientes figuras se muestra un acercamiento de las tensiones de fase en donde se presentaron los sag mencionados anteriormente.

Figura 48. SAG de las tres fases.

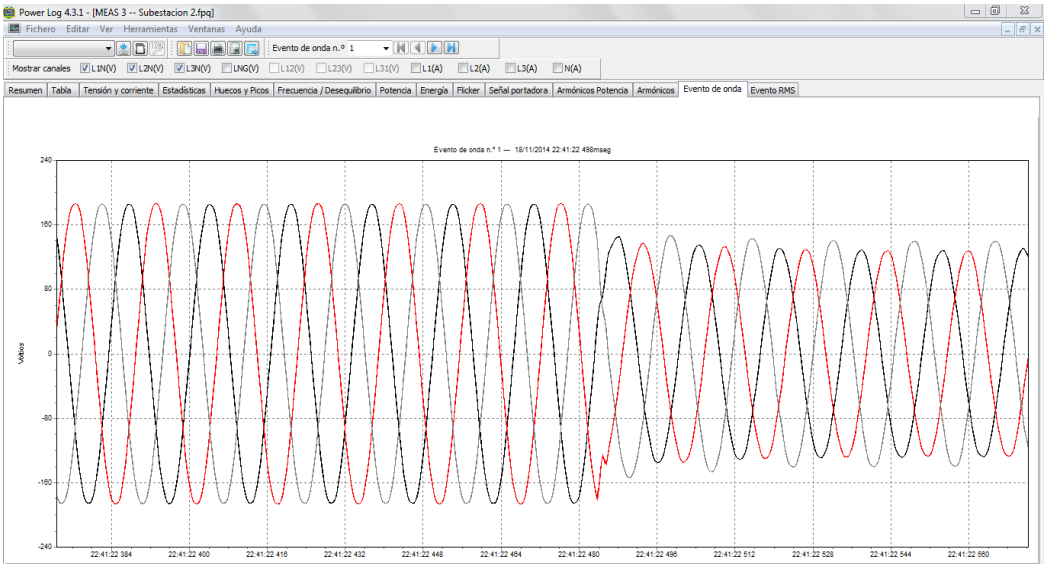


Figura 49. SAG de la fase 1 66%.

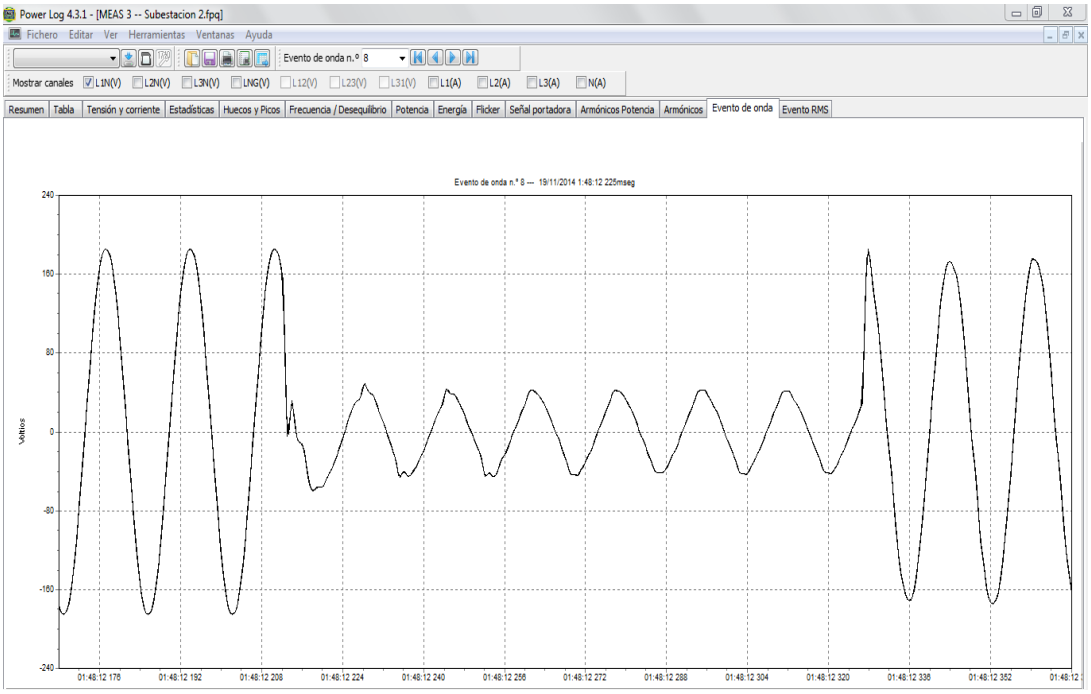
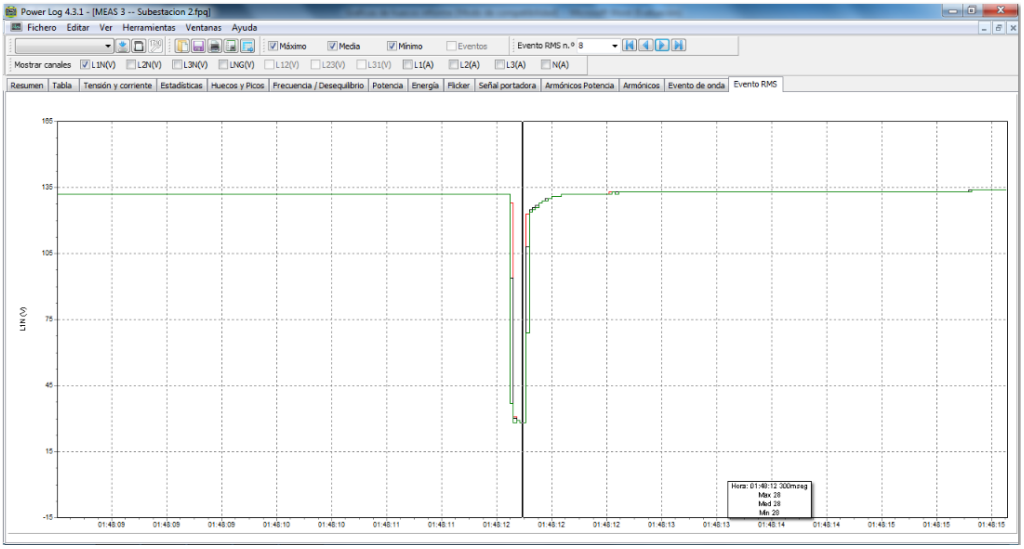


Figura 50. SAG fase1 del 66% valor rms.



4.2.10.3 Elevaciones (*Swells*): Son aumentos del valor eficaz por encima del 110% de la tensión nominal, para estas mediciones se toman los valores eficaces máximos de tensión de las muestras, en la siguiente tabla se encuentran los valores máximos encontrados y sus respectivos porcentajes de elevación:

Tabla 65. Valores Máximos.

	V1 RMS [V]	V2 RMS [V]	V3 RMS [V]
V Max	135,43	136,3	138,31
%Porcentaje	102	102	104

De la anterior tabla podemos determinar que el sistema evaluado no presentó ninguna elevación de tensión (Swells) significativo, puesto que el 110% por encima del sistema analizado seria alrededor de los 146 V, y se observa en la tabla anterior que ninguna de las fases logró superar este valor, por lo tanto se descarta este tipo de perturbación en este análisis.

4.2.10.4 Variaciones de tensión de larga duración (Subtensiones y sobretensiones): Los eventos en tensión de larga duración (>1 min), pueden ser sobretensiones o sub tensiones dependiendo si el valor eficaz de la tensión están por encima o por debajo del +-10% de la tensión de alimentación declarada respectivamente.

- **Subtensiones**

Siguiendo las indicaciones de la norma, para la subestación eléctrica analizada, no se encuentran sub tensiones de larga duración. En la siguiente tabla se muestra una sub tensión presente en la subestación, la cual se puede notar que el tiempo de recuperación fue rápido, por lo cual se tomó y fue analizado como Sags el más desfavorable de todas las fases con el 65%.

Tabla 66. Tiempo sub tensión.

FECHA	HORA	TENSION
18/11/2014	22:40:50.000	132,49
18/11/2014	22:41:00.000	132,55
18/11/2014	22:41:10.000	132,66
18/11/2014	22:41:20.000	132,68
18/11/2014	22:41:30.000	88,78
18/11/2014	22:41:40.000	134,97
18/11/2014	22:41:50.000	134,73
18/11/2014	22:42:00.000	134,57

La anterior tabla fue tomada de la tensión de la fase 1, como ejemplo para mostrar que no se presentan sub tensiones de larga duración; El tiempo estimado de recuperación fue de 20 s aproximadamente el cual si se compara con el valor de referencia de la norma este debe ser mayor a un minuto para poder ser determinado como sub tensión de larga duración.

- **Sobretensiones**

Como se mencionó anteriormente en el análisis de *Elevaciones* (*Swells*), no se encuentra elevaciones mayores al 10% de la tensión en ninguna de las fases del sistema lo cual se descarta la posibilidad de que existan sobretensiones de larga duración en el sistema.

Tabla 67. Valores máximos de tensión.

	V1 RMS [V]	V2 RMS [V]	V3 RMS [V]
V Max	135,43	136,3	138,31
%Porcentaje	102	102	104

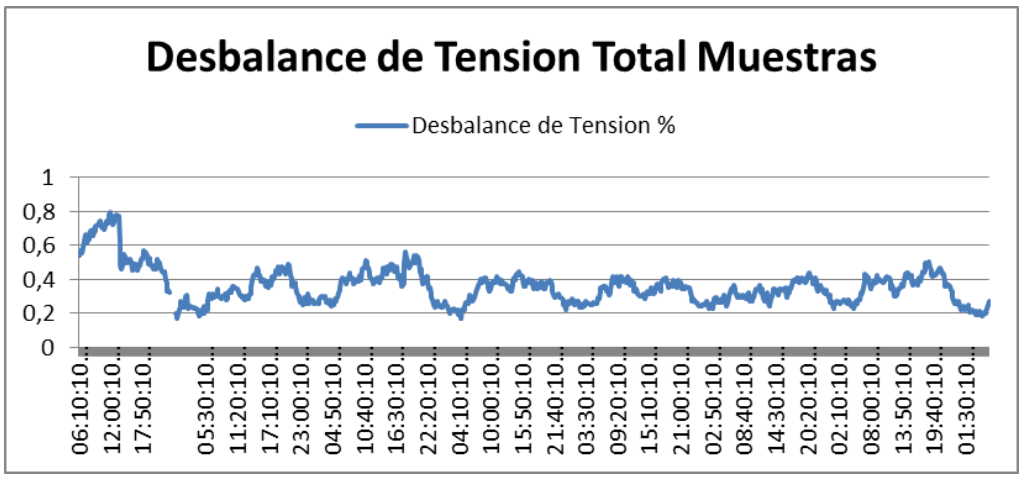
En la anterior tabla se muestra los valores RMS de las 3 fases del sistema, en la cual se puede observar que ninguna de estas fases supera los límites del 10%.

4.2.10.5 Desbalance de tensión: Teniendo el periodo de medida durante una semana, y siendo el sitio de medición un sector urbano, la norma NTC 5001del 2008 estipula que el 99% de los valores de desbalance de tensión deben estar dentro de los valores de referencia mostrados en la tabla 27.

Para el sistema analizado en este artículo, el rango de tensión es menor a 69 kV el cual se espera que los resultados estén por debajo del valor de referencia que sería de 2,0%.

En la figura se observa la variación de desbalance de tensión durante la semana donde se evidencia que los valores están acordes a lo recomendado por la norma.

Figura 51. Desbalance de tensión total muestras.



Haciendo el cálculo del percentil para el 99% de las muestras, se tiene que este valor se encuentra en el rango permitido mostrado a continuación.

Tabla 68. Valor de desbalance de tensión.

PERCENTIL 99%	VALOR REFERENCIA NTC 5001
0,741%	2,0%

Por lo cual se concluye que el sistema analizado no presenta problemas de desbalance de tensión.

4.2.10.6 Flicker: Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 69. Datos de Flicker.

	Plt L1N	Plt L2N	Plt L3N
Percentil del 95%	0,92167503	0,8189505	0,60831387

El valor máximo está en la fase1 comparando con la tabla de valores de referencia de Plt que da la norma, con tensión de 133 V, es decir por debajo deVn< 69 kV, el valor de referencia es de 1 p.u.

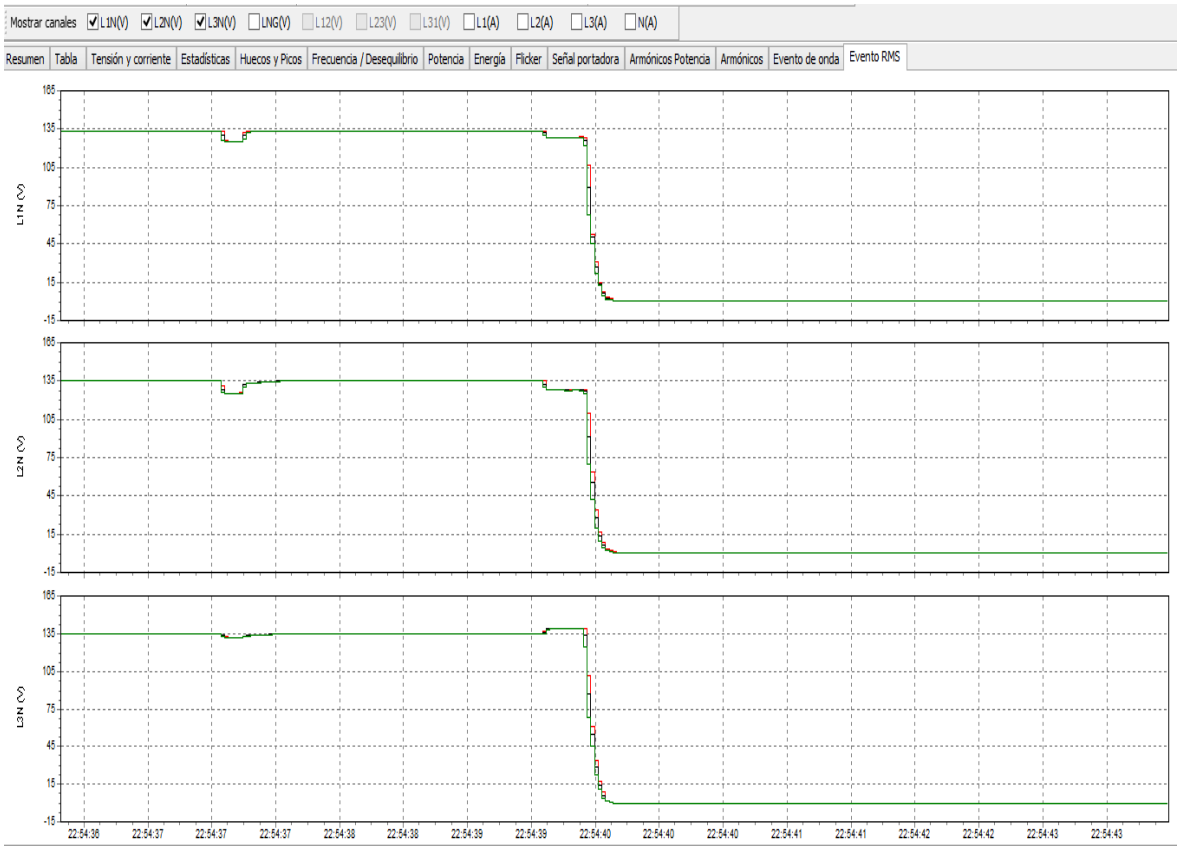
Luego cumple con este valor pues se tiene 0,921, no excede el valor de referencia.

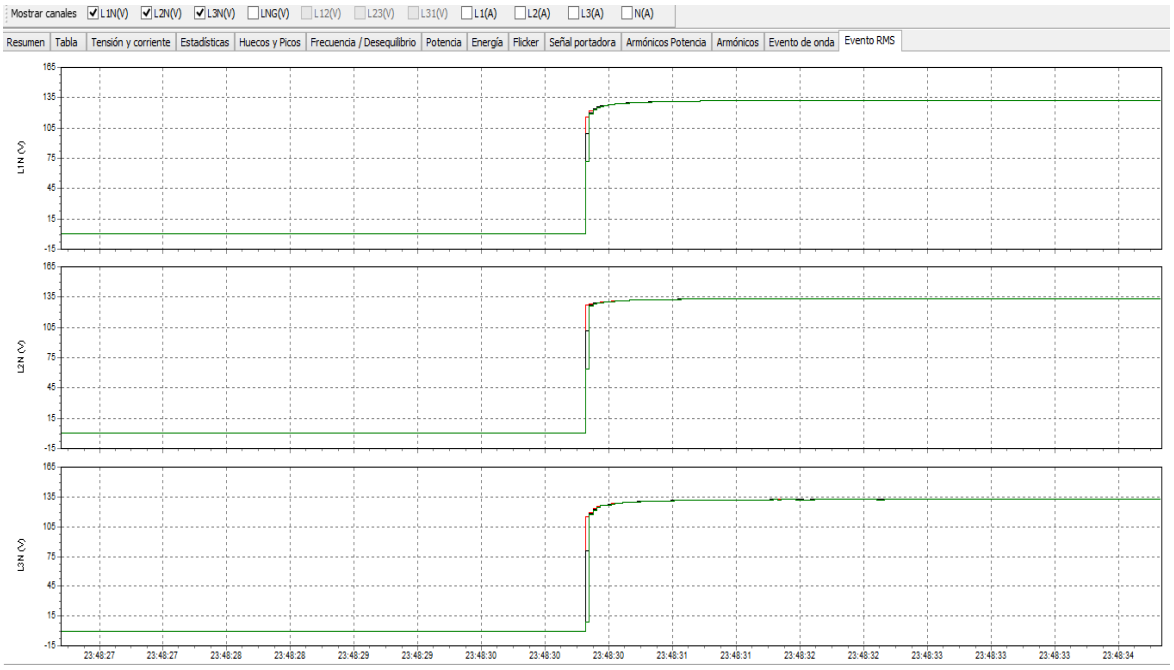
4.2.10.7 Interrupciones de corta duración (duración < 1 min): Para interrupciones de corta duración se debe tener la magnitud de tensión menores a 0,1 pu y un tiempo entre 3 segundos y 1 min, el cual no se encuentra presentes en esta subestación eléctrica, debido a que la única interrupción presente en este sistema es una interrupción de larga duración analizada posteriormente.

4.2.10.8 Interrupciones de larga duración (duración >= 1 min): El sistema presento una parada de 54 minutos el día 18 de noviembre del 2014 desde la hora 22:54:30 a 23:48:40 del mismo día el cual es considerado a partir de la norma IEEE 1159 de 1995 como interrupción de larga duración puesto que el tiempo de la parada es mayor a 1 min.

En las siguientes figuras se puede ilustrar el momento antes, durante y después de la parada.

Figura 52. Interrupción de larga duración.





Cabe resaltar que esta interrupción pudo haber sido ocasionada de manera inesperada, o por lo contrario de manera programada donde fue avisada anteriormente, y se hizo para realizar modificaciones o arreglos en el sistema.

4.2.10.8 Armónicos de tensión

Distorsión armónica de tensión.

La distorsión armónica de tensión, se comparan los valores encontrados en la medida por cada fase con los valores de la tabla 36.

Para este caso se toma el intervalo menor de 1 kV, donde la distorsión armónica individual no debe superar el 5%, y la total no debe superar el 8%.

Los datos encontrados medidos en intervalos de 10 minutos son los siguientes:

Tabla 70. Distorsión armónica por fases.

Distorsión armónica total		
THDv % L1N	THDv % L2N	THDv % L3N
1,904774945	1,79091501	1,713136898

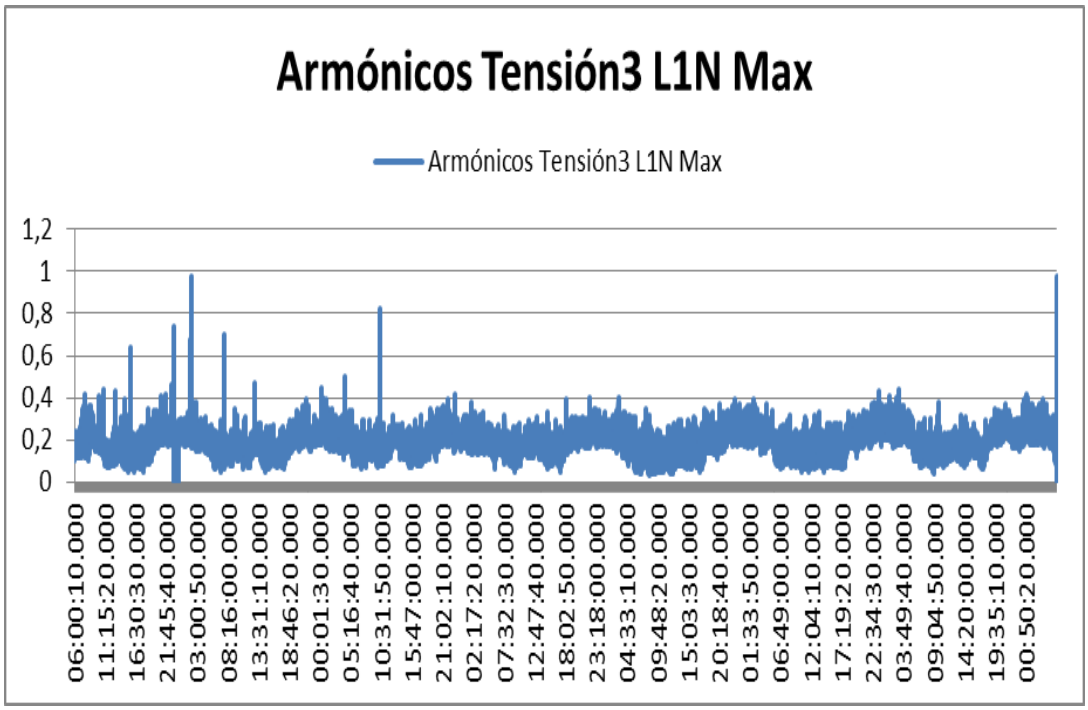
Estos datos están por debajo de lo establecido por la norma (el valor máximo establecido es del 8%, y la distorsión total máxima se da en L1 con un porcentaje de 1,9477%) luego cumple con los porcentajes de distorsión armónica, esto indica el no sobrecalentamiento en conductores eléctricos, transformadores, como lo indica la norma NTC 5001.

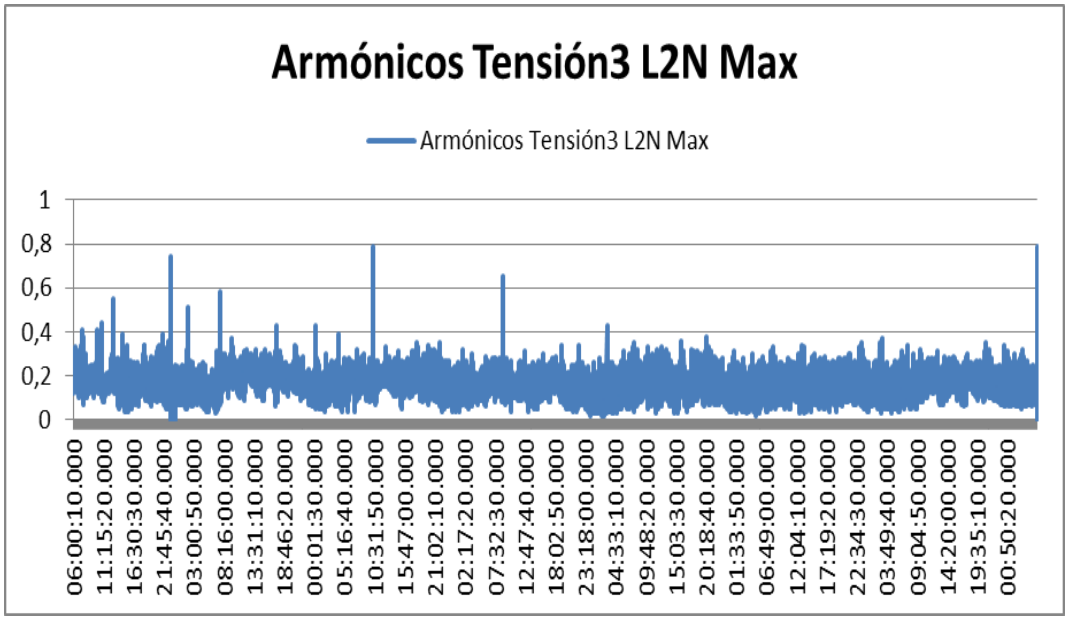
En la siguiente figura se pueden observar los armónicos presentes durante la parada que se presentó.

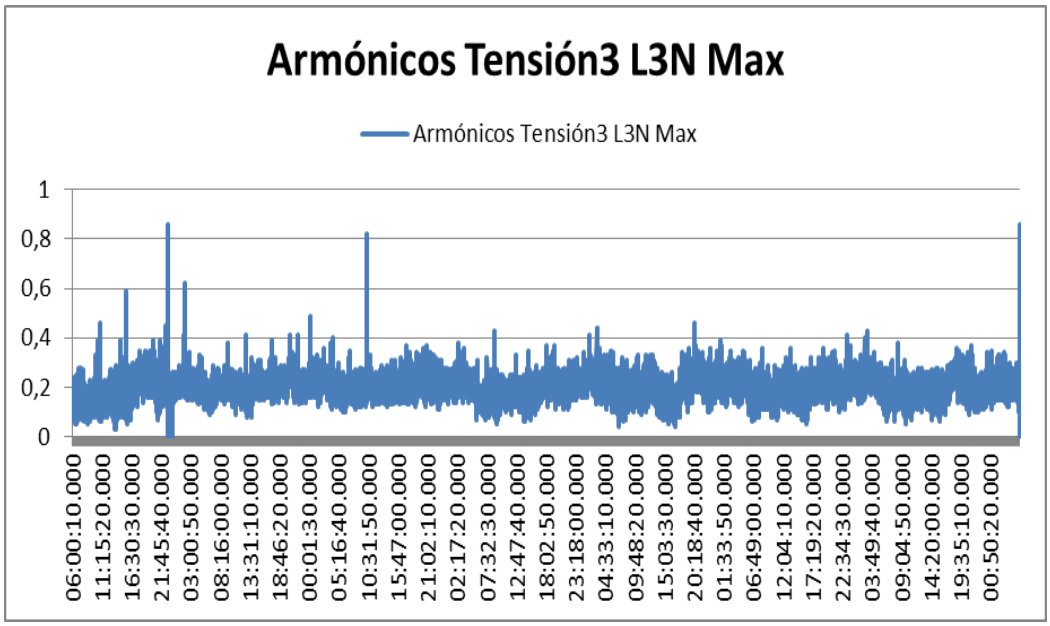
Figura 53. Armónicos presentes en la parada del día 18-11-14 desde las 22:45 hasta las 23:45

En las siguientes figuras se pueden observar los armónicos de tensión presentes durante la medición realizada, para los armónicos 3, 5, 7, 9, 11 y 13 en cada una de las fases.

Figura 54. Armónicos en tensión de orden 3 para las tres fases






Armónicos Tensión3 L3N Max
Armónicos Tensión3 L3N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
06:00:10.000
11:15:20.000
16:30:30.000
21:45:40.000
03:00:50.000
08:16:00.000
13:31:10.000
18:46:20.000
00:01:30.000
05:16:40.000
10:31:50.000
15:47:00.000
21:02:10.000
02:17:20.000
07:32:30.000
12:47:40.000
18:02:50.000
23:18:00.000
04:33:10.000
09:48:20.000
15:03:30.000
20:18:40.000
01:33:50.000
06:49:00.000
12:04:10.000
17:19:20.000
22:34:30.000
03:49:40.000
09:04:50.000
14:20:00.000
19:35:10.000
00:50:20.000

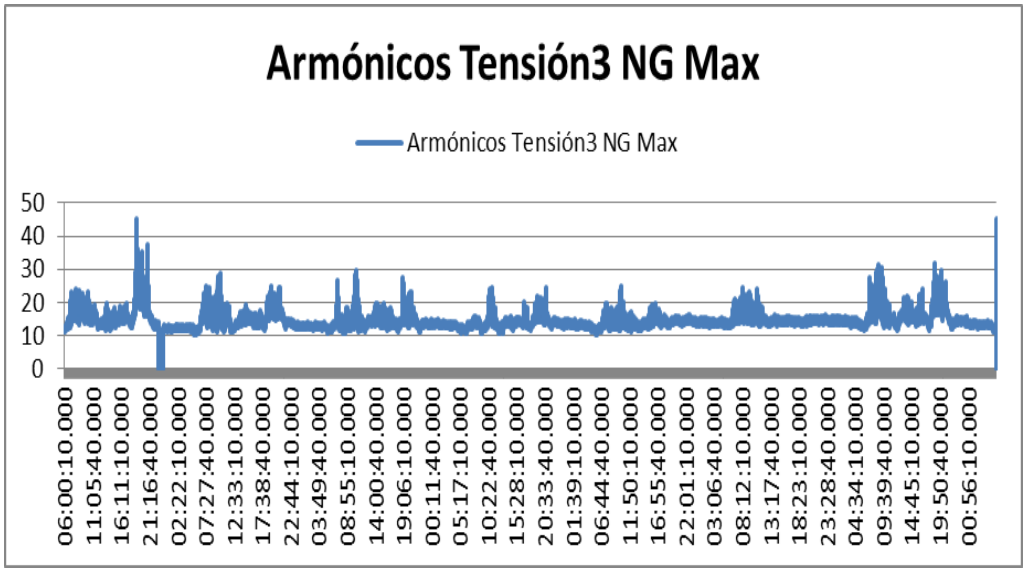
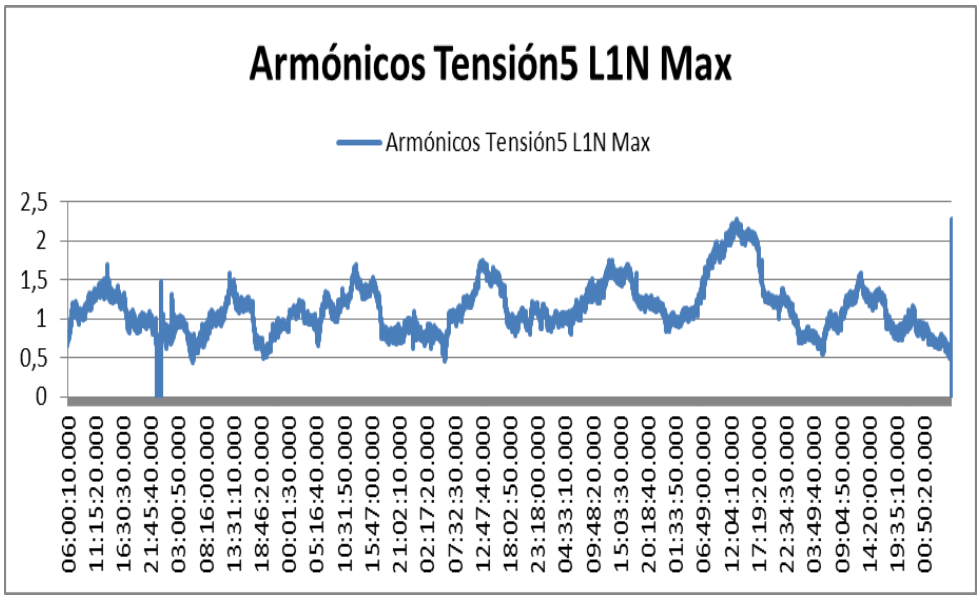
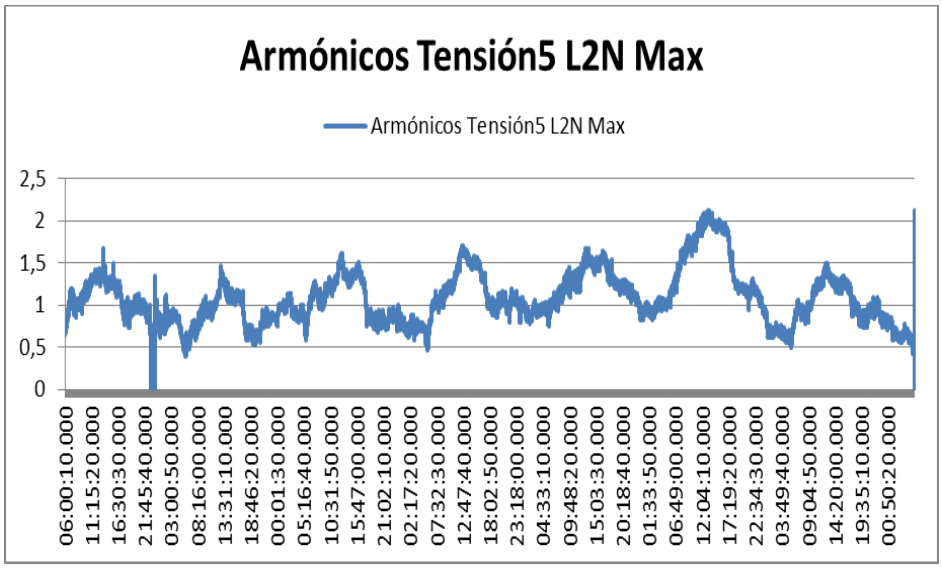
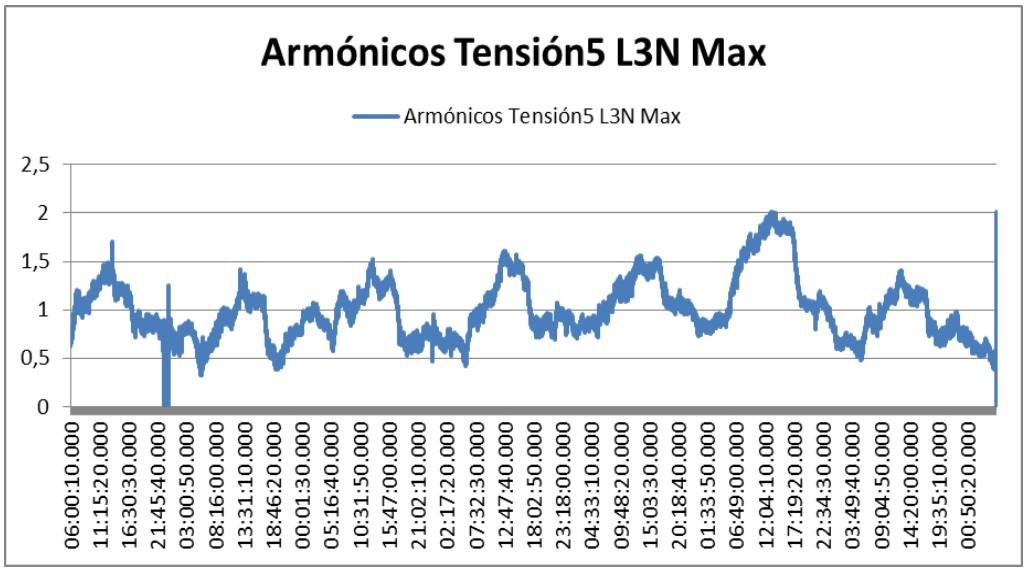

Armónicos Tensión3 NG Max
Armónicos Tensión3 NG Max
50
40
30
20
10
0
06:00:10.000
11:05:40.000
16:11:10.000
21:16:40.000
02:22:10.000
07:27:40.000
12:33:10.000
17:38:40.000
22:44:10.000
03:49:40.000
08:55:10.000
14:00:40.000
19:06:10.000
00:11:40.000
05:17:10.000
10:22:40.000
15:28:10.000
20:33:40.000
01:39:10.000
06:44:40.000
11:50:10.000
16:55:40.000
22:01:10.000
03:06:40.000
08:12:10.000
13:17:40.000
18:23:10.000
23:28:40.000
04:34:10.000
09:39:40.000
14:45:10.000
19:50:40.000
00:56:10.000

Figura 55. Armónicos en tensión de orden 5 para las tres fases






Armónicos Tensión5 L3N Max
Armónicos Tensión5 L3N Max
2,5
2
1,5
1
0,5
0
06:00:10.000
11:15:20.000
16:30:30.000
21:45:40.000
03:00:50.000
08:16:00.000
13:31:10.000
18:46:20.000
00:01:30.000
05:16:40.000
10:31:50.000
15:47:00.000
21:02:10.000
02:17:20.000
07:32:30.000
12:47:40.000
18:02:50.000
23:18:00.000
04:33:10.000
09:48:20.000
15:03:30.000
20:18:40.000
01:33:50.000
06:49:00.000
12:04:10.000
17:19:20.000
22:34:30.000
03:49:40.000
09:04:50.000
14:20:00.000
19:35:10.000
00:50:20.000

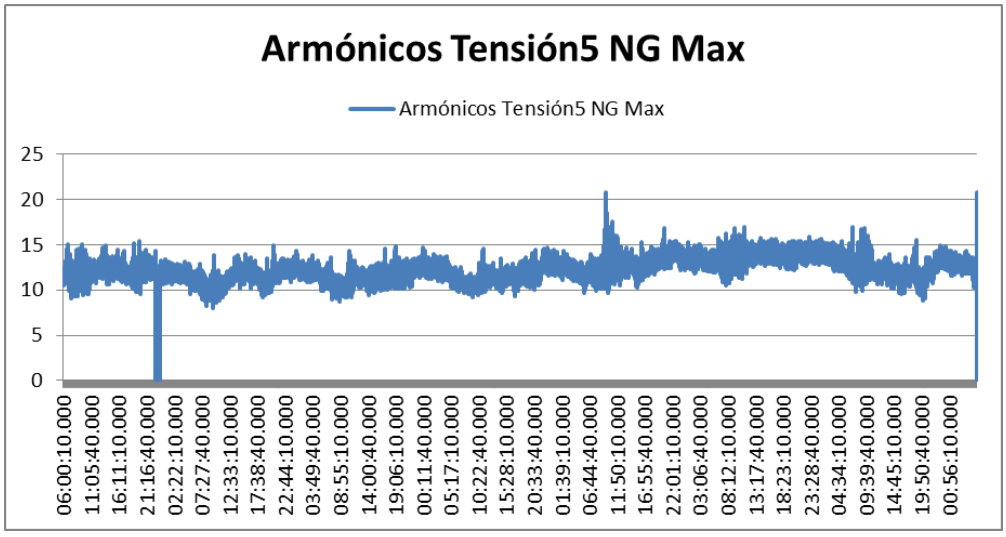
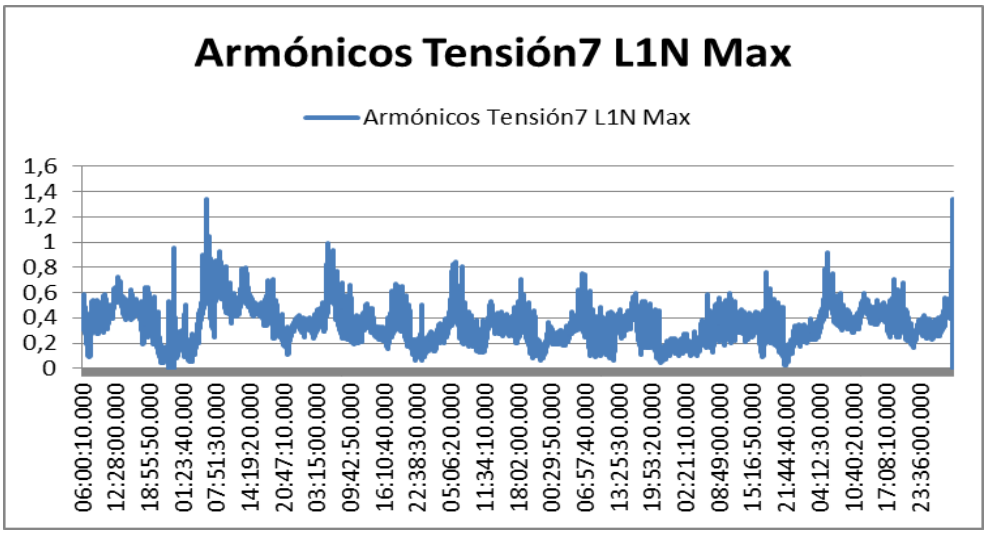
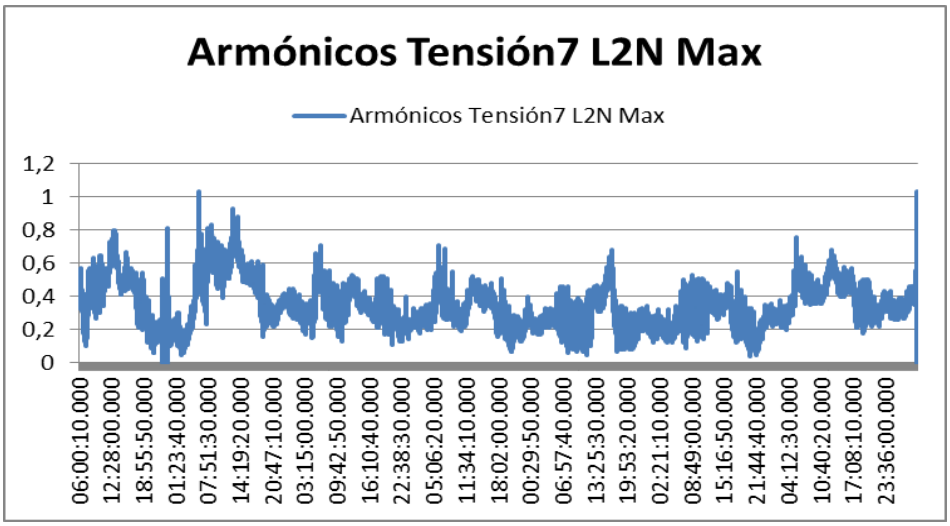
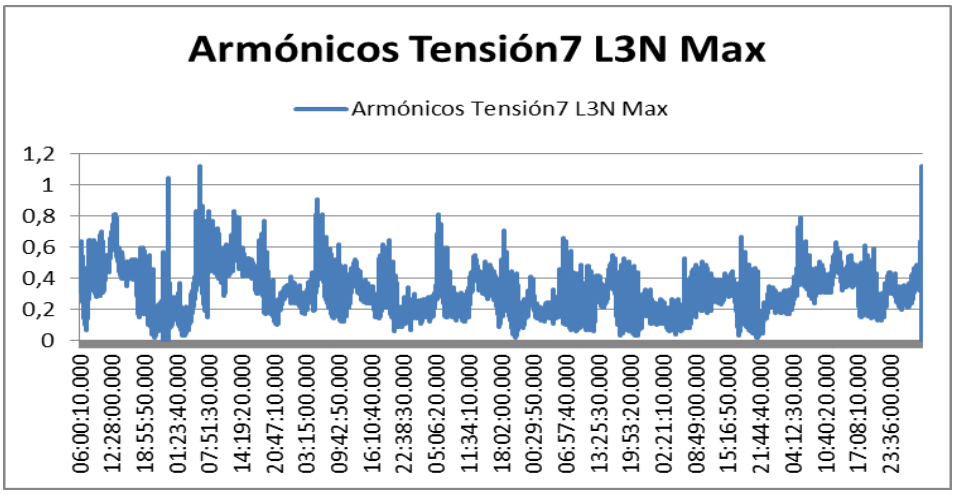

Armónicos Tensión5 NG Max
Armónicos Tensión5 NG Max
25
20
15
10
5
0
06:00:10.000
11:05:40.000
16:11:10.000
21:16:40.000
02:22:10.000
07:27:40.000
12:33:10.000
17:38:40.000
22:44:10.000
03:49:40.000
08:55:10.000
14:00:40.000
19:06:10.000
00:11:40.000
05:17:10.000
10:22:40.000
15:28:10.000
20:33:40.000
01:39:10.000
06:44:40.000
11:50:10.000
16:55:40.000
22:01:10.000
03:06:40.000
08:12:10.000
13:17:40.000
18:23:10.000
23:28:40.000
04:34:10.000
09:39:40.000
14:45:10.000
19:50:40.000
00:56:10.000

Figura 56. Armónicos en tensión de orden 7 para las tres fases






Armónicos Tensión7 L3N Max
Armónicos Tensión7 L3N Max
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

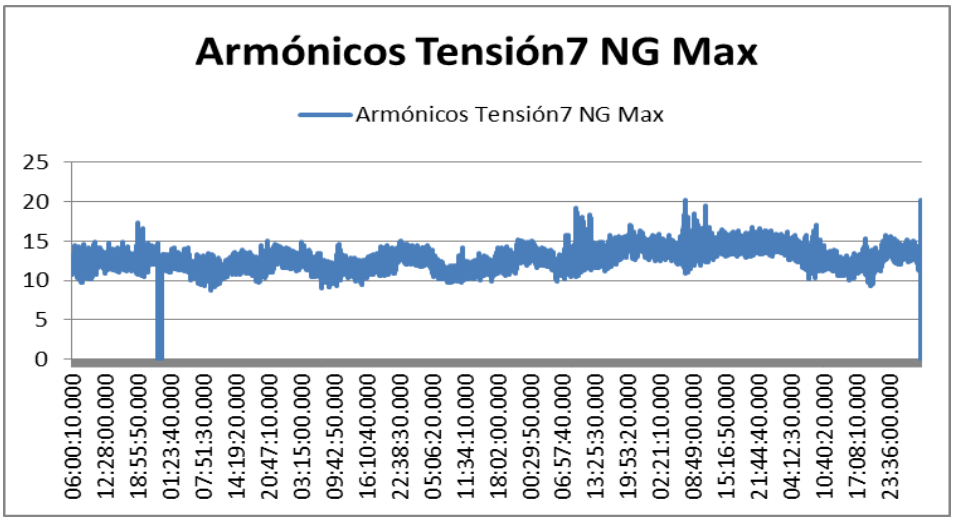
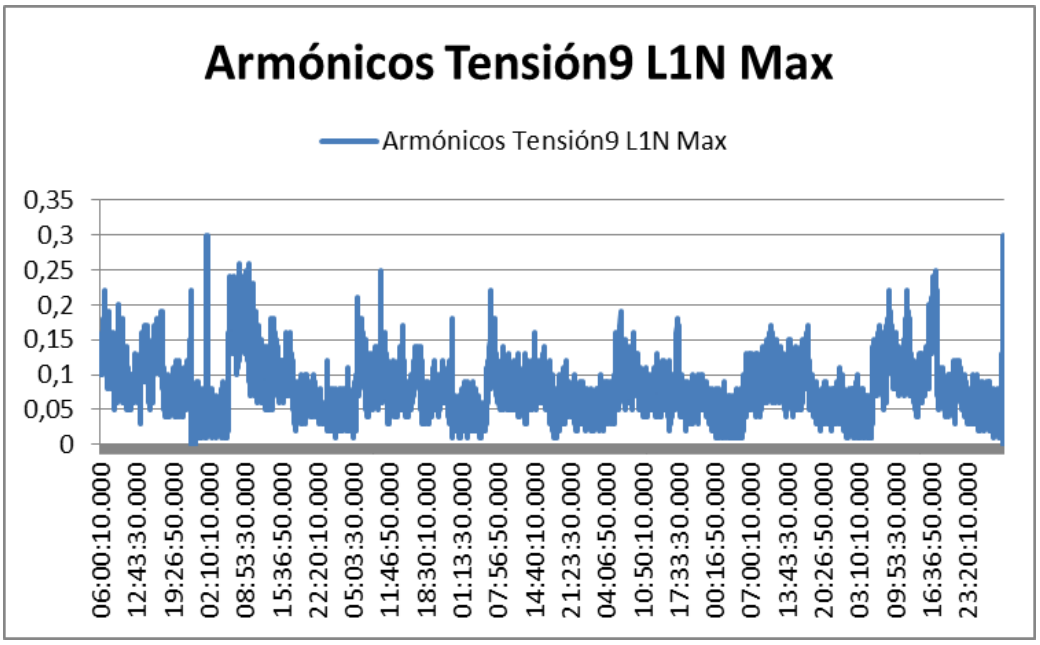
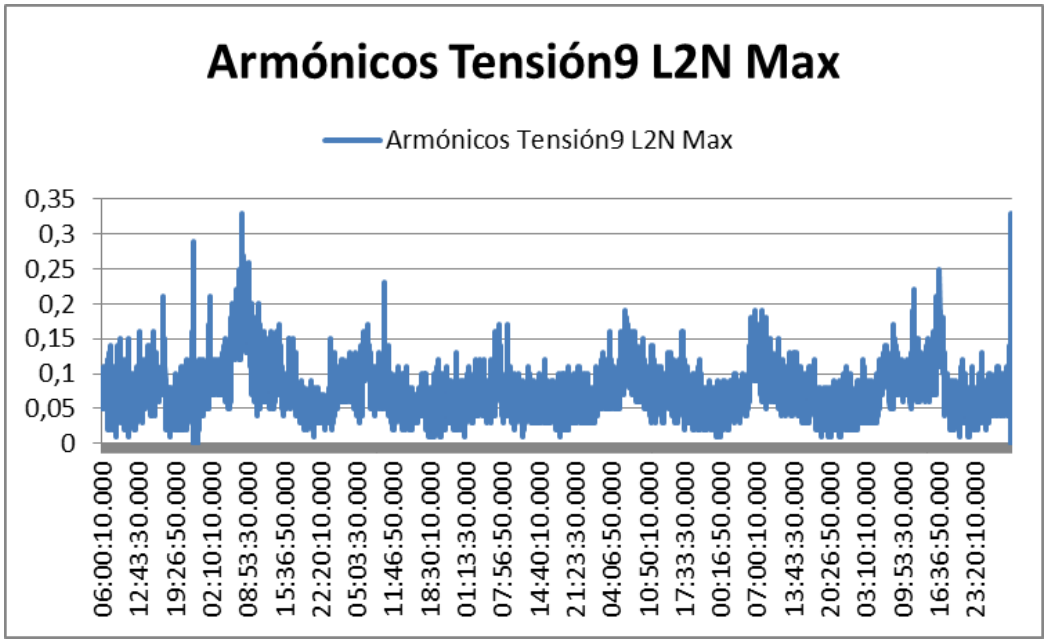
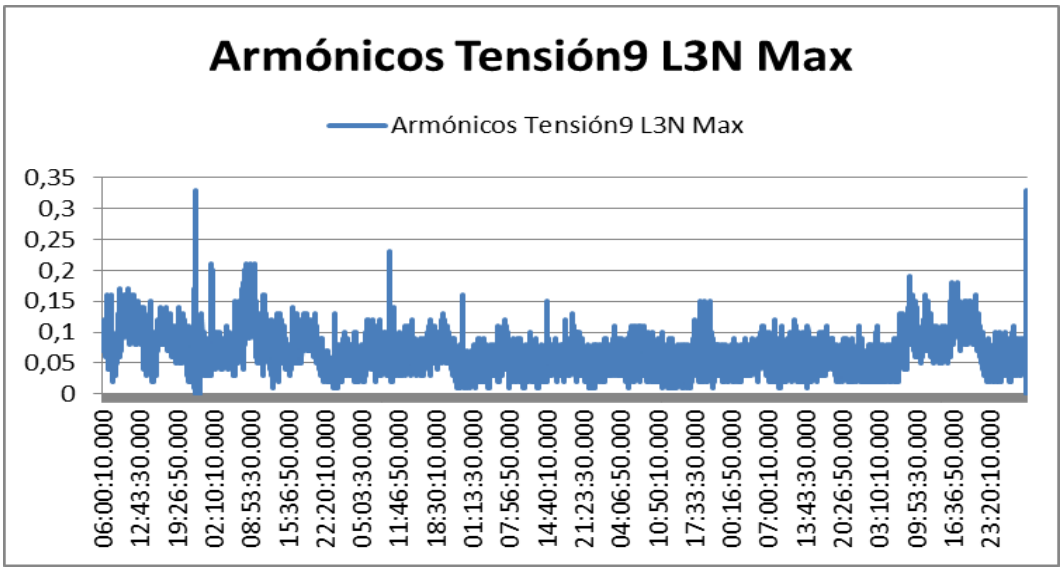

Armónicos Tensión7 NG Max
Armónicos Tensión7 NG Max
25
20
15
10
5
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 57. Armónicos en tensión de orden 9 para las tres fases






Armónicos Tensión9 L3N Max
Armónicos Tensión9 L3N Max
0,35
0,3
0,25
0,2
0,15
0,1
0,05
0
06:00:10.000
12:43:30.000
19:26:50.000
02:10:10.000
08:53:30.000
15:36:50.000
22:20:10.000
05:03:30.000
11:46:50.000
18:30:10.000
01:13:30.000
07:56:50.000
14:40:10.000
21:23:30.000
04:06:50.000
10:50:10.000
17:33:30.000
00:16:50.000
07:00:10.000
13:43:30.000
20:26:50.000
03:10:10.000
09:53:30.000
16:36:50.000
23:20:10.000

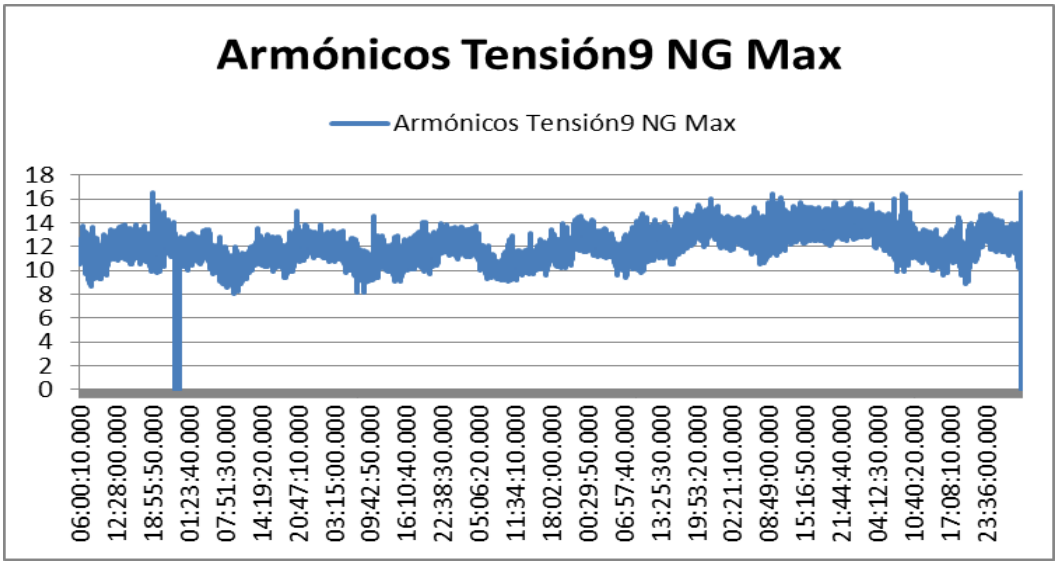
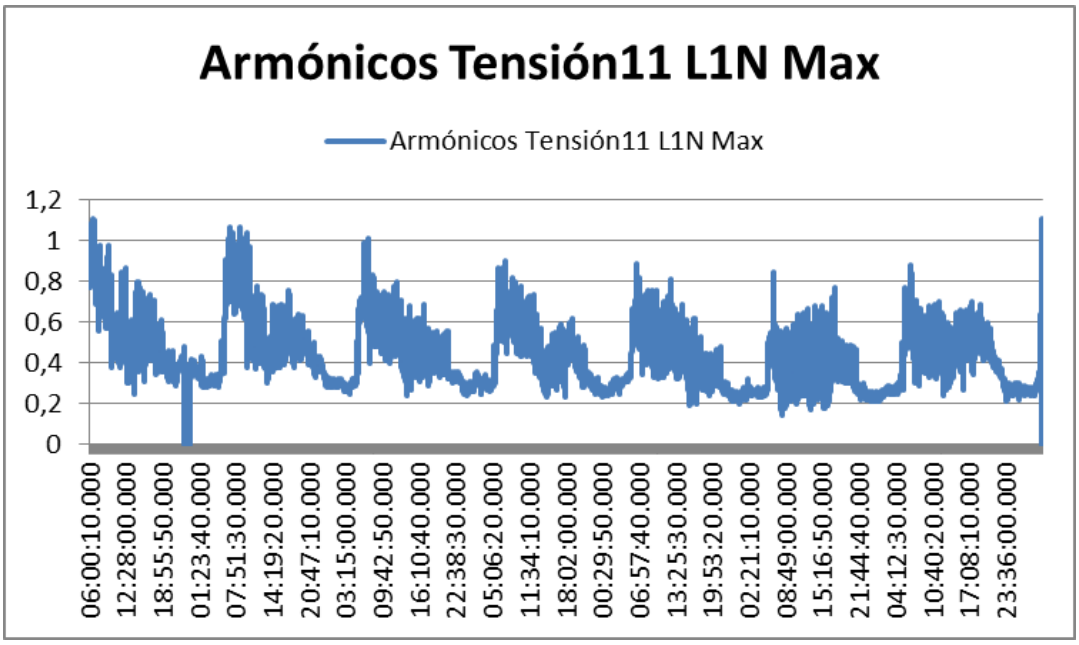
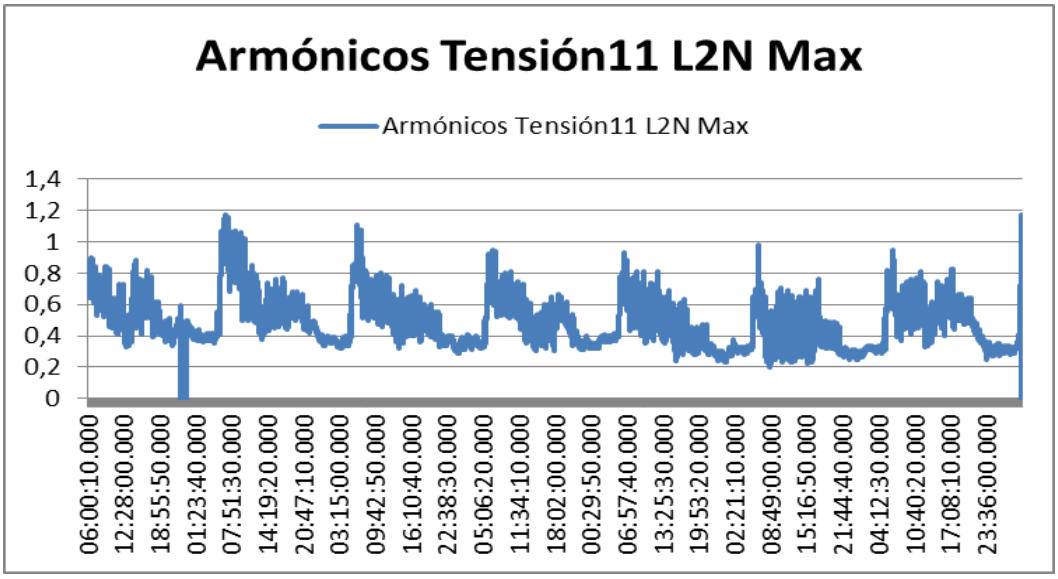
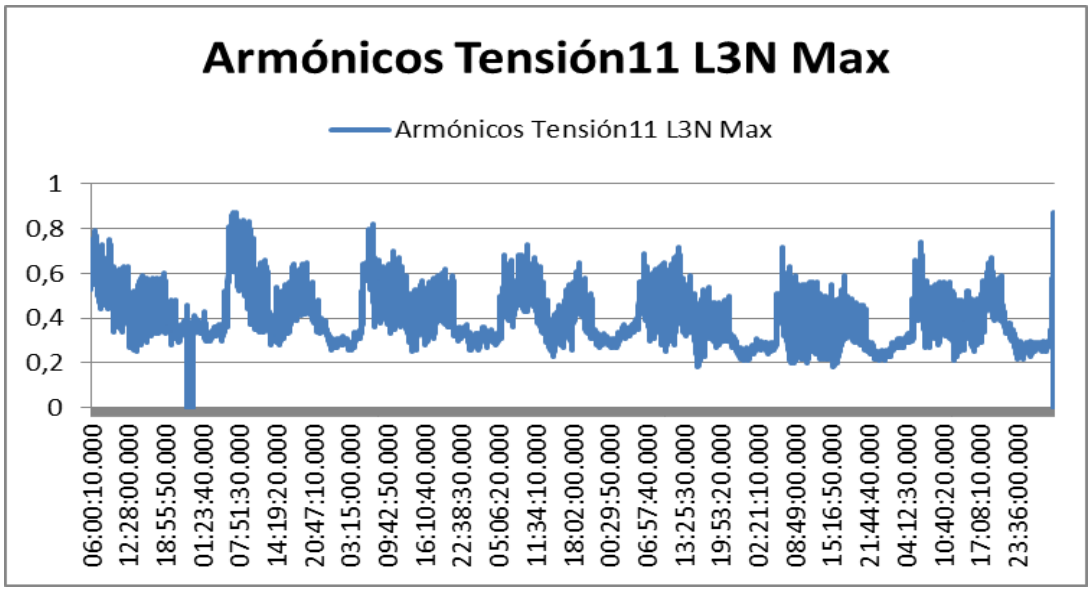

Armónicos Tensión9 NG Max
Armónicos Tensión9 NG Max
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 58. Armónicos en tensión de orden 11 para las tres fases






Armónicos Tensión11 L3N Max
Armónicos Tensión11 L3N Max
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

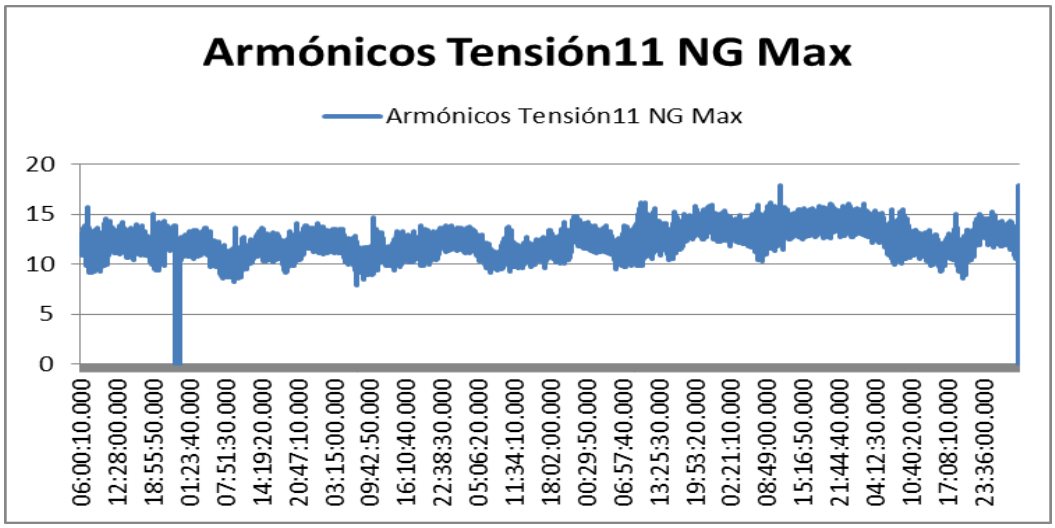
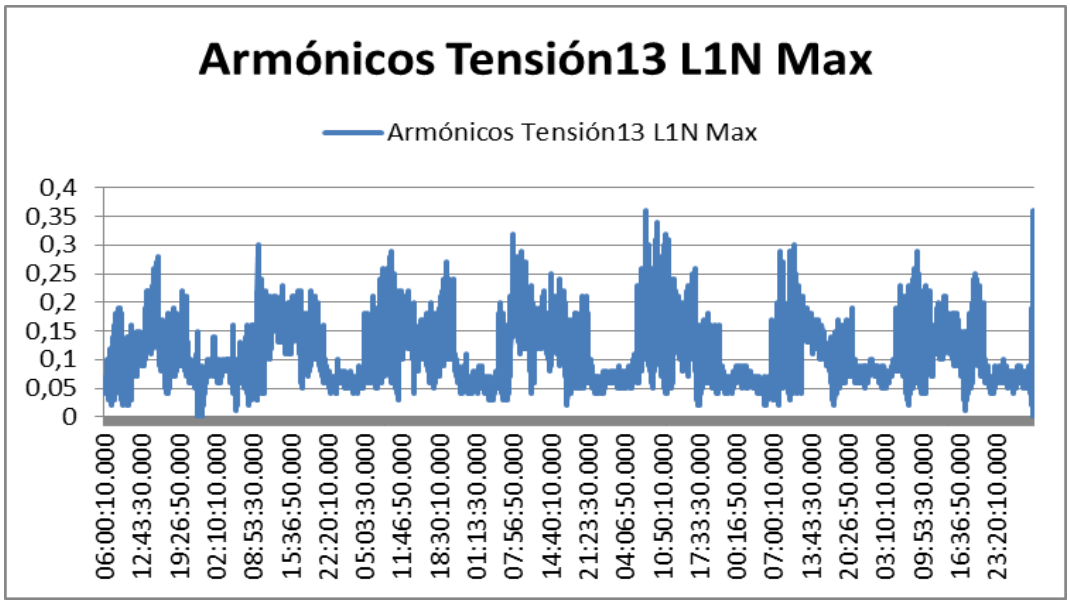
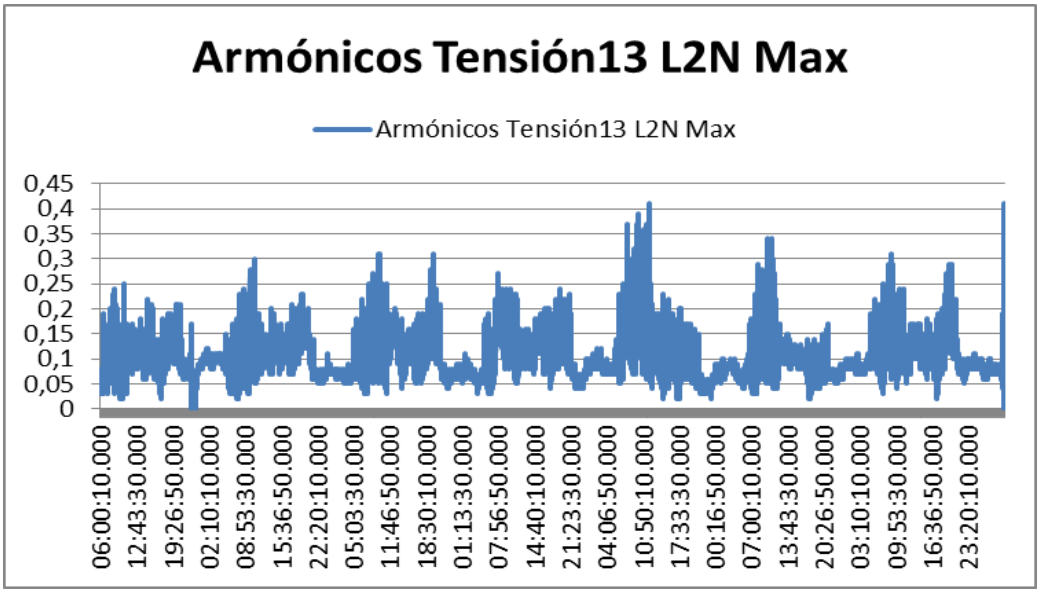
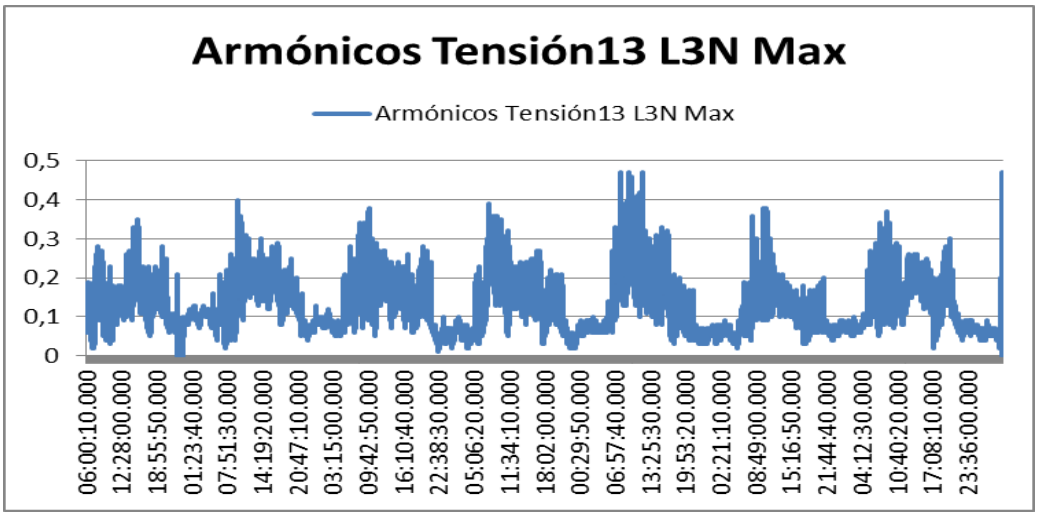
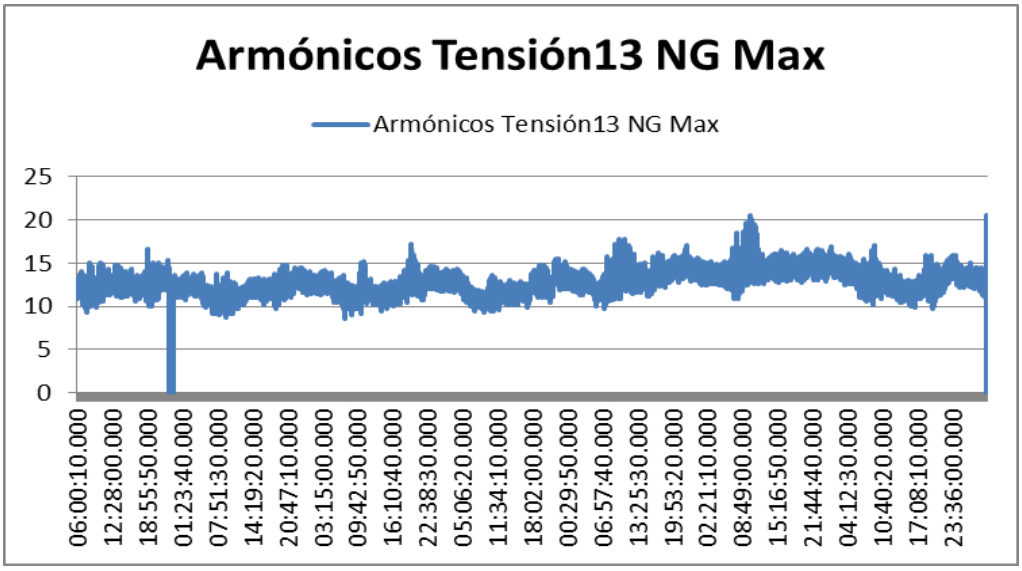

Armónicos Tensión11 NG Max
Armónicos Tensión11 NG Max
20
15
10
5
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 59. Armónicos en tensión de orden 13 para las tres fases









4.2.10.9 Armónicos de corriente

Distorsión armónica de corriente.

En la medición realizada se presenta una distorsión armónica, debido a las cargas no lineales, esta distorsión se hace más evidente en las corrientes que circulan por el conductor neutro, en la siguiente tabla se encuentran los valores máximos y

mínimos de corriente medidos en cada instante, circulantes por el conductor neutro.

Tabla 71. Corriente por el neutro.

Corriente por el neutro.		
	Ln RMS Min [A]	**Ln RMS Max [A]**
Min	0	0,3
Max	75,2	164,2

Las medidas obtenidas se comparan con los valores de la tabla 39, es decir ese es el valor de referencia el cual no debe ser superior.

El cálculo de la corriente IL, es la corriente de demanda máxima, siendo esta la mayor de todas las corrientes RMS de cada fase.

Tabla 72. Corrientes máximas RMS.

Corrientes máximas RMS por fases, en muestras cada 10 minutos.		
Corriente L1 Max [Arms]	Corriente L2 Max [Arms]	Corriente L3 Max [Arms]
302,0964407	237,9901255	206,3374081

Y con esa corriente se obtiene la TDD basados en la fórmula de la NTC 5001.

$$TDD_i = THD_i \frac{I_{RMS}^i}{I_L \quad 1 + THD_i^2}$$

Dónde:

THD_i Es el i-ésimo valor de THD

TDD_i Es el i-ésimo valor de TDD

I_L Es la corriente de demanda máxima

I_1^i Es la componente fundamental de la i-ésima corriente medida

I_{RMS}^i Es la i-ésima corriente eficaz medida

La evaluación de la distorsión armónica, se realiza siguiendo la recomendación de la norma NTC 5001 en intervalos de 10 min, con el periodo de medición de una semana, los porcentajes de distorsión son los siguientes:

Tabla 73. Distorsión total demanda de corriente.

TDD % L1	TDD % L2	TDD %L3
0,780851664	0,596705321	0,552261051

La máxima TDD está en L1 con un porcentaje de 0,78085%, ahora se hace el análisis de la relación Isc/IL para verificar la TDD máxima permitida por la norma NTC 5001.

Luego Isc/IL dónde IL= 302,096 Arms

Y Isc= 32 kA luego la relación es de 103.89 este valor se revisa en la tabla que da la norma, y la medida es de una semana la norma permite una TDD de 15.

Al comparar con los valores de referencia de la tabla dada por la NTC, el valor obtenido (0,78085%) es inferior a lo que establecido por la norma, por tanto se están cumpliendo con los límites de distorsión determinados por la normatividad.

Figura 60. Registro del día 18-11-14 desde las 22:45 hasta las 23:45

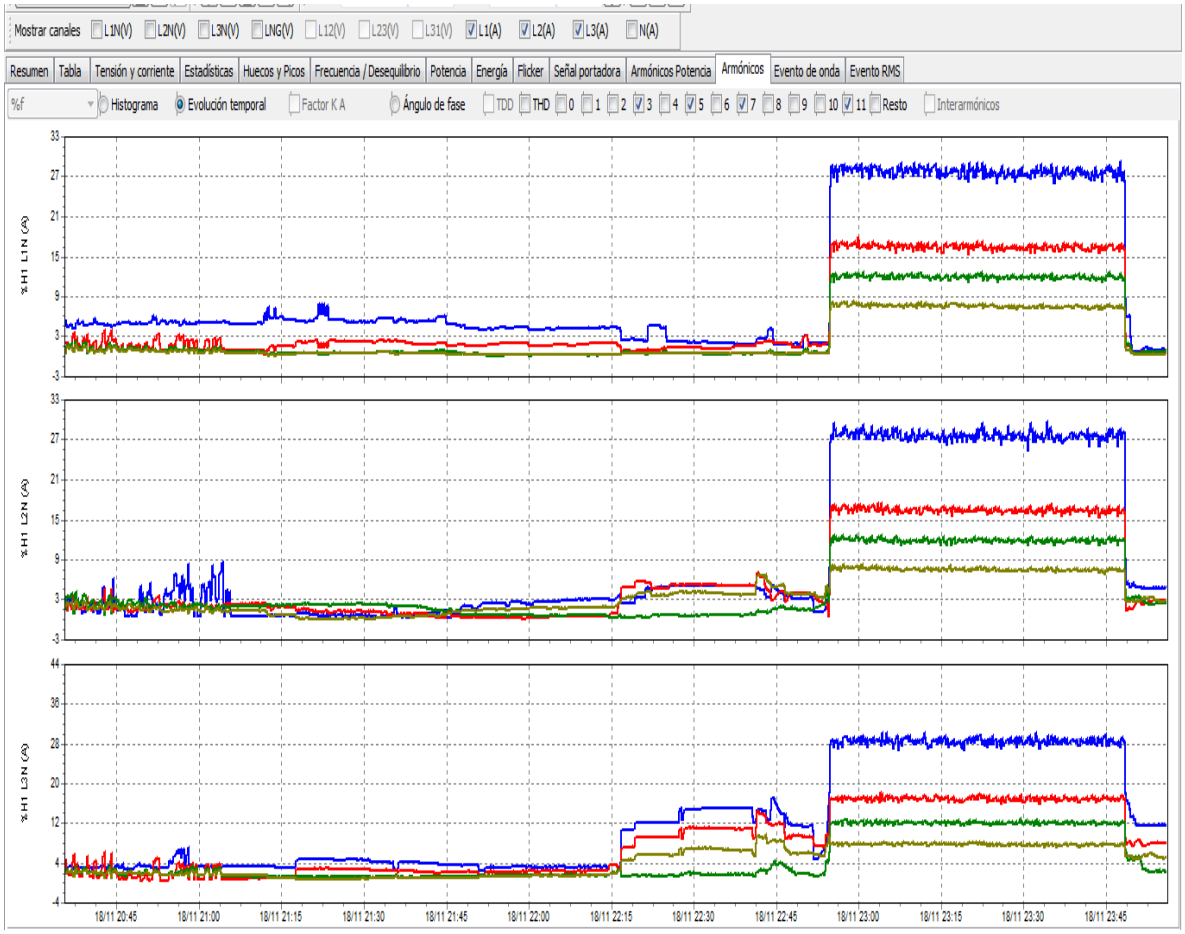
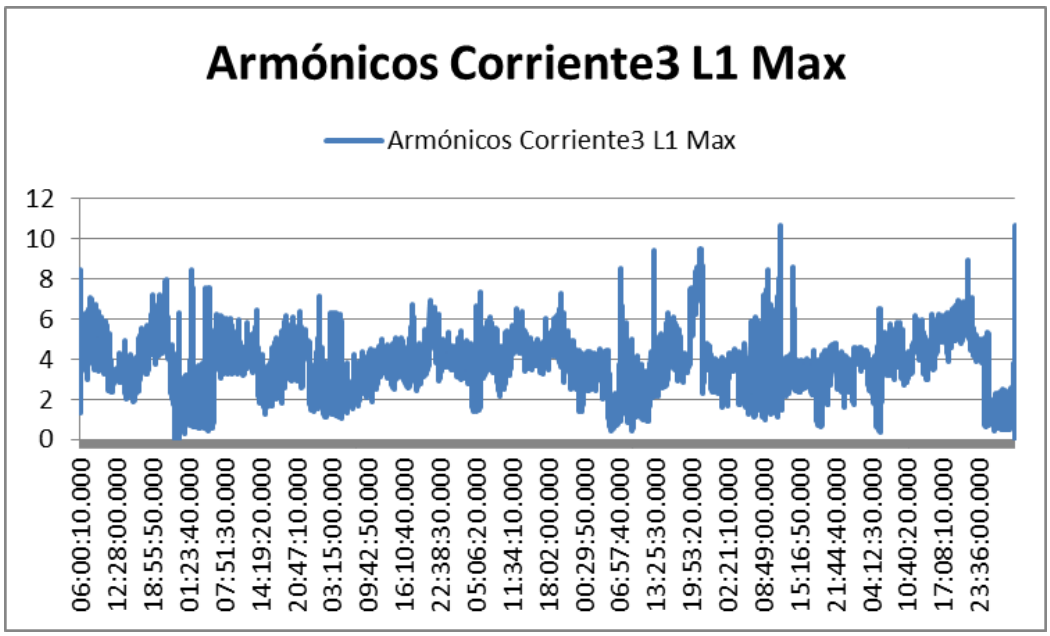
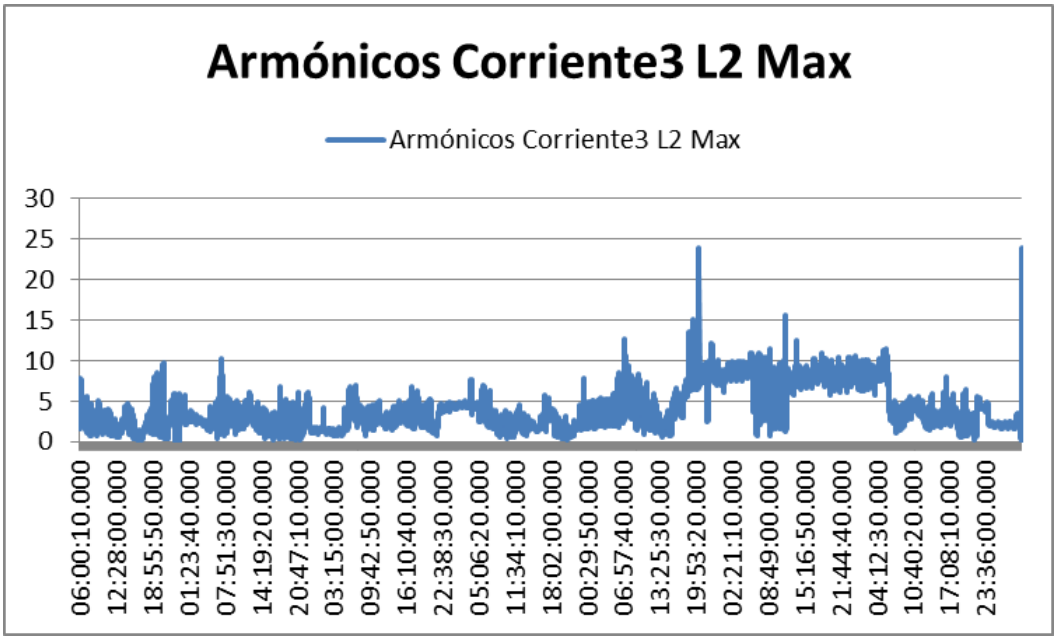
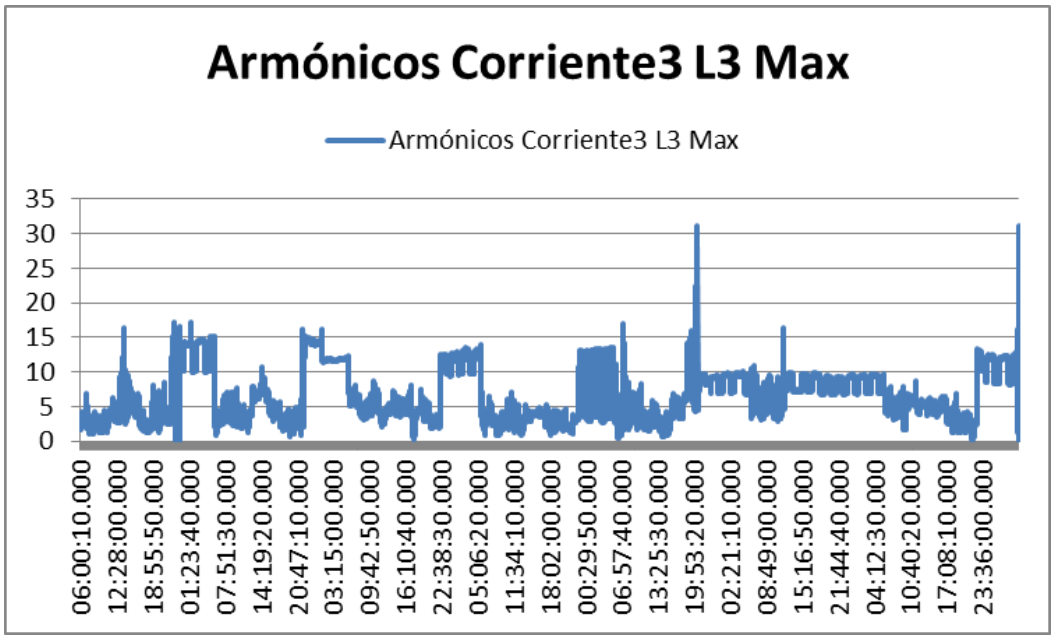


Figura 61. Armónicos en corriente de orden 3 para las tres fases






Armónicos Corriente3 L3 Max
Armónicos Corriente3 L3 Max
35
30
25
20
15
10
5
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

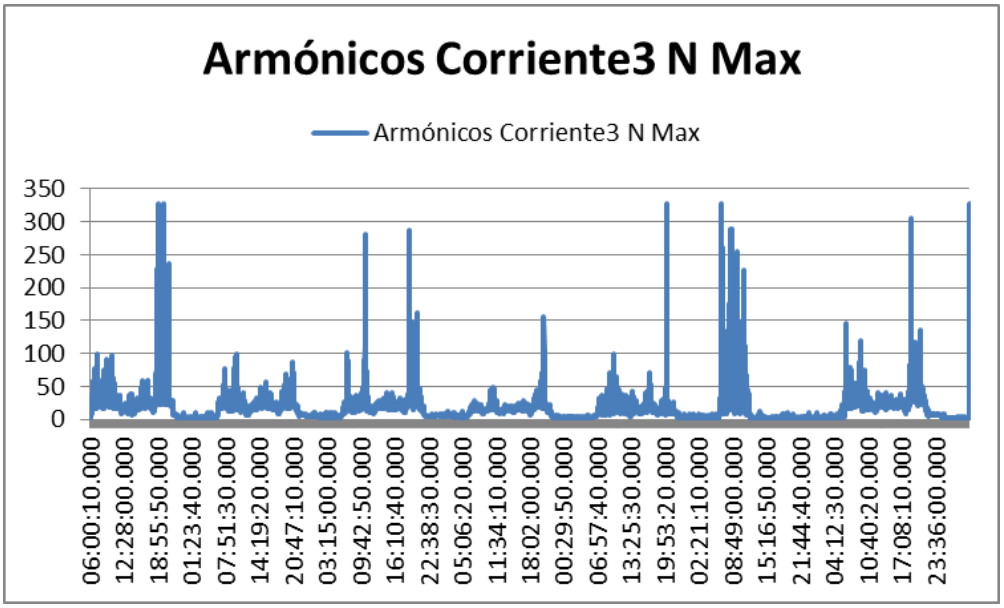
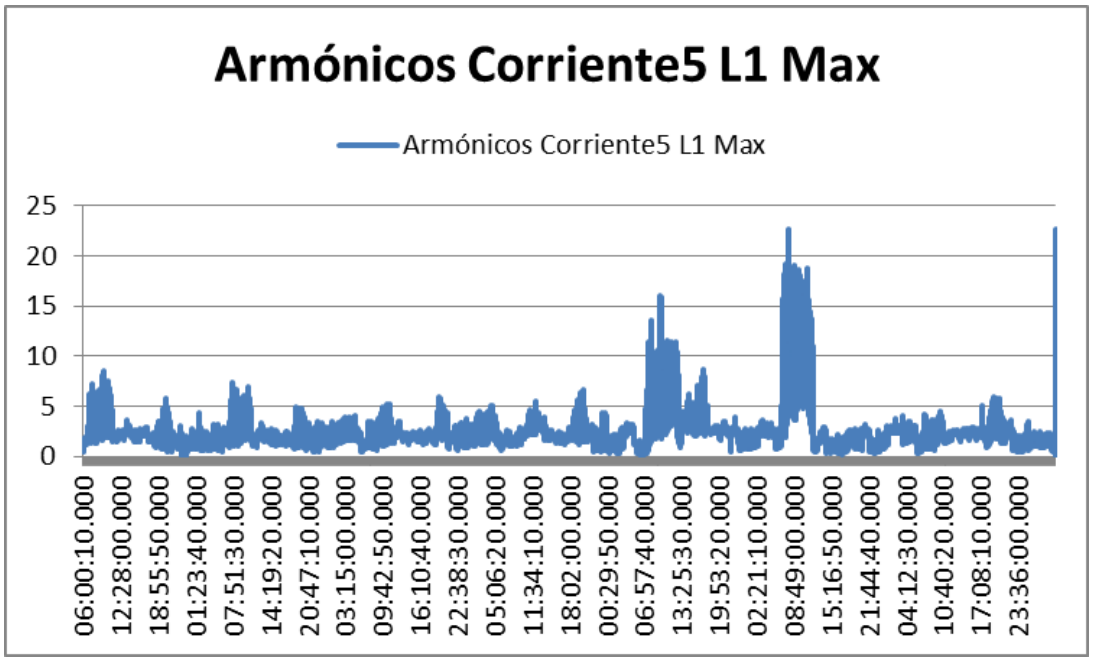
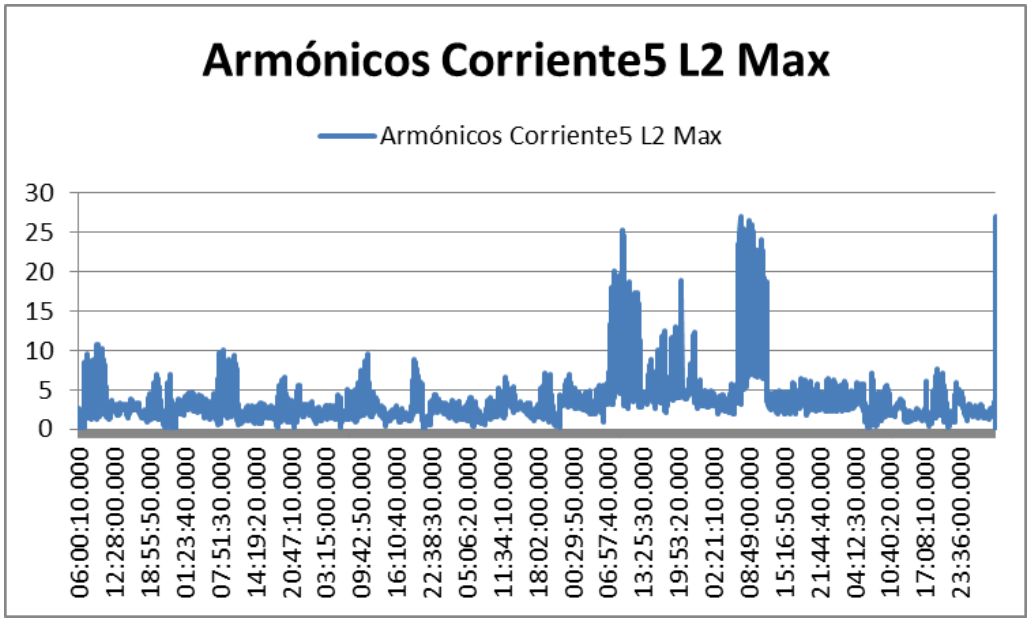
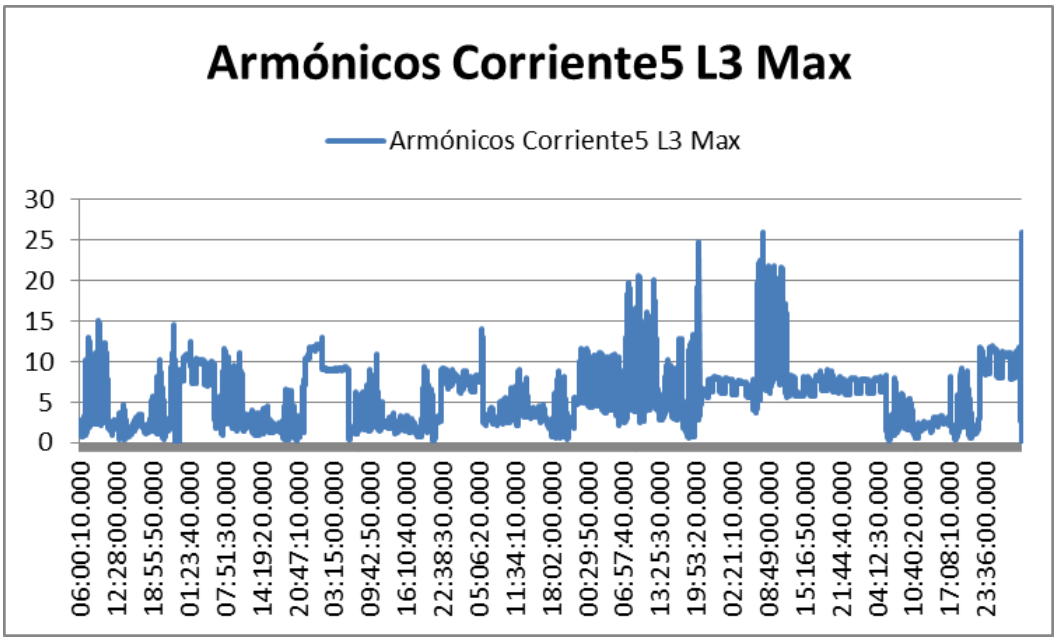

Armónicos Corriente3 N Max
Armónicos Corriente3 N Max
350
300
250
200
150
100
50
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 62. Armónicos en corriente de orden 5 para las tres fases






Armónicos Corriente5 L3 Max
Armónicos Corriente5 L3 Max
30
25
20
15
10
5
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

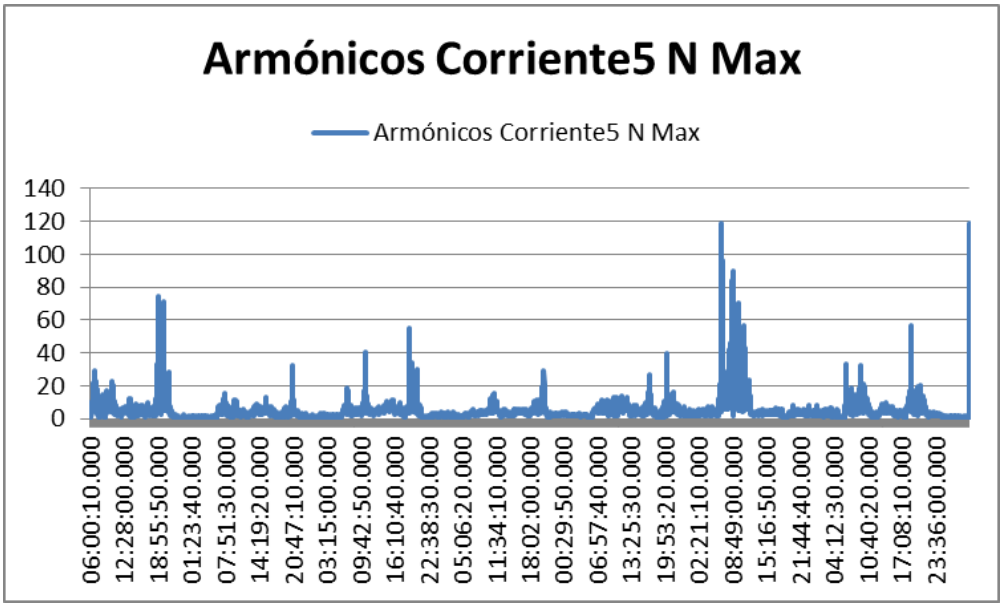
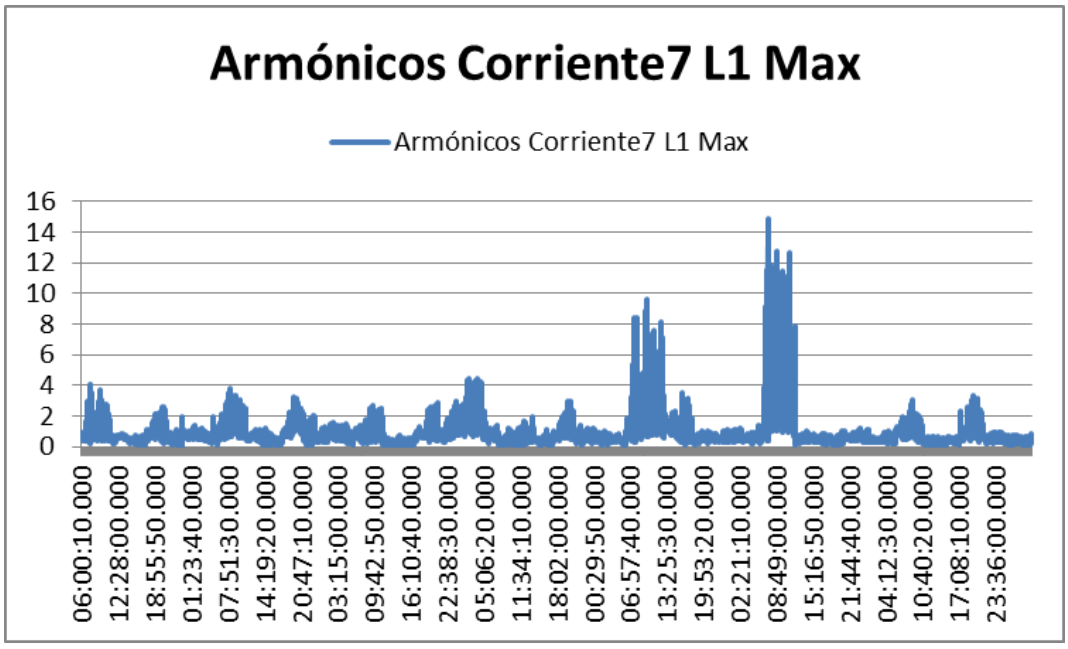
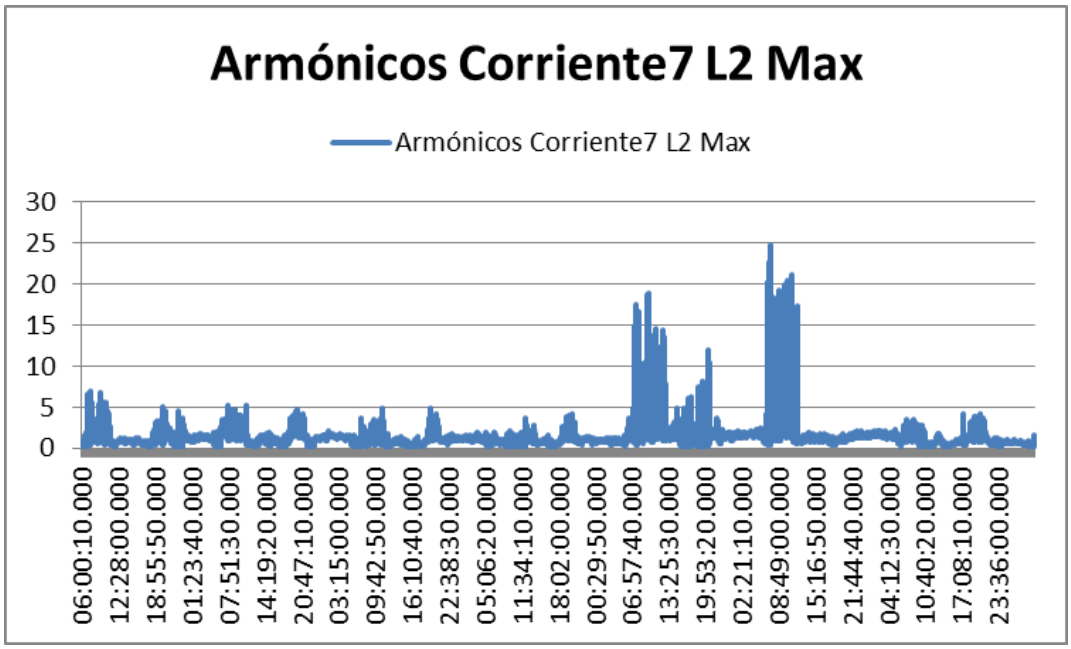
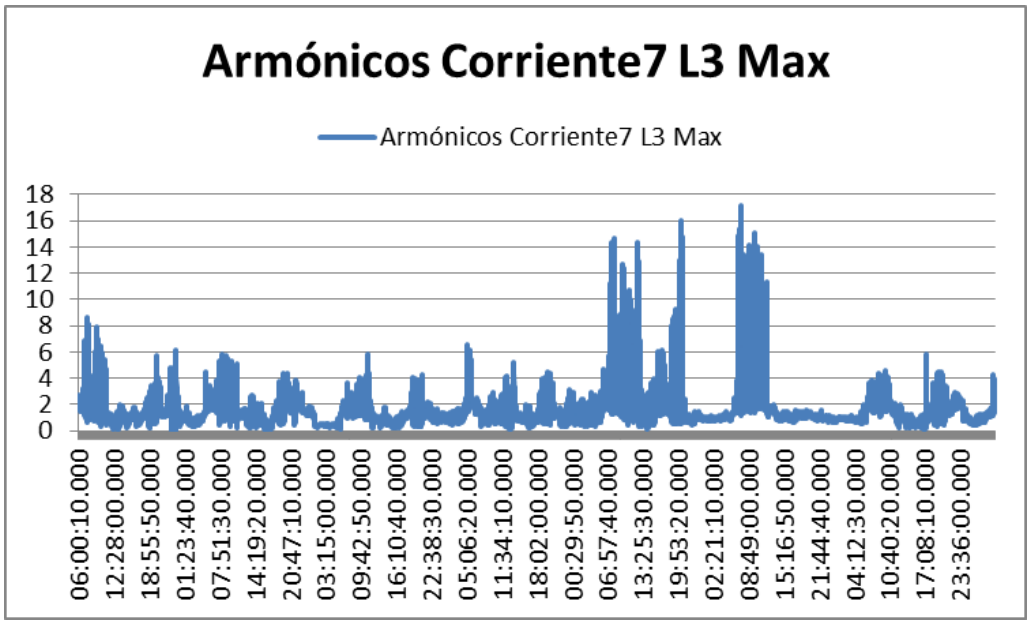

Armónicos Corriente5 N Max
Armónicos Corriente5 N Max
140
120
100
80
60
40
20
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 63. Armónicos en corriente de orden 7 para las tres fases






Armónicos Corriente7 L3 Max
Armónicos Corriente7 L3 Max
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

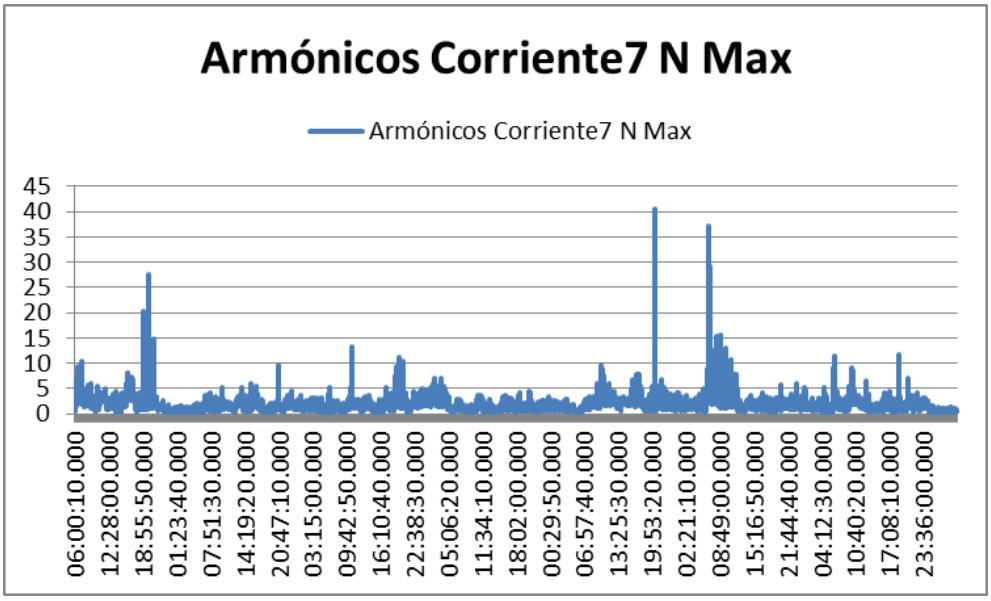
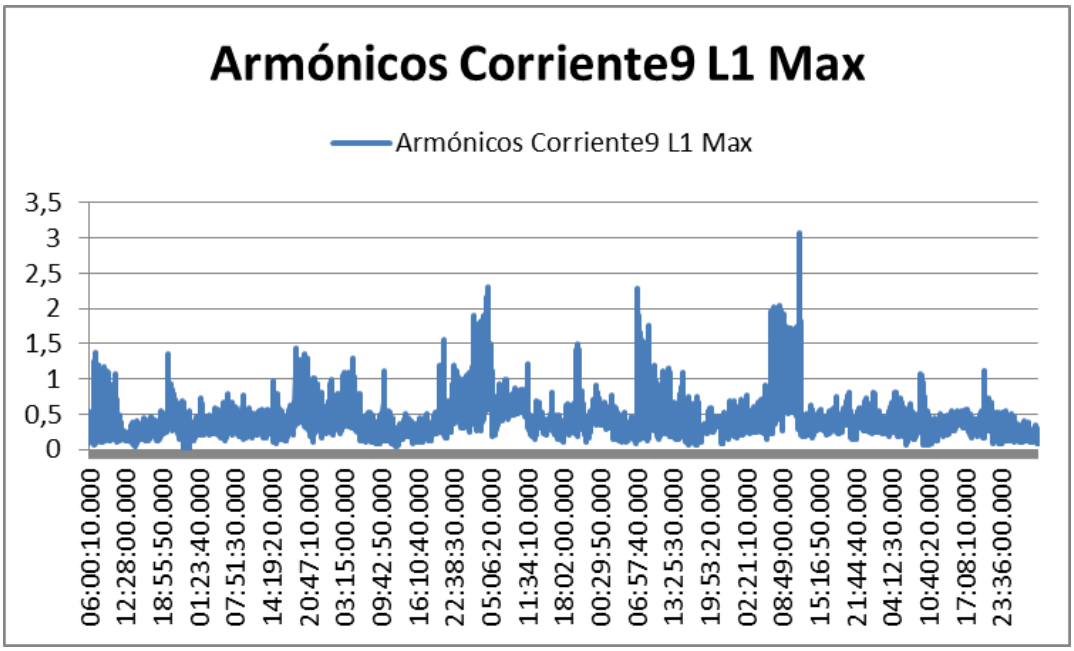
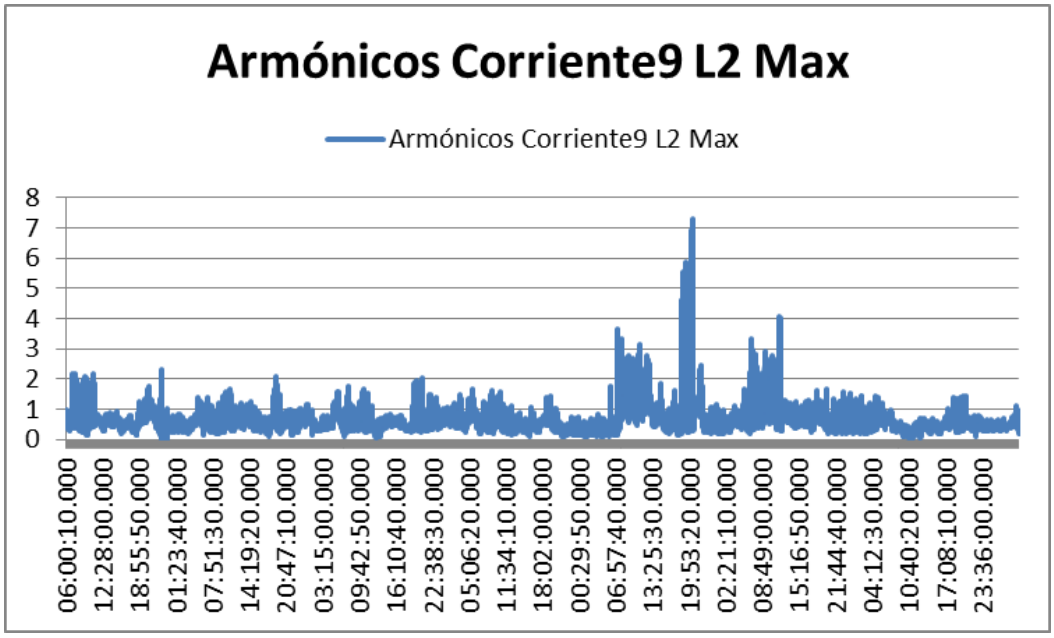
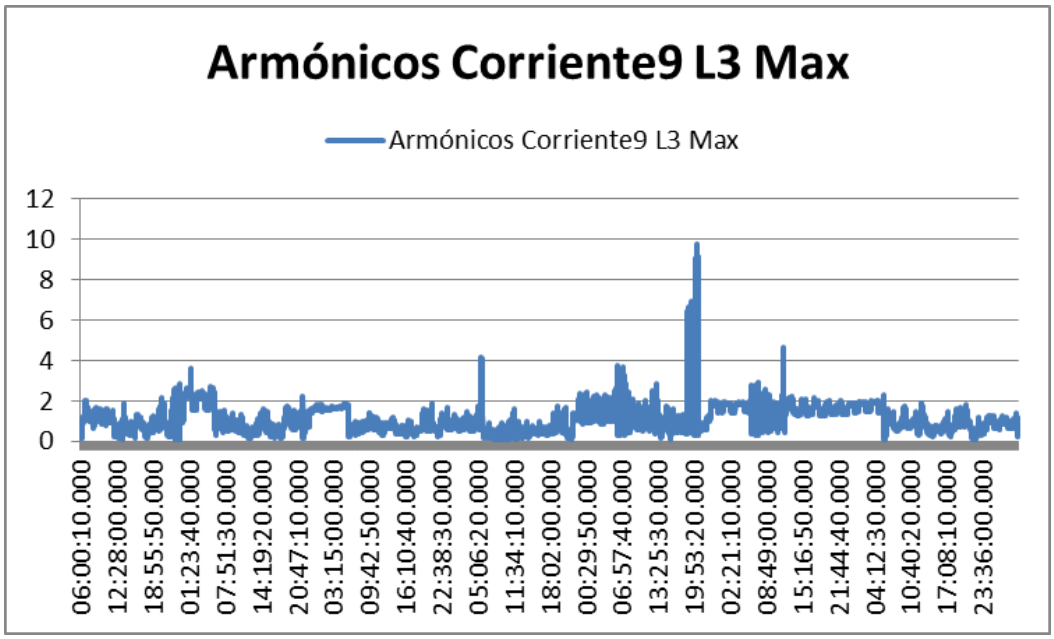

Armónicos Corriente7 N Max
Armónicos Corriente7 N Max
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 64. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases






Armónicos Corriente9 L3 Max
Armónicos Corriente9 L3 Max
12
10
8
6
4
2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

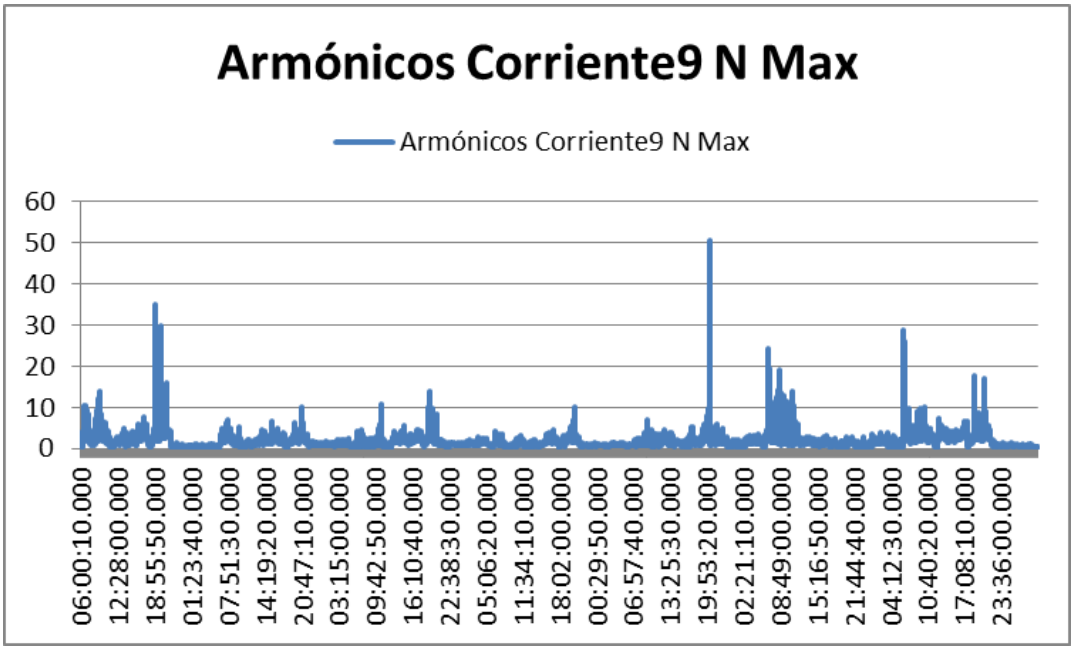
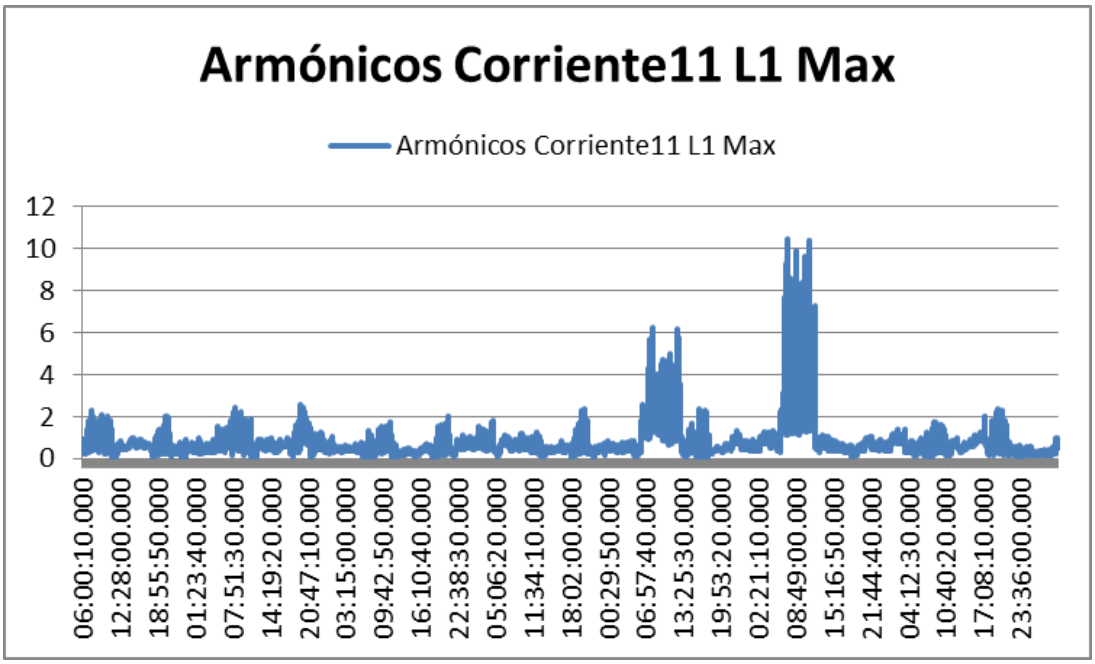
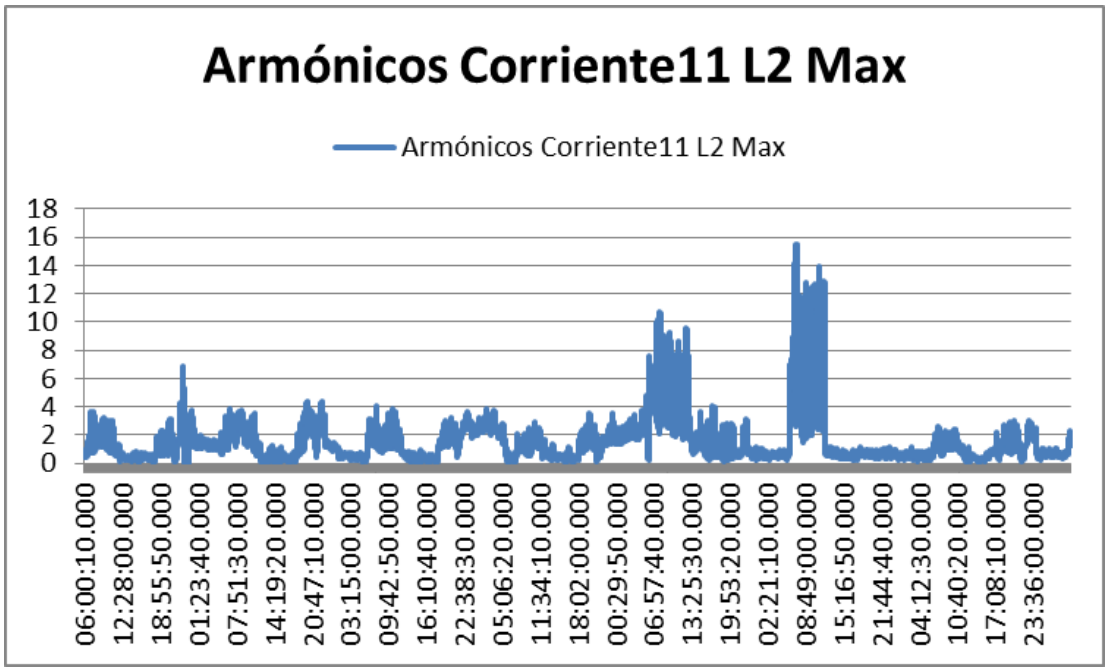
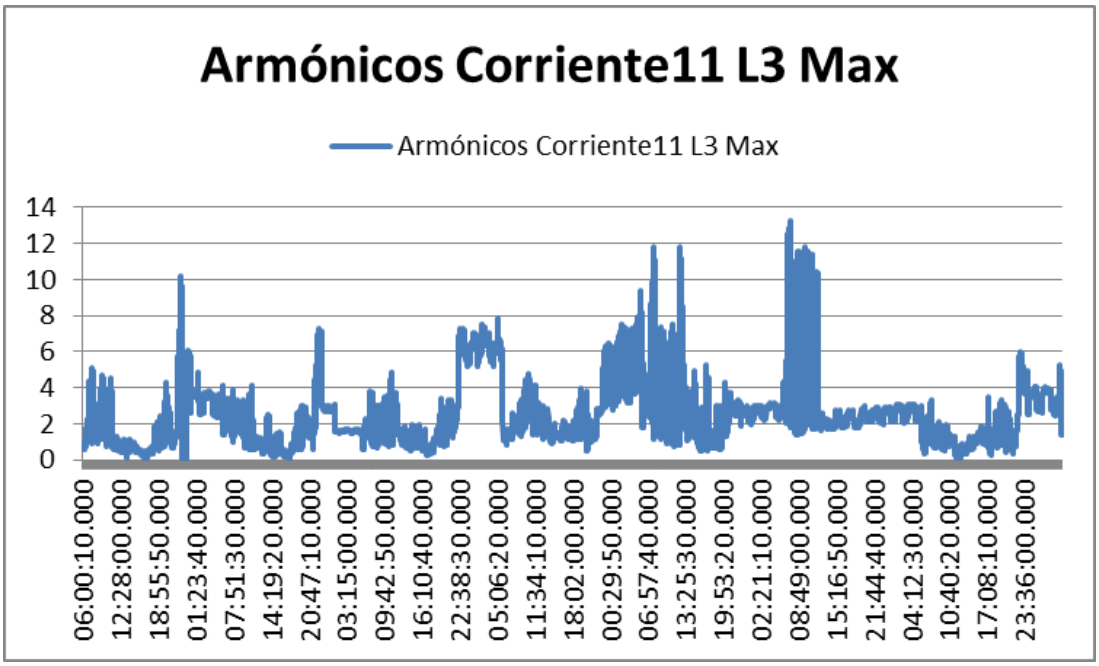

Armónicos Corriente9 N Max
Armónicos Corriente9 N Max
60
50
40
30
20
10
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 65. Armónicos en corriente de orden 11 para las tres fases






Armónicos Corriente11 L3 Max
Armónicos Corriente11 L3 Max
14
12
10
8
6
4
2
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

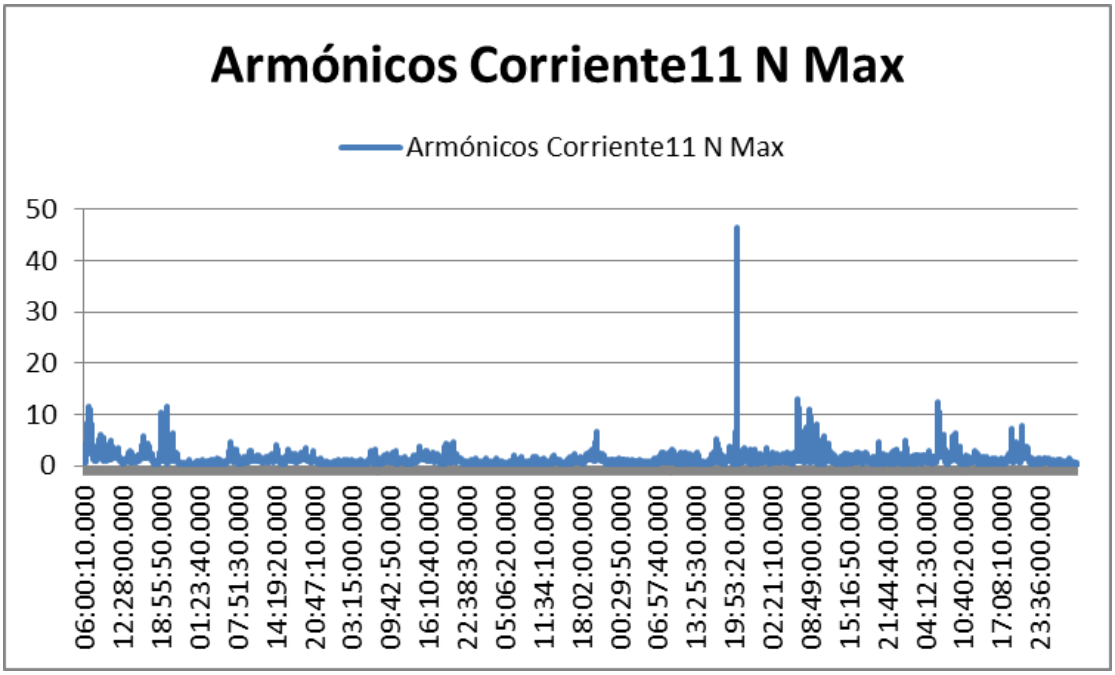
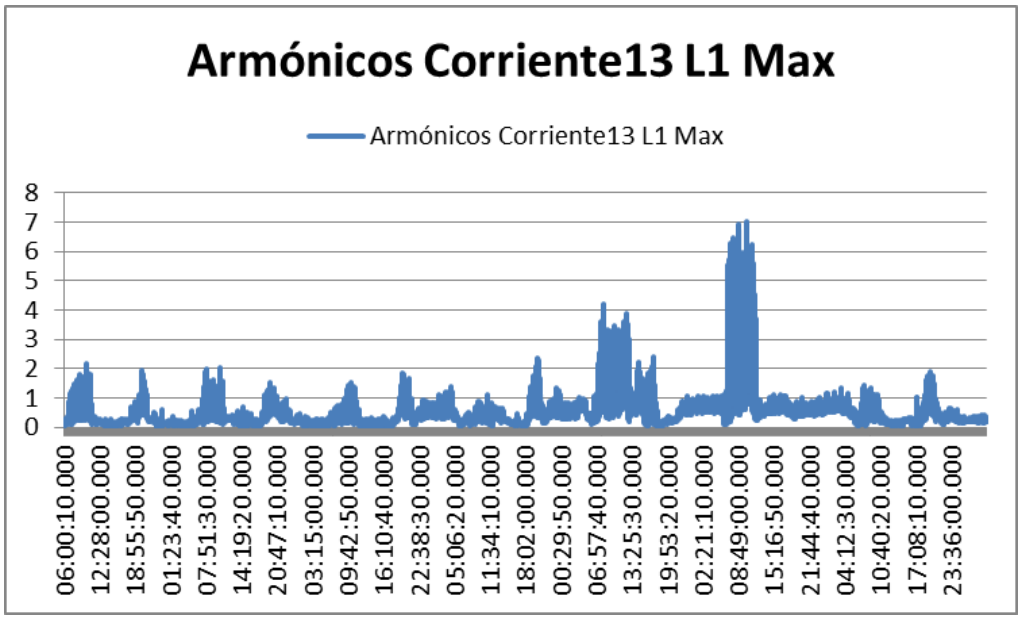
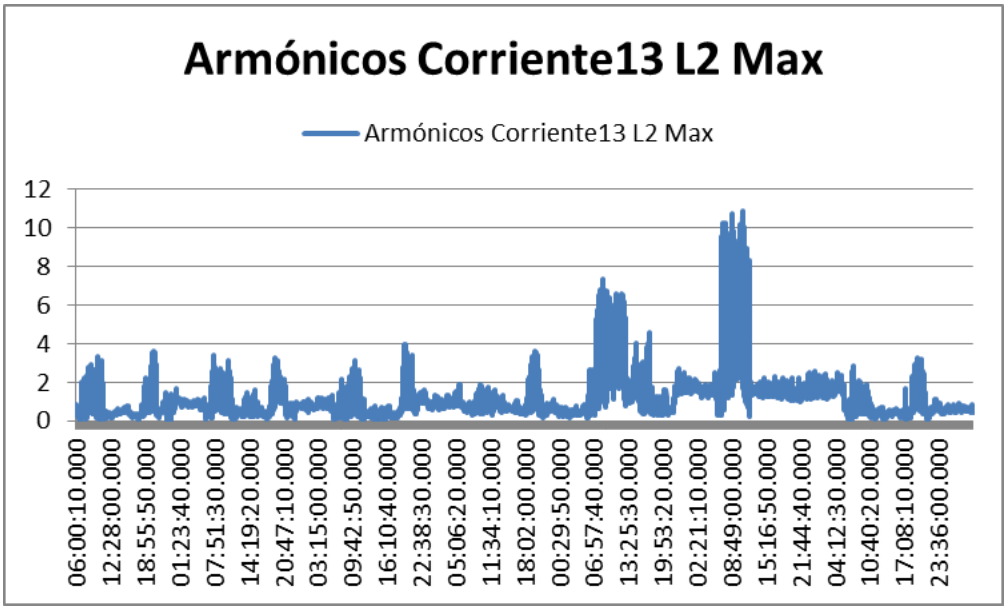
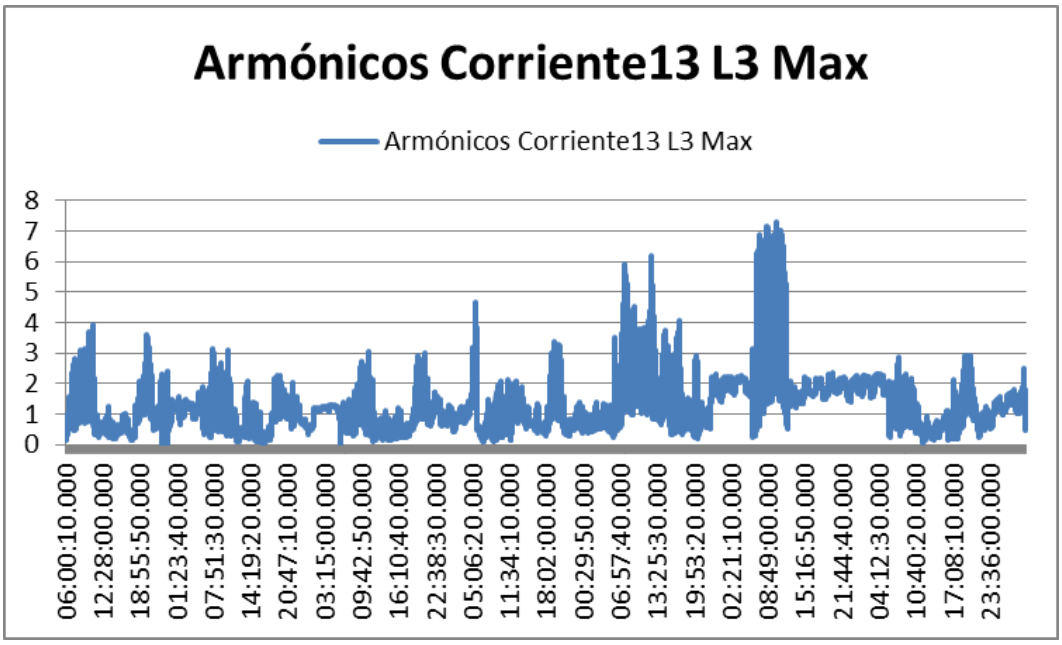
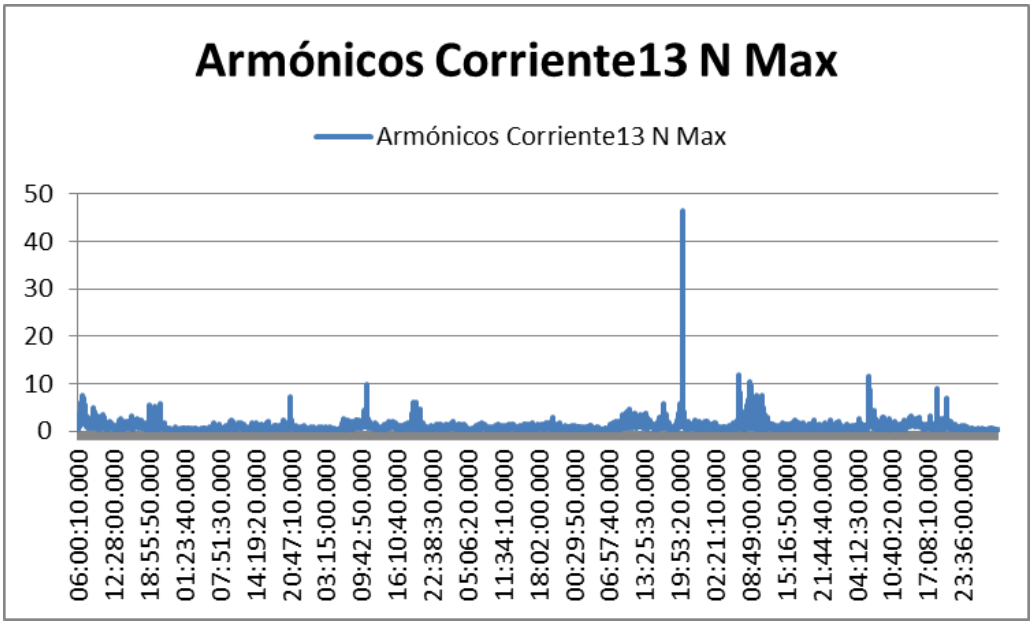

Armónicos Corriente11 N Max
Armónicos Corriente11 N Max
50
40
30
20
10
0
06:00:10.000
12:28:00.000
18:55:50.000
01:23:40.000
07:51:30.000
14:19:20.000
20:47:10.000
03:15:00.000
09:42:50.000
16:10:40.000
22:38:30.000
05:06:20.000
11:34:10.000
18:02:00.000
00:29:50.000
06:57:40.000
13:25:30.000
19:53:20.000
02:21:10.000
08:49:00.000
15:16:50.000
21:44:40.000
04:12:30.000
10:40:20.000
17:08:10.000
23:36:00.000

Figura 66. Armónicos en corriente de orden 9 para las tres fases









4.2.10.10 Muescas de tensión (*Notches*): A partir de lo establecido en la tabla 42se puede descartar la presencia de muescas de tensión debido a que la THD (Tensión) en el sistema es mucho menor a la recomendada por la norma como lo muestra la siguiente tabla.

Tabla 74. Distorsión Armónica Total.

Distorsión armónica total		
THDv % L1N	THDv % L2N	THDv % L3N
1.904774945	1.79091501	1.713136898

Como la subestación analizada se considera un Sistema General se tiene que la THD (Tensión) debe ser como máximo del 5%, el cual no es superado por la THD de la subestación.

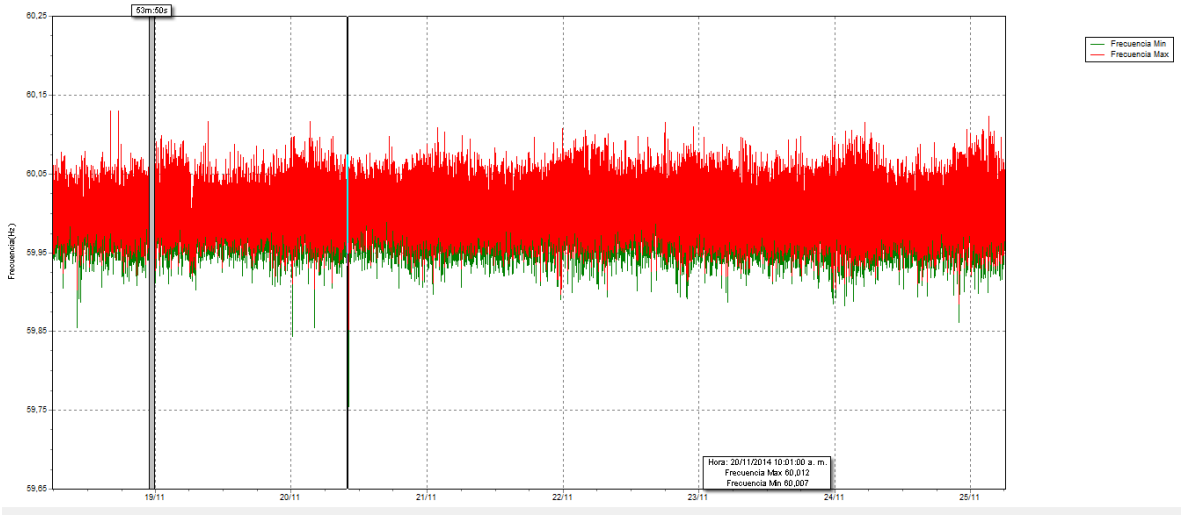
4.2.10.11 Variaciones de frecuencia: La frecuencia nominal de servicio es de 60 Hz, los valores de referencia de frecuencia son dados por la tabla 6 de la NTC 5001.

La medición se realizó durante una semana, y la carga pertenece a un sistema interconectado, se tiene que el 95% de los datos tomados en la semana debe estar dentro del rango de frecuencias mínimo y máximo de 59,8 Hz < Frecuencia < 60,2 Hz, en la siguiente tabla y gráfica, se registran las frecuencias medidas en el transcurso de la semana.

Tabla 75. Frecuencias máximas y mínimas.

	Muestras completas	
	Frecuencia Min [Hz]	Frecuencia Max [Hz]
Min	59,755	59,829
Max	60,123	60,126

Figura 67. Frecuencia durante el 100% de la semana.



Respecto a los anteriores registros se toma el percentil al 95% para determinar la frecuencia y compararla con la norma.

Tabla 76. Frecuencia percentil 95%.

Máxima frecuencia en ventana de 10 minutos.
60,0543814 HZ

Esto quiere decir que la frecuencia del sistema está dentro del rango de frecuencias permitidas por la norma.

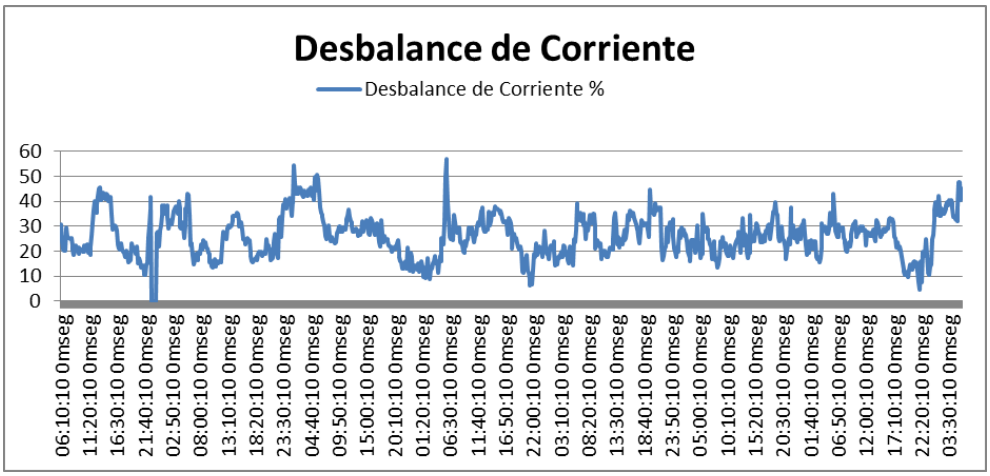
4.2.10.12 Desbalance en corriente. Bajo condiciones de operación normal, la norma NTC 5001 recomienda que el desbalance en corriente debe cumplir con los valores mostrados a continuación durante el 95% del tiempo.

Tensión > 62 kV	Desbalance en corriente ≤ 5 %.
Tensión ≤ 62 kV	Desbalance en corriente ≤ 20 % (IEEE 446 1995 Orange Book)

Para el caso de esta medición se toma un desbalance de corriente menores o iguales al 20%.

Se realiza el muestreo con los datos arrojados por el instrumento de medida FLUKE 430-II con una ventana de agregación de 10 minutos y se tiene la siguiente grafica durante la semana de muestreo.

Figura 68. Desbalance de Corriente Total Muestras.



Para determinar el desbalance de corriente se toma el percentil al 95% de los datos como lo indica la norma y se obtiene el siguiente resultado.

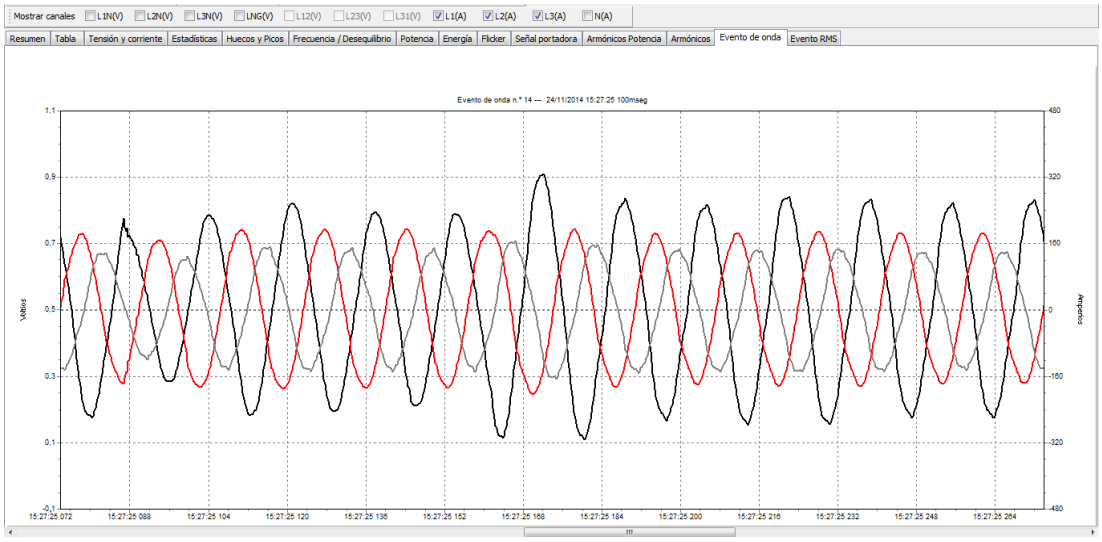
Tabla 77. Valor de desbalance de corriente.

Desbalance de corriente	Valor referencia Norma
41,14%	<= 20 %

La anterior tabla muestra que hay problemas por desbalances de corriente, la cual en condiciones críticas puede hacer disparos involuntarios de las protecciones; este desbalance se pudo dar debido a cargas desbalanceadas en las instalación eléctrica de los usuarios, o por presentar asimetrías en las impedancias de línea.

En la siguiente grafica se puede observar, como la corriente L1 presenta mayor amplitud, a las demás en un instante de tiempo, aunque esto se mantiene durante la medición realizada en una semana.

Figura 69. Registro día 24-11-14 Hora 15:27:25.



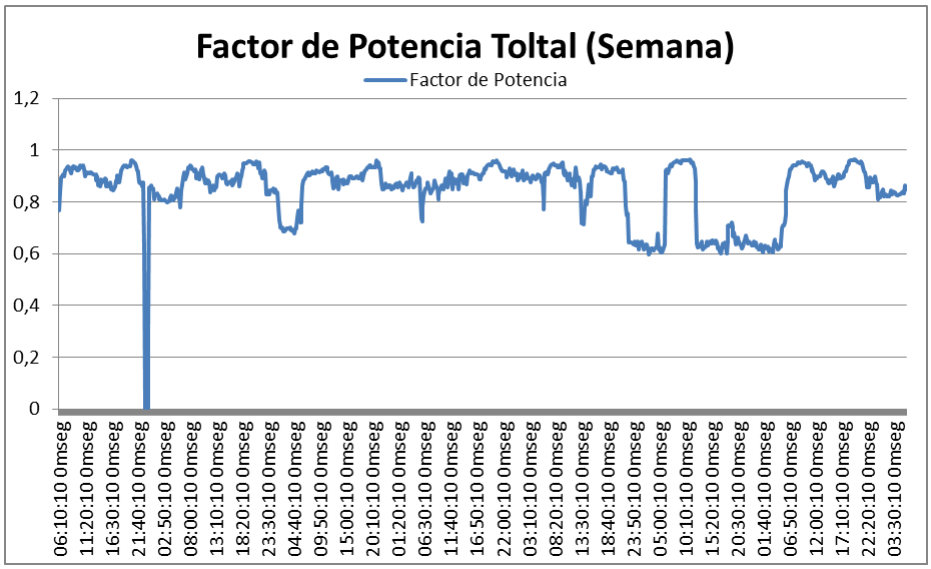
La anterior figura nos muestra la posible falla que hay en desbalance de corriente, debido que las corrientes no estan balanceadas en su totalidad.

4.2.10.13 Factor de potencia: Según la norma NTC 5001 del 2008, Bajo condiciones de operación normal, el factor de potencia debe permanecer durante el 95% entre el 0,9 y 1.

En la siguiente figura se representara el factor de potencia total medido durante una semana, en la cual se puede observar las variaciones que este tuvo en el transcurso de esta medición.

Análisis factor de potencia durante la semana de muestreo subestación II SENA Barrancabermeja

Figura 70. Factor de potencia semana.



En la anterior figura se observa la variación que se obtuvo del factor de potencia durante la semana, en la cual se evidencia anomalías en algunas partes de la gráfica; por ejemplo valores de factor de potencia iguales a cero esto se debe a la interrupción que se presentó en la red el día 18 de noviembre del 2014 a las

22:54:50 pm y que duro hasta las 23:48:40 pm del mismo día, la cual no presenta problemas para este parámetro pues este fenómeno fue estudiado en el análisis de interrupciones del sistema a la cual se debe esta anomalía.

A continuación se muestra una tabla con los resultados obtenidos día a día del análisis del factor de potencia durante la semana de medición el cual se comparara con los valores de referencia que aplica la norma, en este caso la NTC 5001 del 2008.

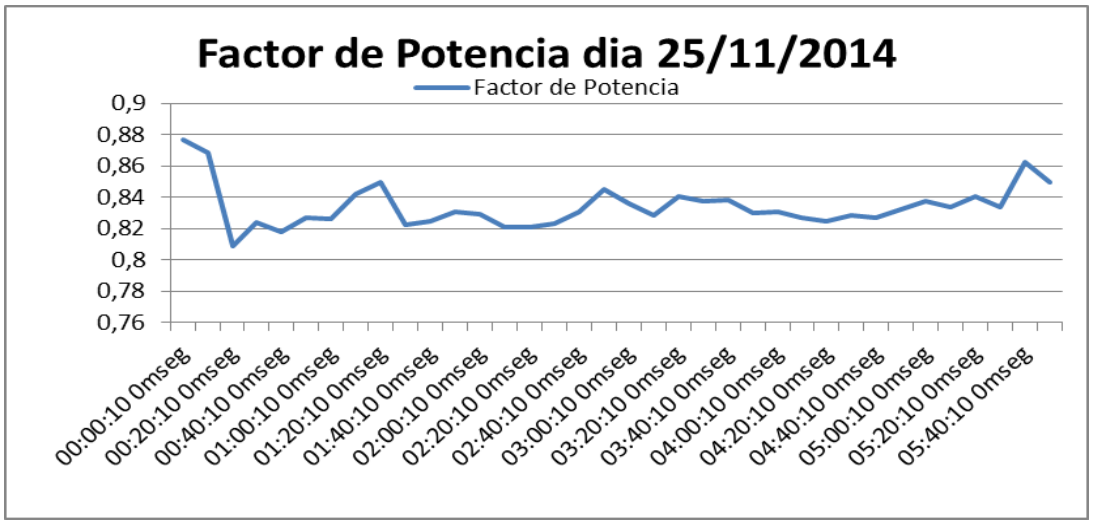
Se subraya de rojo los análisis que no están dentro del rango permitido por la norma y en color amarillo se marcara los datos totales de la semana, donde se encuentra el factor de potencia durante el 95% de la semana.

Tabla 78. Factor de potencia según Norma NTC 5001.

Dia	Factor de potencia 95%	Norma NTC 5001
18/11/2014	0,948	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
19/11/2014	0,953	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
20/11/2014	0,935	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
21/11/2014	0,949	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
22/11/2014	0,942	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
23/11/2014	0,96	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
24/11/2014	0,959	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
25/11/2014	0,853	Durante 95%; 0,9<=fp<=1
TOTAL SEMANA	0,953	Durante 95%; 0,9<=fp<=1

Se observa que el barrido de factor de potencia, medido día a día, fue bueno a excepción del día 25 de noviembre del 2015 (subrayado en rojo) el cual tuvo un valor por debajo del permitido en norma, y el cual se muestra en la figura siguiente donde se observa que los valores se encuentra en el promedio de 0,834

Figura 71. Factor de potencia día 25/11/2014.



Se realizó el análisis total de la semana y se evidencio que el factor de potencia permaneció durante el 95% conjuntamente como lo pide la norma entre 0,9 y 1 lo cual se dice que el parámetro *Factor de Potencia* está trabajando bajo operación normal en el sistema.

4.3 BLOQUE ADMINISTRATIVO PISO1

Los tableros de distribución inspeccionados en esta zona se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 79. Relación de tableros de distribución bloque administrativo I piso

Zona: Bloque Administrativo Piso1		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
1	Archivo	Oficina de recepción/ archivo
2	Servicio público empleo	Costado externo del SPE
3	Pasillo lado izquierdo	Pasillo 1 piso edificio administración
4	Pasillo lado derecho	Pasillo 1 piso edificio administración
5	Auditorio I	Zona vestier auditorio
6	Auditorio II	Puerta de acceso ppal. Auditorio
7	Jardines	Sendero de jardines
8	Servicio público empleo	Interior Servicio público empleo

4.3.1 Descripción de tableros de distribución por zonas

Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso

N.	Fotografía	Descripción
1		**Tablero Archivo:** El tablero tiene barraje de neutro y tierra normalizado y se encuentran en buenas condiciones, la mayoría del alambrado del tablero está debidamente dispuesto y señalizado según el código de colores del RETIE y las aberturas no usadas están provistas de sus tapas de seguridad.

Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso (Continuación)

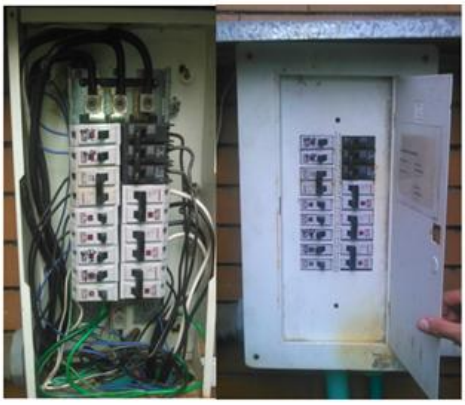
N.	Fotografía	Descripción
1		**Tablero Archivo:** El tablero tiene barraje de neutro y tierra normalizado y se encuentran en buenas condiciones, la mayoría del alambrado del tablero está debidamente dispuesto y señalizado según el código de colores del RETIE y las aberturas no usadas están provistas de sus tapas de seguridad.
2		**Servicio público de empleo (lado exterior):** El tablero se encuentra en aceptables condiciones, está expuesto a la intemperie y con oxidación en algunos puntos, se observan algunos filos que pueden dañar el aislamiento de los conductores, tiene barraje de neutro y tierra normalizado y se encuentran en buenas condiciones, sin embargo el barraje de puesta a tierra no está conectado. El alambrado del tablero no se encuentra debidamente dispuesto y señalizado según el código de colores del RETIE.
3		**Pasillo lado izquierdo:** El tablero se encuentra en excelentes condiciones, tiene barraje de neutro y tierra normalizado y se encuentran en buenas condiciones. El alambrado del tablero se encuentra adecuadamente dispuesto en el interior, sin embargo, no está debidamente señalizado según el código de colores del RETIE.

Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso (Continuación)

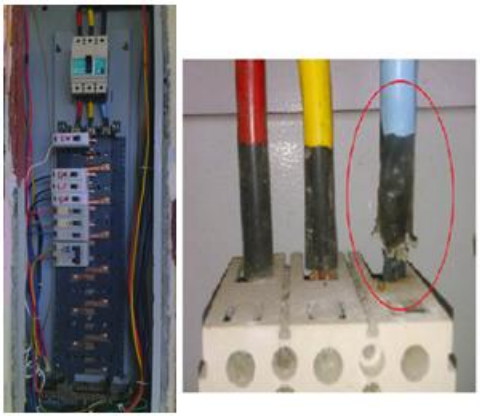
N.	Fotografía	Descripción
4		**Pasillo lado derecho:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, tiene barraje de neutro y tierra normalizado y se encuentran en buen estado. El alambrado del tablero no se encuentra debidamente dispuesto y señalizado según el código de colores del RETIE y las aberturas no usadas están provistas de sus tapas de seguridad. Adicionalmente se observa el deterioro del aislamiento en una de las fases del alimentador y daño en uno de los polos del totalizador por aparente sobrecarga.
5		**Auditorio I:** Se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de neutro y tierra normalizados, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra dispuesto de manera adecuada ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de seguridad y existen muchas conexiones flojas.
6		**Auditorio II:** El tablero se encuentra en aceptables condiciones, tiene barraje de neutro y tierra normalizado, sin embargo, este último no dispone de suficientes terminales para la cantidad de circuitos. El alambrado del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE y las aberturas no usadas están provistas de sus tapas de seguridad.

Tabla 80. Resultados inspección tableros de distribución bloque administrativo I piso (Continuación)

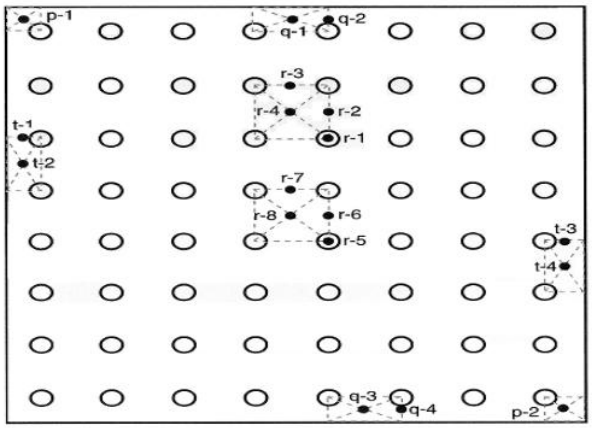
7		**Jardines:** el tablero tiene barraje normalizado, se encuentra en buenas condiciones y las aberturas no usadas están provistas de sus tapas de seguridad. El alimentador está en calibre # 12AWG, no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores y adicionalmente se observa un único conductor dedicado para neutro y tierra.
8		**Servicio público de empleo:** Se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de neutro y tierra normalizados, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra dispuesto de manera adecuada ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, se observa que en algunos circuitos se encuentra conectado más de un conductor a la salida del dispositivo de protección.

4.3.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Los cuadros de carga de los tableros inspeccionados se pueden consultar en el archivo de adjuntos del presente trabajo.

4.3.3 Niveles de iluminación por zonas. A continuación se detalla de manera breve la metodología implementada en el presente trabajo para la medición de la iluminancia promedio en las diferentes zonas intervenidas:

- **Medición de iluminancia promedio, en áreas regulares con luminarias espaciadas simétricamente en dos o más filas.**

Figura 72. Puntos de medición de iluminancia en la cuadricula de un local con luminarias espaciadas simétricamente en dos o más filas



Fuente: RETILAP

$$E_{prom} = \frac{R(N-1)(M-1-9+Q\ N-1\ +T\ M-1\ +P}{NM} \text{ [5]}$$

Dónde:

Eprom: Iluminancia promedio

N: Número de luminarias por fila.

M: Número de filas.

- Se toman lecturas en los puntos r-1, r-2, r-3 y r-4 para una cuadricula típica interior. Se repite a los puntos r-5, r-6, r-7 y r-8 para una cuadrícula típica central, promedie las 8 lecturas. Este es el valor R de la ecuación de la iluminancia promedio.

- Se toman lecturas en los puntos q-1, q-2, q-3, y q-4, en dos cuadrículas típicas de cada lado del salón. El promedio de estas cuatro lecturas es el valor Q de la ecuación de la iluminancia promedio.

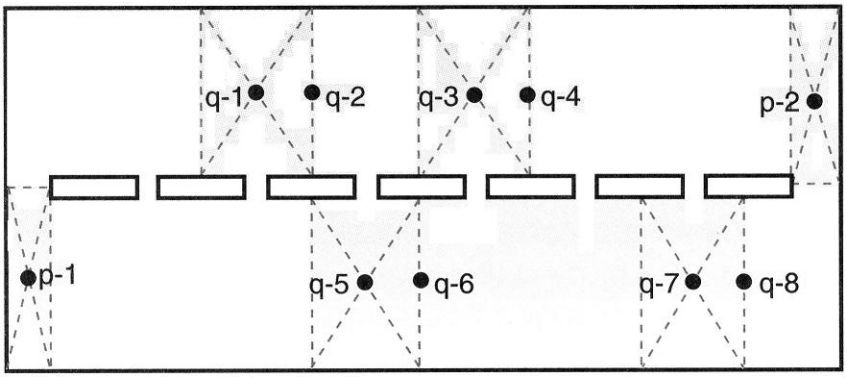
- Se toman lecturas en los puntos t-1, t-2, t-3, y t-4 en dos cuadrículas típicas de cada final del salón, se promedian las cuatro lecturas. Este es el valor T de la ecuación de la iluminancia promedio.

- Se toman lecturas en los puntos p-1, p-2, en dos cuadrículas típicas de las esquinas, se promedian las dos lecturas. Este es el valor P de la ecuación de la iluminancia promedio.

- Se determina la iluminancia promedio en el área utilizando la ecuación [5]

- **Áreas regulares con luminarias individuales en una sola fila.**

Figura 73. Puntos de medición de iluminancia en la cuadricula de un local con luminarias individuales en una sola fila



Fuente: RETILAP

$$E_{prom} = \frac{Q\ N-1\ +P}{N}$$ [6]

Dónde:

E prom: Iluminancia promedio;
N**:** Número de luminarias.

- Se toman lecturas en los puntos q-1, hasta q-8, en cuatro cuadrículas típicas, localizadas dos en cada lado del área. Se promedian las 8 lecturas. Este es el valor de Q de la ecuación de la iluminancia promedio.

- Se toman lecturas en los puntos p-1, y p-2, para dos cuadrículas típicas de las esquinas. Se promedian las 2 lecturas. Este es el valor P de la ecuación de la iluminancia promedio.

- Se determina la iluminancia promedio en el área utilizando la ecuación de Eprom.

En la tabla 410.1 del RETILAP se especifican los niveles mínimos, medio y máximo requeridos en diferentes tipos de instalaciones.

En la siguiente figura se relacionan los resultados de las mediciones de iluminación correspondientes a esta zona. Se resaltan en color rojo aquellos ambientes en donde el nivel de iluminación está por debajo de lo establecido en la normatividad vigente.

Figura 74. Resultados de las mediciones de iluminación

Nombre	Ubicación	Nº Iluminarias	Potencia Watts	Puntos	Mediciones (Lux)	Numero de luminarias por fila	Número de filas	Indices	Valores Promedio	E prom.	Valor Minimo Retilap	Valor Medio Retilap	Valor Maximo Retilap
Archivo	Oficina de recepción/ archivo	2 luminarias de 2 Bombillas tubulares	32 w	p1	410	2	1	P	408	444	300	500	750
				p2	405								
				q1	520			Q	481				
				q2	530								
				q3	510								
				q4	535								
				q5	456								
				q6	431								
				q7	445								
				q8	422								
Auditorio I	Zona vestier auditorio	3 luminarias 2 Bombillas Tubulares	59 W	p1	280	3	1	P	263	278	300	500	750
				p2	246								
				q1	267			Q	286				
				q2	282								
				q3	265								
				q4	276								
				q5	310								
				q6	305								
				q7	297								
				q8	284								
Auditorio II	Puerta de acceso ppal auditorio	25 luminarias de 1 una Bombilla	32W	p1	145	5	5	P	137	95	300	500	750
				p2	128								
				q1	37			Q	50				
				q2	44								
				q3	54								
				q4	65								
				r1	120			R	112				
				r2	112								
				r3	113								
				r4	94								
				r5	126								
				r6	116								
				r7	115								
				r8	98								
				t1	76			T	61				
				t2	62								
				t3	55								
				t4	49								
Servicio Público Empleo	Interior Servicio Público Empleo	28 luminarias de 4 Bombillas	32W	p1	240	7	4	P	239	277	300	500	750
				p2	238								
				q1	274			Q	277				
				q2	280								
				q3	271								
				q4	282								
				r1	310			R	284				
				r2	296								
				r3	275								
				r4	261								
				r5	305								
				r6	295								
				r7	272								
				r8	260								
				t1	256			T	250				
				t2	243								
				t3	252								
				t4	248								

Observaciones: los escenarios con marcacion en rojo representados en el cuadro anterior no cunplen con Los niveles minimo de iluminacion requeridos por RETILAP

4.4 BLOQUE ADMINISTRATIVO PISO 2

4.4.1 Descripción de tableros de distribución por zonas. En esta zona se encuentran ubicados 5 tableros de distribución de los cuales 4 pertenecen a la red regulada que alimenta los equipos de cómputo del Centro de Formación, esta red es administrada y mantenida por la empresa que brinda soporte a través de la Mesa de Servicios amparados en el contrato 0646 para el servicio de tecnologías

de la información y las comunicaciones del SENA. En éste, se establece que la Unión Temporal de Telmex Colombia S.A., Comcel S.A. y Carvajal Tecnología y Servicios S.A.S. es la encargada de proveer 10 ámbitos de soluciones de tecnología para el SENA, por tal motivo no se realizó ninguna intervención o inspección a los tableros de distribución bajo custodia de Proa[1].

Al momento de la realización de las inspecciones, la zona (Biblioteca del Centro) donde se encuentra el tablero de distribución a inspeccionar se encontraba en remodelación, por este motivo no se tiene información de dicho tablero.

4.4.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Teniendo en cuenta lo expuesto en el numeral anterior, no se dispone de información acerca del cuadro de carga del tablero de distribución ubicado en la Biblioteca del CIDT.

4.5 BLOQUE AULAS PISO1

Los tableros de distribución inspeccionados en esta zona se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 81. Relación de tableros de distribución bloque aulas I piso

Zona: Bloque Aulas piso 1		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
1	Automatización	Laboratorio automatización
2	Electrónica	Laboratorio electrónica
3	Hardware	Laboratorio hardware
4	Química	Laboratorio química

[1]Proa: Alianza tecnológica para soportar 10 ámbitos de servicios de tecnología contratados por el SENA. www.proa.net.co

Tabla 81. Relación de tableros de distribución bloque aulas I piso (Continuación)

Zona: Bloque Aulas piso 1		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
5	Maquinaria pesada	Laboratorio maquinaria pesada
6	Metrología	Laboratorio metrología
7	Procesos químicos I	Laboratorio procesos
8	Procesos químicos II	Laboratorio procesos
9	Refrigeración	Laboratorio refrigeración

4.5.1 Descripción de tableros de distribución por zonas

Tabla 82. Resultados inspección tableros de distribución bloque aulas I piso

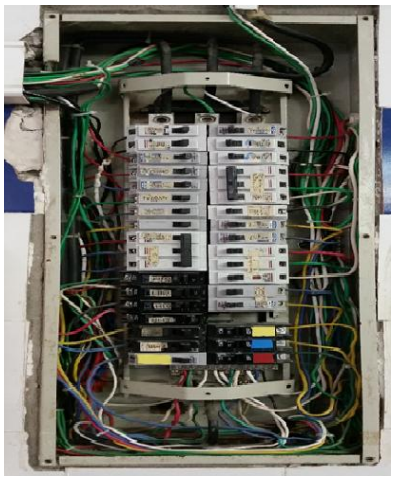
N.	Fotografía	Descripción
1		**Automatización:** El tablero presenta una derivación en la entrada de la alimentación principal que al momento de las mediciones genera chispas por problemas de torque en dicha conexión, adicionalmente se observa deterioro considerable por sobre carga de las salidas de dos circuitos que alimentan equipos de aire acondicionado. El barraje de tierra no dispone de suficientes terminales de salida para los circuitos derivados y los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores.

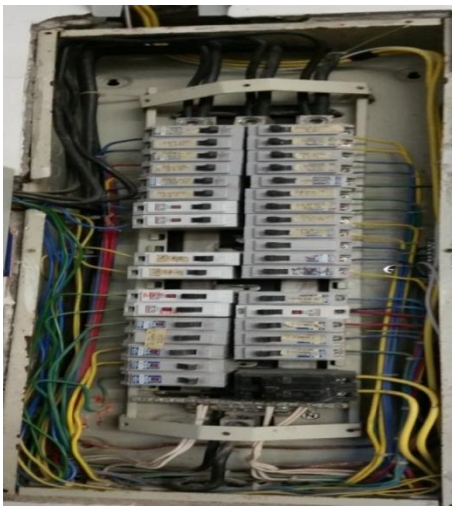
Tabla 82. Resultados inspección tableros de distribución bloque aulas I piso (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
2		**Electrónica:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, sin embargo el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alimentador en su llegada a la caja se encuentra instalado a la vista sin ningún tipo de canalización y los conductores de neutro y tierra no están debidamente señalizados según el código de colores.
3		**Hardware:** El primer tablero es monofásico de 4 puestos tiene barraje normalizado y se encuentra en buenas condiciones. No se encuentra debidamente señalizado según el código de colores. El segundo tablero es bifásico de 4 puestos, el tablero tiene barraje normalizado y se encuentra en buenas condiciones. No se encuentra debidamente señalizado según el código de colores y adicionalmente se observa deterioro en el conductor de uno de los circuitos de salida por sobrecalentamiento.
4		**Química:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, cuenta con barrajes para la tierra y neutro, sin embargo el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados. Los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores del RETIE

Tabla 82. Resultados inspección tableros de distribución bloque aulas I piso (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
5		**Maquinaria pesada:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, sin embargo el barraje de neutro no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente se observa que en algunos circuitos se encuentra conectado más de un conductor a la salida del dispositivo de protección. Los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores.
6		**Metrología:** El tablero se encuentra en muy buenas condiciones y con una adecuada disposición de los conductores en su interior, cuenta con barraje normalizado tanto para el conductor neutro como el de tierra.
7		**Procesos químicos I:** El tablero se encuentra en muy buenas condiciones, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado del tablero aunque está bien organizado al interior del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE.

Tabla 82. Resultados inspección tableros de distribución bloque aulas I piso (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
8		**Procesos químicos II:** El tablero se encuentra en aceptables condiciones con oxidación en algunos puntos y se observan algunos filos que pueden dañar el aislamiento de los conductores, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente se observa que en algunos circuitos se encuentra conectado más de un conductor a la salida del dispositivo de protección. El alambrado no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE y las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de seguridad.
9		**Refrigeración:** Este ambiente de formación, anteriormente dedicado para la formación en el área de Telecomunicaciones, actualmente está siendo sometido a remodelación física y adecuación de instalaciones eléctricas. Por tal motivo no fue posible acceder a realizar las mediciones e inspecciones correspondientes.

4.5.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Los cuadros de carga de los tableros inspeccionados se pueden consultar en el archivo de adjuntos del presente trabajo.

4.5.3 Niveles de iluminación por zonas. En la siguiente figura se describen los resultados obtenidos:

Figura 75. Resultados de las mediciones de iluminación

Nombre	Ubicación	Nº luminarias	Potencia Watts	Puntos	Mediciones (Lux)	Numero de luminarias por fila	Número de filas	Indices	Valores Promedio	E prom.	Valor Minimo Retilap	Valor Medio Retilap	Valor Maximo Retilap
Automatización	Laboratorio Automatización	16 luminarias de 2 Bombillas	59W	p1	230	8	2	P	233	247	300	500	750
				p2	235								
				q1	210			Q	220				
				q2	226								
				q3	209								
				q4	233								
				r1	286			R	272				
				r2	274								
				r3	269								
				r4	258								
				r5	289								
				r6	273								
				r7	271								
				r8	255								
				t1	279			T	273				
				t2	267								
				t3	276								
				t4	269								
Electrónica	Laboratorio Electrónica	18 luminarias de 2 Bombillas	59W	p1	285	9	2	P	289	319	300	500	750
				p2	292								
				q1	305			Q	316				
				q2	328								
				q3	308								
				q4	324								
				r1	356			R	328				
				r2	322								
				r3	325								
				r4	305								
				r5	364								
				r6	319								
				r7	328								
				r8	302								
				t1	295			T	294				
				t2	291								
				t3	298								
				t4	292								
Química	Laboratorio Química	12 luminarias de 2 tubos	59 W	p1	262	3	4	P	264	418	300	500	750
				p2	265								
				q1	356			Q	370				
				q2	378								
				q3	360								
				q4	384								
				r1	545			R	489				
				r2	503								
				r3	497								
				r4	487								
				r5	490								
				r6	419								
				r7	490								
				r8	484								
				t1	387			T	360				
				t2	374								
				t3	392								
				t4	287								
Maquinaria Pesada	Lab. Maquinaria Pesada	8 luminarias de 2 Bombillas	59 W	p1	263	4	2	P	265	286	300	500	750
				p2	267								
				q1	276			Q	277				
				q2	280								
				q3	274								
				q4	279								
				r1	311			R	307				
				r2	305								
				r3	302								
				r4	301								
				r5	324								
				r6	304								
				r7	308								
				r8	302								
				t1	273			T	274				
				t2	278								
				t3	270								
				t4	274								
Metrología	Laboratorio Metrología	36 luminarias de 2 Bombillas tubulares	59W	p1	284	12	3	P	294	435	500	750	1000
				p2	303								
				q1	375			Q	381				
				q2	384								
				q3	376								
				q4	388								
				r1	491			R	474				
				r2	467								
				r3	471								
				r4	465								
				r5	490								
				r6	468								
				r7	474								
				r8	469								
				t1	369			T	366				
				t2	351								
				t3	376								
				t4	368								

Figura 75. Resultados de las mediciones de iluminación (Continuación)

Procesos Químicos I	Laboratorio Procesos	12 luminarias de 2 Bombillas Tubulares	59W	p1	295	6	2	P	293	331	300	500	750
				p2	291								
				q1	288			Q	290				
				q2	294								
				q3	280								
				q4	297								
				r1	403			R	387				
				r2	388								
				r3	382								
				r4	372								
				r5	401								
				r6	385								
Procesos Químicos II				r7	389								
				r8	374								
				t1	305			T	298				
				t2	296								
				t3	302								
				t4	290								

4.6 BLOQUE AULAS PISO2

Los tableros de distribución inspeccionados en esta zona se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 83. Relación de tableros de distribución bloque aulas II piso

Zona: Bloque Aulas piso 2		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
1	Zona 3 electricidad	Laboratorio electricidad zona3
2	Aires electricidad	Laboratorio electricidad zona3
3	Contabilidad y finanzas	Ambiente contabilidad y finanzas
4	Telecomunicaciones	Laboratorio telecomunicaciones
5	Inglés	Laboratorio de inglés
6	Aulas 201-208	Pasillo aulas 201-208
7	Aula 208	Aula 208

4.6.1 Descripción de tableros de distribución por zonas

Tabla 84. Resultados inspección de tableros de distribución bloque aulas II piso

N.	Fotografía	Descripción
1		**Zona 3 electricidad:** El tablero se encuentra en muy buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. El tablero no posee frente muerto.
2		**Aires electricidad:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores.
3		**Contabilidad y finanzas:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barraje normalizado tanto para el conductor neutro como el de tierra, los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores y no presentan una adecuada disposición al interior del tablero.

Tabla 84. Resultados inspección de tableros de distribución bloque aulas II piso (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
4		**Telecomunicaciones:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de seguridad y existen muchas conexiones flojas.
5		**Inglés:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, se observan algunos filos que pueden dañar el aislamiento de los conductores, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de seguridad y al no estar a nivel con la superficie de la pared queda desprotegido por la tapa por lo que está expuesto al ingreso de polvo, agua y otros contaminantes. Adicionalmente se encontró que este tablero alimenta a otro tablero de distribución a través de varios de sus circuitos terminales, aspecto que va en contravía de las disposiciones normativas vigentes.

Tabla 84. Resultados inspección de tableros de distribución bloque aulas II piso (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
6		**Aulas 201-208:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados y no tiene conectado su respectivo conductor de puesta a tierra, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de seguridad. En los circuitos 17, 18, 19 y 20 se encuentra conectado más de un conductor a la salida del dispositivo de protección.
7		**Aula 208:** El tablero se encuentra en buenas condiciones, el barraje de tierra no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE.

4.6.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Los cuadros de carga de los tableros inspeccionados se pueden consultar en el archivo de adjuntos del presente trabajo.

4.6.3 Niveles de iluminación por zonas. En la siguiente figura se describen los resultados obtenidos:

Figura 76. Resultados de las mediciones de iluminación

Nombre	Ubicación	Nº luminarias	Potencia Watts	Puntos	Mediciones (Lux)	Numero de luminarias por fila	Número de filas	Indices	Valores Promedio	E prom.	Valor Minimo Retilap	Valor Medio Retilap	Valor Maximo Retilap
Zona 3 Electricidad / Aires Electricidad	Lab. Electricidad Zona3	24 luminarias de 2 Bombillas T5	54W	p1	580	4	6	P	576	644	300	500	750
				p2	572								
				q1	605			Q	630				
				q2	645								
				q3	632								
				q4	638								
				r1	756			R	655				
				r2	608								
				r3	634								
				r4	621								
				r5	743								
				r6	614								
				r7	642								
				r8	620								
				t1	641			T	632				
				t2	622								
				t3	639								
				t4	625								
Contabilidad y Finanzas	Amb. Contabilidad y Finanzas	6 luminarias de dos Bombillas Tubulares	59W	p1	130	3	2	P	145	335	300	500	750
				p2	160								
				q1	288			Q	296				
				q2	302								
				q3	296								
				q4	299								
				r1	534			R	478				
				r2	496								
				r3	488								
				r4	402								
				r5	522								
				r6	490								
				r7	486								
				r8	408								
				t1	320			T	318				
				t2	315								
				t3	318								
				t4	320								
Telecomunicaciones	Lab. Telecomunicaciones	6 luminarias de dos Bombillas Tubulares	59W	p1	125	3	2	P	140	325	300	500	750
				p2	155								
				q1	273			Q	283				
				q2	295								
				q3	281								
				q4	284								
				r1	529			R	468				
				r2	481								
				r3	473								
				r4	397								
				r5	517								
				r6	485								
				r7	471								
				r8	393								
				t1	315			T	310				
				t2	305								
				t3	303								
				t4	315								
Inglés	Laboratorio de Inglés	7 luminarias de dos Bombillas Tubulares	59W	p1	142	3	2	P	158	345	300	500	750
				p2	173								
				q1	295			Q	304				
				q2	312								
				q3	303								
				q4	306								
				r1	547			R	488				
				r2	503								
				r3	496								
				r4	414								
				r5	534								
				r6	503								
				r7	494								
				r8	414								
				t1	333			T	328				
				t2	323								
				t3	325								
				t4	332								
Aulas 201-206	Aulas 201-206	4 luminarias de dos Bombillas Tubulares	32W	p1	104	2	2	P	113	156	300	500	750
				p2	122								
				q1	136			Q	125				
				q2	122								
				q3	117								
				q4	125								
				r1	207			R	202				
				r2	198								
				r3	190								
				r4	203								
				r5	208								
				r6	207								
				r7	205								
				r8	194								
				t1	186			T	184				
				t2	182								
				t3	179								
				t4	190								

Figura 76. Resultados de las mediciones de iluminación (Continuación)

Aula 207-208	Aula 207-208	6 luminarias de dos Bombillas Tubulares	59W	p1 318 p2 305 q1 320 q2 325 q3 315 q4 304 r1 497 r2 420 r3 414 r4 427 r5 487 r6 410 r7 408 r8 414 t1 345 t2 338 t3 341 t4 323	3	2	P Q R T	312 316 435 337	358	300	500	750

los escenarios con marcacion en rojo representados en el cuadro anterior no cunplen con Los niveles minimo de iluminacion requeridos por RETILAP

4.7 BLOQUE TALLERES

Los tableros de distribución inspeccionados en esta zona se relacionan en la siguiente tabla:

Tabla 85. Relación de tableros de distribución bloque talleres

Zona: Bloque Talleres		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
1	Zona 4 electricidad	Patio de redes eléctricas
2	Zona 1 electricidad	Laboratorio electricidad zona1
3	Zona 2 electricidad	Laboratorio electricidad zona2
4	Aires electricidad zonas 1 y 2	Parte externa laboratorio electricidad zona1
5	Soldadura I	Taller de soldadura
6	Soldadura II	Taller de soldadura
7	Área Pulidoras	Área pulidoras
8	Caldera procesos químicos	Caldera procesos químicos
9	Autotrónica	Taller autotrónica
10	CNC	Taller de CNC
11	CNC Tornos	Taller de CNC
12	Mecánica industrial	Taller mecánica industrial

Tabla 85. Relación de tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

Zona: Bloque Talleres		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
13	Instrumentación I	Laboratorio instrumentación
14	Instrumentación II	Laboratorio instrumentación
15	Instrumentación III	Laboratorio instrumentación

4.7.1 Descripción de tableros de distribución por zonas

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres

N.	Fotografía	Descripción
1		**Zona 4 electricidad:** El tablero se encuentra en aceptables condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. El tablero no posee frente muerto y presenta problemas de condensación y oxidación.
2		**Zona 1 electricidad:** El tablero se encuentra en muy buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. El tablero no posee frente muerto.

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

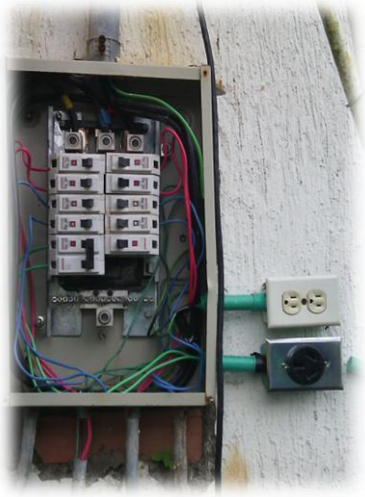
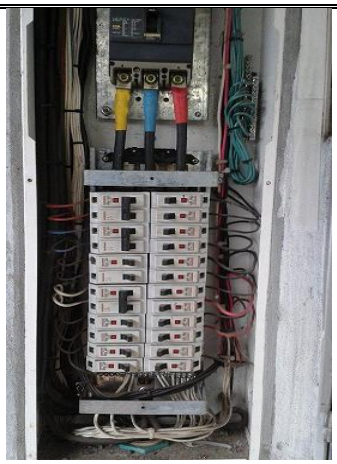
N.	Fotografía	Descripción
3		**Zona 2 electricidad:** El tablero se encuentra en muy buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. No posee frente muerto.
4		**Aires electricidad zonas 1 y 2:** El tablero se encuentra en regulares condiciones con señales de oxidación en varios puntos por encontrarse expuesto a la intemperie y cuenta con barraje normalizado tanto para el conductor neutro como el de tierra, los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores y no presentan una adecuada disposición al interior del tablero. Adicionalmente las aberturas no usadas están destapadas y la llegada de los ductos al tablero no es la adecuada ya que deja expuestos a algunos conductores.
5		**Soldadura I:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero, no se encuentra debidamente señalizado en su totalidad según el código de colores del RETIE. Presenta acumulación de polvo en su interior.

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
6		**Soldadura II:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero, no se encuentra debidamente señalizado en su totalidad según el código de colores del RETIE. Presenta acumulación de polvo en su interior.
7		**Área pulidoras:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero, no se encuentra debidamente señalizado en su totalidad según el código de colores del RETIE. Actualmente se están efectuando trabajos de adecuación de esta zona de trabajo.
8		**Caldera procesos químicos:** El tablero se encuentra en aceptables condiciones con señales de oxidación en varios puntos al encontrase expuesto en un lugar con presencia de mucha humedad, cuenta con barraje normalizado tanto para el conductor neutro como el de tierra, los conductores no están debidamente señalizados según el código de colores y no presentan una adecuada disposición al interior del tablero. Adicionalmente las aberturas no usadas están destapadas y la llegada de los ductos al tablero no es la adecuada ya que deja expuesto al tablero al ingreso de agua, polvo y otros contaminantes.

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

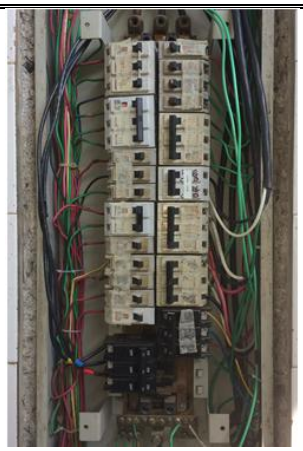
N.	Fotografía	Descripción
9		**Autotrónica:** El tablero se encuentra en deficiente estado, los barrajes de neutro y tierra además de no contar con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados están oxidados, adicionalmente el conductor de neutro presenta evidencia de sobrecalentamiento. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, en algunos circuitos se encuentra conectado más de un conductor a la salida del dispositivo de protección.
10		**CNC:** El tablero se encuentra en regular estado, no cuenta con su tapa protectora, los barrajes de neutro y tierra además de no contar con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados presentan oxidación, adicionalmente el conductor de tierra se encuentra sulfatado. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE.
11		**CNC tornos:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero, no se encuentra debidamente señalizado en su totalidad según el código de colores del RETIE. Posee frente muerto pero este no cubre la totalidad del área ocupada por los dispositivos de protección.

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

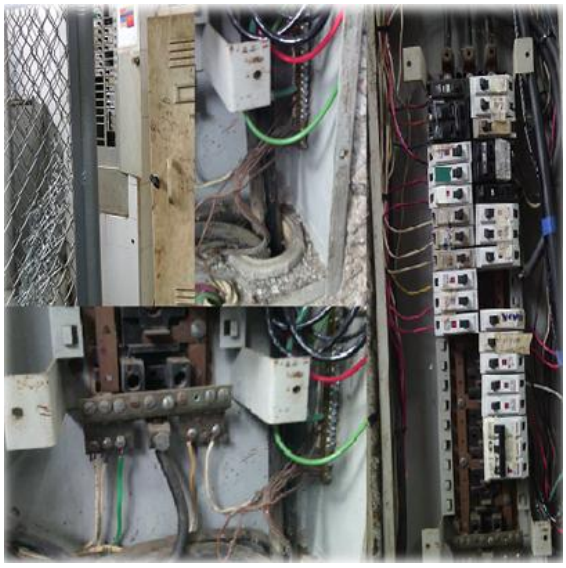
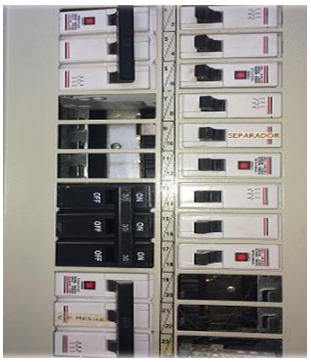
N.	Fotografía	Descripción
12		**Mecánica industrial:** Se encuentra ubicado junto al cuarto de herramientas del Taller de Mecánica obstaculizado por presencia de materiales combustibles y gabinetes. El tablero se encuentra en regular estado, los barrajes de neutro y tierra además de no contar con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados presentan oxidación, adicionalmente el conductor de tierra se encuentra sulfatado. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE, las aberturas no usadas no poseen sus respectivas tapas.
13		**Instrumentación I:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado de conformidad con el código de colores del RETIE. Está desprovisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas.
14		**Instrumentación II:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro normalizados y con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. Está desprovisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas.

Tabla 86. Resultados inspección tableros de distribución bloque talleres (Continuación)

15		**Instrumentación III:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro normalizados y con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. Está desprovisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas.

4.7.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Los cuadros de carga de los tableros inspeccionados se pueden consultar en el archivo de adjuntos del presente trabajo.

4.7.3 Niveles de iluminación por zonas

Figura 77. Resultados de las mediciones de iluminación

Nombre	Ubicación	Nº luminarias	Potencia Watts	Puntos	Mediciones (Lux)	Numero de luminarias por fila	Número de filas	Indices	Valores Promedio	E prom.	Valor Minimo Retilap	Valor Medio Retilap	Valor Maximo Retilap
Zona 1 Electricidad	Laboratorio Electricidad Zona1	24 luminarias de 2 bombillas tubulares	32W	p1	982	4	6	P	964	1182	500	750	1000
				p2	945								
				q1	1074			Q	1112				
				q2	1080								
				q3	1126								
				q4	1168								
				r1	1573			R	1248				
				r2	1127								
				r3	1132								
				r4	1108								
				r5	1115								
				r6	1573								
				r7	1154								
				r8	1198								
				t1	1065			T	1070				
				t2	1073								
				t3	1082								
				t4	1059								
Zona 2 Electricidad	Laboratorio Electricidad Zona2	24 lámparas de 2 Bombillas Tubulares	59W	p1	920	4	6	P	918	1193	500	750	1000
				p2	916								
				q1	1103			Q	1086				
				q2	1097								
				q3	1062								
				q4	1080								
				r1	1718			R	1266				
				r2	1178								
				r3	1165								
				r4	1055								
				r5	1619								
				r6	1189								
				r7	1164								
				r8	1043								
				t1	1091			T	1093				
				t2	1086								
				t3	1092								
				t4	1102								
Soldadura I	Taller de Soldadura	11 lámparas	250 W	p1	814	5	2	P	808	1032	500	750	1000
				p2	802								
				q1	997			Q	978				
				q2	983								
				q3	956								
				q4	974								
				r1	1604			R	1153				
Soldadura II				r2	1064								
				r3	1051								
				r4	941								
				r5	1505								
				r6	1075								
				r7	1050								
				r8	937								
				t1	985			T	985				
				t2	972								
				t3	986								
				t4	996								
Área Pulidoras	Área Pulidoras	19 lámparas	59W	p1	292	5	4	P	292	380	300	500	750
				p2	291								
				q1	316			Q	309				
				q2	311								
				q3	301								
				q4	309								
				r1	481			R	424				
				r2	414								
				r3	408								
				r4	413								
				r5	473								
				r6	404								
				r7	394								
				r8	408								
				t1	331			T	326				
				t2	324								
				t3	335								
				t4	312								
Caldera Proc. Químicos	Caldera Proc. Químicos	2 lámparas Tubulares	59W	p1	297	2	1	P	274	284	300	500	750
				p2	251								
				q1	270			Q	293				
				q2	279								
				q3	273								
				q4	283								
				q5	323								
				q6	318								
				q7	304								
				q8	295								
CNC	Taller de CNC	12 lámparas	59W	p1	215	4	3	P	226	282	300	500	750
				p2	237								
				q1	241			Q	234				
				q2	237								
				q3	222								
				q4	235								
				r1	312			R	311				
				r2	303								
				r3	305								
CNC Tornos				r4	318								
				r5	313								
				r6	312								
				r7	315								
				r8	309								
				t1	291			T	294				
				t2	297								
				t3	284								
				t4	305								

Figura 77. Resultados de las mediciones de iluminación (Continuación)

Mecánica Industrial	Taller Mecánica Industrial	8 lámparas	250W	p1	250	4	2	P	249	337	500	750	1000
				p2	248								
				q1	345			Q	347				
				q2	354								
				q3	332								
				q4	358								
				r1	366			R	353				
				r2	351								
				r3	356								
				r4	344								
				r5	364								
				r6	354								
				r7	349								
				r8	342								
				t1	352			T	346				
				t2	350								
				t3	338								
				t4	345								
Instrumentación I	Laboratorio Instrumentación mantenimiento	39 lámparas Tubulares	59W	p1	354	5	8	P	354	513	500	750	1000
				p2	353								
				q1	436			Q	439				
				q2	442								
				q3	428								
				q4	449								
Instrumentación II				r1	571			R	549				
				r2	560								
				r3	556								
				r4	502								
				r5	582								
				r6	566								
Instrumentación III				r7	558								
				r8	499								
				t1	439			T	434				
				t2	427								
				t3	446								
				t4	424								
	los escenarios con marcacion en rojo representados en el cuadro anterior no cunplen con Los niveles minimo de iluminacion requeridos por RETILAP												

4.8 ÁREAS COMUNES Y EXTERIORES

Tabla 87. Relación de tableros de distribución áreas comunes y exteriores

Zona: Áreas comunes y exteriores		
Tablero	**Nombre**	**Ubicación**
1	Caldera instrumentación	Caldera instrumentación
2	Cafetería	Cafetería
3	Portería	Portería CIDT
4	Subestación 2	Interior subestación 2
5	Cancha de futbol	Graderías cancha futbol
6	Cancha de microfútbol	Cancha de microfútbol
7	Parqueadero tablero alimentación	Parqueadero
8	Parqueadero T1	Parqueadero
9	Parqueadero T2	Parqueadero
10	Parqueadero T3	Parqueadero

4.8.1 Descripción de tableros de distribución por zonas

Tabla 88. Resultados inspección tableros de distribución áreas comunes y exteriores.

N.	Fotografía	Descripción
1		**Caldera instrumentación:** El tablero se encuentra en regular estado con oxidación en varios puntos, no posee barrajes de neutro y tierra independiente y no cuenta con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados los cuales presentan oxidación. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE.
2		**Cafetería:** El tablero se encuentra en buen estado, cuenta con barrajes de tierra y neutro normalizados, adicionalmente el alambrado del tablero no se encuentra debidamente señalizado según el código de colores del RETIE y se observan varios empalmes, las aberturas no usadas no poseen sus respectivas tapas.
3		**Portería:** El tablero se encuentra en regular estado con oxidación en varios puntos, no posee barrajes de neutro y tierra independiente y las terminales de salida para los circuitos derivados presentan oxidación. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. No posee información acerca de sus características técnicas.

Tabla 88. Resultados inspección tableros de distribución áreas comunes y exteriores. (Continuación)

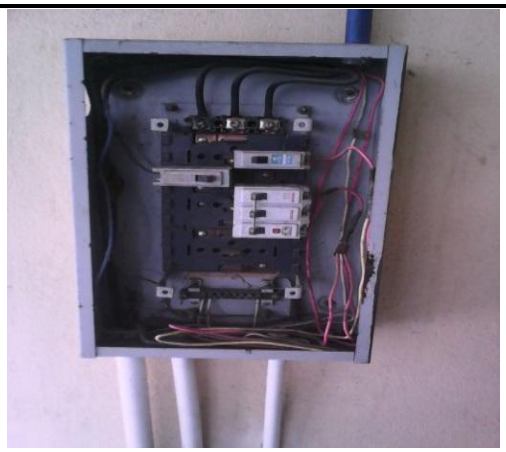
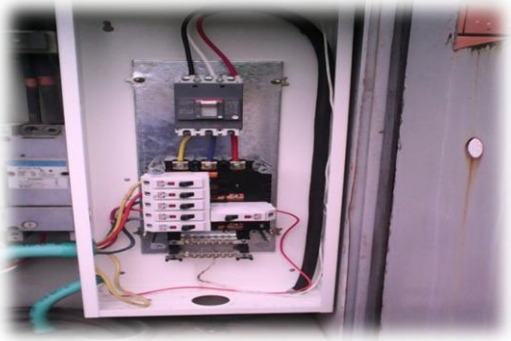
N.	Fotografía	Descripción
4		**Subestación 2:** El tablero se encuentra en regular estado con oxidación en varios puntos, no posee barrajes de neutro y tierra independiente y las terminales de salida para los circuitos derivados presentan oxidación. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. Las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de protección exponiendo al tablero al ingreso de agua, polvo y otros contaminantes.
5		**Cancha de futbol:** El tablero se encuentra en mal estado con oxidación en varios puntos, no posee barrajes de neutro y tierra. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. El tablero está expuesto por completo tablero al ingreso de agua, polvo y otros contaminantes. No posee frente muerto.
6		**Cancha de microfútbol:** El tablero se encuentra en buen estado, posee barrajes de neutro y tierra independiente con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados. El alambrado del tablero no se encuentra adecuadamente dispuesto ni debidamente señalizado según el código de colores del RETIE. Las aberturas no usadas están desprovistas de sus tapas de protección exponiendo al tablero al ingreso de agua, polvo y otros contaminantes. Además se encuentra instalado dentro de otro tablero que alimentaba un aire acondicionado integral.

Tabla 88. Resultados inspección tableros de distribución áreas comunes y exteriores. (Continuación)

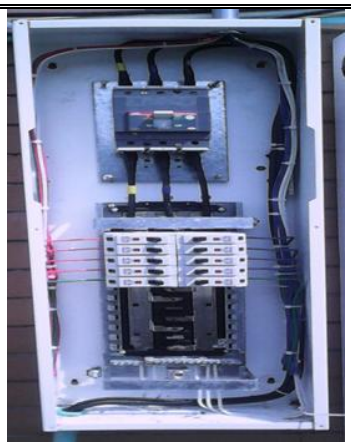
N.	Fotografía	Descripción
7		**Parqueadero tablero alimentación:** Este tablero está siendo utilizado para la alimentación de los tableros de distribución ubicados en el parqueadero T1, T2 y T3. No posee barrajes de neutro y tierra y el cableado existente no posee señalización normalizada de código de colores. Presenta corrosión en algunos puntos
8		**Parqueadero T1:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y no se encuentra debidamente señalizado de conformidad con el código de colores del RETIE. Está provisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas, sin embargo no está protegido contra la intemperie
9		**Parqueadero T2:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está bien organizado al interior del tablero y no se encuentra debidamente señalizado de conformidad con el código de colores del RETIE. Está provisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas, sin embargo no está protegido contra la intemperie.

Tabla 88. Resultados inspección tableros de distribución áreas comunes y exteriores. (Continuación)

N.	Fotografía	Descripción
10		**Parqueadero T3:** El tablero se encuentra en buenas condiciones y cuenta con barrajes de tierra y neutro con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados, adicionalmente el alambrado está debidamente organizado al interior del tablero y no se encuentra señalizado de conformidad con el código de colores del RETIE. Está desprovisto de las tapas de protección para las aberturas no usadas y no está protegido contra la intemperie.

4.8.2 Cuadros de carga de los tableros de distribución por zonas. Los cuadros de carga de los tableros inspeccionados se pueden consultar en el archivo de adjuntos del presente trabajo.

5. DISEÑO DE FICHA DE INSPECCIÓN PARA SUBESTACIONES E INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Como resultado de la revisión bibliográfica, de los resultados obtenidos, el análisis de la información recopilada a través de mediciones, pruebas e inspección visual y con el ánimo de establecer un referente para futuras revisiones que se deban realizar en este y otros Centros de Formación del Sena que orientan programas de formación en el área de electricidad, se ha diseñado una ficha de inspección de conformidad con el Código Eléctrico Colombiano NTC2050 primera actualización y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE- Resolución 90703 del 30 de agosto de 2013. Esta ficha permite entre otras cosas determinar irregularidades en las instalaciones y el registro de las observaciones correspondientes.

Se abarcan distintos aspectos que van desde las condiciones que debe cumplir el sistema de distribución hasta los sistemas de puesta a tierra y tableros de distribución en baja tensión.

Cada uno de los ítems está relacionado con un requisito establecido en el RETIE y/o en la NTC 2050, adicionalmente permite establecer si se aplican o no dependiendo del sistema eléctrico analizado, su cumplimiento y su grado de no conformidad clasificado como Grave (G), Moderado (M) o Leve (L). Una vez determinadas las no conformidades se podrán establecer las respectivas acciones correctivas.

La ficha diseñada se presenta a continuación:

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art34.2…	Las canalizaciones de protección de cables de media y baja tensión cumplen las condiciones y grado de protección adecuados para su uso									
2	RETIE Art34.2…	La separación entre el borde externo de los conductores y otros servicios como gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, etc.), es mínimo de 0,2 m o se tomaron las medidas adecuadas cuando no se puede cumplir esta condición									
3	RETIE Art34.2…	Se han tomado las medidas necesarias para que los conductores dentro de los ductos a lo largo de su recorrido mantengan la separación entre circuitos									
4	RETIE Art34.2…	Los empalmes y derivaciones de los conductores debe ser accesibles									
5	RETIE Art34.2…	No existen canalizaciones sobre el nivel del suelo terminado									
6	RETIE Art34.2…	Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja no es menor a 0,7 m y se han tomado las medidas adecuadas para su protección mecánica y señalización									
7	RETIE Art34.2…	Los ductos tienen una pendiente mínima de 1% hacia las									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento no menor a 0,7 m de relleno sobre el ducto									
8	RETIE Art34.2…	Las uniones entre conductores aseguran la máxima hermeticidad posible y no alteran su sección transversal									
9	Res SIC 224 de 2000	El color de los ductos subterráneos es de color verde									
10	RETIE Art34.2…	Los ductos metálicos son galvanizados en caliente y están puestos a tierra									
11	RETIE Art34.2…	En ductos metálicos se encuentran agrupados todos los conductores de un circuito incluido el de puesta a tierra de equipos									
12	RETIE Art34.2…	Los cables subterráneos instalados debajo de construcciones deberán estar alojados en un ducto que salga como mínimo 0,3 m del perímetro de la construcción									
13	RETIE Art34.2…	En todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de paso, derivación, conexión o salida y son las adecuadas para las funciones especificas									
14	RETIE Art34.2…	Las cámaras de inspecciones están instaladas en tramos									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		rectos a no más de 40 m entre si									
15	RETIE Art17,	Toda transición de línea aérea a cable aislado de media, alta extra alta tensión, debe disponer de un DPS	SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art29.2	se apropió del espacio adecuado para la construcción de la subestación y no está destinado a otros usos									
2	NTC 2050 ART 450-22	Los transformadores tipo seco instalados en exteriores cuentan con encerramientos a prueba de intemperie									
3	RETIE Art15	El sistema de puesta a tierra es continuo y adecuado para la corriente de falla a tierra prevista									
4	RETIE Art30.1	En el transformador está conectado sólidamente a tierra el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo									
5	RETIE Art30.4	En las subestaciones tipo pedestal, si la temperatura exterior supera los 45°C, hay una barrera de protección para evitar quemaduras									
6	NTC 2050 Art 450-25	Los transformadores utilizados no están aislados con Askarel ni con cualquiera de sus derivados									
7	RETIE Art30.2,	El local de la subestación dentro de una edificación está									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		ubicado en un lugar de fácil acceso desde exterior para personal calificado y a vehículos de transporte de equipos									
8	RETIE Art30.2,	Los locales ubicados en sótanos y semisótanos, con el techo debajo de antejardines y paredes que limiten con muros de contención, deben estar impermeabilizados									
9	RETIE Art29.2,	En las zonas adyacentes a la subestación no se deben almacenar combustibles									
10	RETIE Art29.2,	No existen canalizaciones de agua, gas natural, gases industriales o combustibles excepto los destinados a la protección contra incendios de la subestación									
11	RETIE Art17…….	Existe la placa a la entrada de la subestación con el símbolo de “Peligro Alta Tensión”									
12	RETIE Art17…	Los transformadores refrigerados en aceite no están instalados en niveles o pisos superiores que estén por encima de sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a la ocupación de personas									
13	RETIE Art17…	El transformador está proviso de su respectiva placa de identificación									
14	RETIE Art17…….	Si una persona distinta al fabricante repara o modifica el transformador, se encuentra instalada una placa adicional									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
17	RETIE Art29.2…	Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema evitando que sobrepasen las distancias de seguridad, propias de los niveles de tensión									
18	RETIE Art17…	La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea									
19	RETIE Art17…	Las celdas deben tener medios para controlar los efectos de un arco mediante evacuación de gases hacía arriba, hacia los costados, hacia atrás o dos metros por encima del frente									
20	RETIE Art17…	Las celdas tienen puertas o tapas con un seguro para permanecer cerradas									
21	RETIE Art17…….	Las piezas susceptibles de desprenderse en las celdas deben estar firmemente aseguradas									
22	RETIE Art17…	Las celdas deben estar eficazmente puestas a tierra									
24	RETIE Art30.2;	Las cubiertas y puertas no deben permitir el acceso de personal no calificado									
25	RETIE Art30.2;	Existe una indicación ligada directamente a la posición de contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
26	Tabla 430-3 (a)	Los transformadores mayores de 600V cuentan con dispositivos de protección de sobrecorriente en el primario y secundario y están adecuadamente dimensionadas									
28	NTC 2050 Art 450-26	Los transformadores refrigerados en aceite para interiores están instalados en bóvedas de transformadores con resistencia al fuego de mínimo 3 (ver excepciones)									
29	NTC 2050 Art 450-21	Los transformadores de tipo seco de más de 112,5 kVA para interiores están instalados en bóvedas de transformadores con resistencia al fuego de mínimo 3 h (ver excepciones)									
30	NTC 2050 Art 450-41	Las bóvedas para transformadores cuentan con la ventilación del aire exterior									
31	RETIE Art29.2,	Los materiales utilizados para la construcción de la bóveda aseguran una resistencia al fuego de mínimo tres horas									
32	NTC 2050 Art 450-43 (a)	Los vanos de puertas que lleven desde el interior de la edificación hasta la bóveda están protegidos con una puerta cortafuego con resistencia al fuego de tres horas									
33	NTC 2050 Art 450-43 (b)	Los vanos de puertas cuentan con brocales adecuados para recoger dentro de la bóveda el aceite de transformador más									

Grupo de lista		Distribución									
Ítem	Requisitos	Redes Subterráneas	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		grande que pudiera haber									
34	NTC 2050 Art 450-27	Se han tomado las medidas adecuadas en la bóveda del transformador para confinar el posible derrame de aceite dieléctrico en la bóveda cuando las regulaciones ambientales no permitan su drenaje									
35	NTC 2050 Art 450-43 €	Las puertas tienen cerraduras y tienen apertura hacia fuera y están dotadas de barras anti pánico									
36	NTC 2050 Art 450-45	La bóveda cuenta con las aberturas de ventilación suficientes y están apropiadamente ubicadas									
37	NTC 2050 Art 300-21	Todas las aberturas alrededor de cables que atraviesan los muros de la bóveda del transformador están protegidos contra el fuego mediante métodos adecuados									
38	RETIE Art29.2,	El encerramiento de cada unidad funcional deberá ser conectado al conductor de tierra de protección									

Grupo de lista		Puesta a tierra y equipotencialización									
Ítem	Requisitos	Acometida	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art 15,3,1 Tabla: 15,2	Los electrodos de puesta a tierra cumplen lo dispuesto en el artículo 15 del RETIE numeral 15,3,1 “electrodos de puesta a tierra”									
2	NTC 2050 Art 250-94	El conductor del electrodo de puesta a tierra tiene el calibre adecuado									
3	NTC 2050 Art 250-92 (a)	El conductor del electrodo de puesta a tierra está protegido y asegurado									
4	NTC 2050 Art 250-92 (b)	La canalización metálica del conductor del electrodo de puesta a tierra esta equipotencializado en sus dos extremos									
5	RETIE Art15.3.3 Num. “C”	El conductor del electrodo de puesta a tierra no tiene empalmes o si los tiene están ejecutados con métodos probados o certificados									
6	RETIE Art15,3,1 Tabla 15,3,1	Los electrodos de puesta a tierra tienen las dimensiones adecuadas y se encuentran instalados de manera apropiada									
7	RETIE Art15.1 Num“d”	La conexión al electrodo de puesta a tierra es accesible e inspeccionable (tiene caja de inspección es de 30x30 cm en									

Grupo de lista		Puesta a tierra y equipotencialización									
Ítem	Requisitos	Acometida	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		instalaciones domiciliarias)									
8	RETIE Art15.3.1 Num. I	La conexión al electrodo de puesta a tierra utiliza métodos aprobados o los conectores usados corresponden con los certificados de producto recibido									
9	NTC 2050 Art 250-80 (a)	Las tuberías metálicas de agua expuestas dentro de la edificación están equipotencializadas									
10	NTC 2050 Art 250-80 (c)	Los miembros estructurales metálicos de la edificación están equipotencializados									
11	NTC 2050 Art 250-79	El calibre, tipo e instalación del puente equipotencial principal es el adecuado									
12	NTC 2050 Art 250-72 y 250-75	Las canalizaciones y encerramientos metálicos de la acometida están correctamente equipotencializados									
13	250-72 y 250-94	El calibre de los puentes equipotenciales en el equipo de acometida son los adecuados									
14	NTC 2050 Art 250-23 (b)	El calibre del conductor puesto a tierra de la cometida es el adecuado									
15	NTC 2050 Art 250-26	Los sistemas derivados independientes están apropiadamente puesto a tierra, tienen puente de conexión									

Grupo de lista		Puesta a tierra y equipotencialización									
Ítem	Requisitos	Acometida	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		equipotencial y conexión a un electrodo de puesta a tierra									
16	NTC 2050 Art 250-80	Las tuberías metálicas de agua expuestas, en el área de los sistemas derivados independientes están equipotencializados									
17	RETIE Art40 IEE LGAIUF	Existen un único puente equipotencial principal en el origen de las instalación y antes de los dispositivos de corte y esta lo más cerca posible a la acometida o al transformador									

Ítem	Requisitos	Inspección SPT transformación y distribución	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art 15,1 Num A	Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas no son incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra.									
2	RETIE Art 15,3,1 NumA	Las conexiones que van bajo el nivel del suelo en puesta a tierra deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conectores certificados para su uso									
3	RETIE Art 15 NTC 2050 Art250 -83 Num e	No se permite el uso de electrodos de aluminio en los electrodos de puesta a tierra									
4	RETIE Art15, NTC 2050 Art250-83 Num c	Todos los componentes que forma parte del sistema de puesta a tierra de la subestación están debidamente equipotencializados.									
5	RETIE Art15,3,1Num. l	Todos los electrodos se encuentran enterrados en su totalidad									
6	RETIE Art15,3,1Num. l	El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la tierra son accesibles, la parte superior del electrodo									

Ítem	Requisitos	Inspección SPT transformación y distribución	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		enterrado debe quedar mínimo a 15 cm de la superficie									
7	RETIE Art15.3.3 Num. C	Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.									
8	RETIE Art15.4 Tabla 15.4	El valor de la resistencia de puesta a tierra no es mayor al indicado en la tabla 15.4 del Reglamento									

Grupo de lista		Transformación									
Ítem	Requisitos	Celda en media tensión	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art17 9.2	La celda de media tensión tiene adherida de manera clara, permanente y visible, la siguiente información: Tensión (es) nominal (es) de operación, Corriente nominal de operación, número de fases, marca registrada del fabricante, El símbolo de riesgo eléctrico									

Ítem	Requisitos	Distancias de seguridad	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art31, Fig20 y Fig20A	Las zonas dedicadas a circulación de personal son claramente identificables en el patio de la subestación									
2	RETIE Art23,2	La distancia que delimita la zona de seguridad para circulación de personal es mayor a 2,5 m en toda su extensión									
3	RETIE Art23.2 Tab23,1	La distancia de seguridad en zonas de circulación de personas es la adecuada para la tensión de la instalación y cumple con lo dispuesto en la tabla 23,1 del RETIE									
4	RETIE Art23,2 Tab23,2	En las zonas de trabajo, la distancia vertical de seguridad medida desde el plano de trabajo es la adecuada para la tensión de la subestación									
5	RETIE Art23,2 Tab23,2	En las zonas de trabajo, la distancia de seguridad horizontal es la adecuada para la tensión de la subestación									
6	RETIE Art23,2 Tab23,2	Las zonas de seguridad en las zonas de trabajo están delimitadas por 1,75 m medidos horizontalmente desde el equipo y 1,25 m medidos verticalmente desde el plano de trabajo									
7	RETIE Art23,2 Tab23,2	En las zonas de circulación de vehículos, la distancia de seguridad es la adecuada para la tensión de la subestación y de acuerdo a la distancia de gálibo supuesta									
8	RETIE Art23,2 Tab23,1 Fig23,1	Los cercos o paredes que son instalados como barreras para el personal no autorizado, están colocados de tal manera que las partes expuestas energizadas queden por fuera de la zona de seguridad									

Ítem	Requisitos	Distancias de seguridad	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
1	RETIE Art20,23,1,2 (a)	Toda parte conductora de corriente debe ser rígida y construida en plata, una aleación de plata, cobre. No se debe utilizar hierro o acero en una parte que va conducir corriente									
2	RETIE Art20,23,1,1 (e)	Los encerramientos de estos tableros deben resistir los efectos de la humedad y la corrosión									
3	RETIE Art20,23,1,1 (d)	Los tableros deben ser resistentes al impacto contra choques mecánicos mínimo grado IK 05, y tener un grado de protección contra solidos no mayores de 12,5 mm, líquidos de acuerdo al lugar de operación y contacto directo									
4	RETIE Art20,23,1,4	todo tablero debe tener su respectivo diagrama unifilar actualizado									
5	RETIE Art20,23,1,2 (b)	Los barrajes se deben utilizar tornillos de acero, tuercas y clavijas de conexión									
6	RETIE Art20,23,1,2 €	La capacidad de corriente de los barrajes de fase no debe ser menor que la proyectada para los conductores del alimentador del tablero. Todos los barrajes, incluido el neutro y el de tierra se deben montar sobre aisladores									
7	RETIE Art20,23,1,2 (d)	La disposición de las fases de los barrajes en los tableros trifásicos, debe ser A, B, C, tomada desde el frente hasta la parte posterior; de la parte superior a la inferior, o de izquierda									

Ítem	Requisitos	Distancias de seguridad	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
		a derecha, vista desde el frente del tablero									
8	RETIE Art20,23,1,2 €	Todas las partes externas del panel deben ser puestas sólidamente a tierra mediante conductores de protección y sus terminales se deben identificar con el símbolo de puesta a tierra									
9	RETIE Art20,23,1,2 (f)	Todos los elementos internos que soportan equipos eléctricos deben estar en condiciones de resistir los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de falla del sistema									
10	RETIE Art20,23,1,3 (e)	Cada circuito de derivación debe disponer de un terminal de salida para la conexión de los conductores de neutro o tierra requeridos									
11	RETIE Art20,23,1,3 (e)	Se indica la tensión de trabajo del tablero y la capacidad de corriente de los barrajes de las fases, el neutro y la tierra									
12	RETIE Art20,23,1,3 (d)	Se provee de un barraje aislado para los conductores neutros del circuito alimentador y los circuitos derivados									
13	RETIE Art20,23,1,3 (e)	El tablero tiene un barraje para conexión a tierra del alimentador, con suficientes terminales de salida para los circuitos derivados									
14	RETIE Art20,23,1,3 (f)	El alambrado del tablero debe cumplir el código de colores establecido en el presente reglamento									

Ítem	Requisitos	Distancias de seguridad	Aplica		Cumple		No conformidad			Observac.	Foto
			SI	NO	SI	NO	G	M	L		
Observaciones, modificaciones y advertencias especiales (si las hay)											
N° descripción											

RESUMEN	Total requisitos evaluados:	Total requisitos cumplidos:	Total requisitos no cumplidos:

6. CONCLUSIONES

- Se debe desarrollar un plan de mantenimiento integral y periódico tomando como referencia la información recopilada en el diagnóstico realizado a las instalaciones eléctricas del Centro Industrial y del Desarrollo Tecnológico, enfocado en los hallazgos identificados en los instrumentos diseñados en este trabajo de aplicación.

- Se sugiere implementar un procedimiento dentro de la Entidad que garantice, en el evento de realizarse intervenciones, adecuaciones o ampliaciones del sistema eléctrico, se efectúe el análisis de viabilidad técnica y la debida documentación de las actividades realizadas, ya que actualmente no existe ningún tipo de control sobre estas actividades. Todo esto ha derivado en un sinnúmero de conexiones e instalaciones en condiciones irregulares que pueden poner en peligro la integridad de quienes interactúan con ellas.

- Para futuras intervenciones o ampliaciones de la red es necesario que la institución delegue a un funcionario competente e idóneo en lo relacionado con el funcionamiento del sistema eléctrico del Centro de Formación, quién deberá brindar asesoría y soporte técnico a la hora de realizar cualquier modificación en las instalaciones eléctricas.

- Con la implementación de la ficha de inspección diseñada, teniendo en cuenta las disposiciones de la normativa vigente para la detección de posibles anomalías en subestaciones e instalaciones eléctricas, se cuenta con una herramienta eficaz para el diagnóstico de instalaciones en otros Centros de Formación del Sena y para el control, verificación y seguimiento de la ejecución

de obras eléctricas relacionadas con la intervención en subestaciones y tableros de distribución en baja tensión.

- Con base en los resultados obtenidos en la medición de los niveles de iluminación, se hace necesaria una evaluación más profunda, incluyendo un posible rediseño, en aquellos ambientes de formación donde no se cumplen con los valores mínimos establecidos en la normatividad vigente.

- Se recomienda realizar inspecciones periódicas con el fin de determinar fallas en los sistemas de iluminación de la institución, dentro de un programa integral de mantenimiento preventivo, mencionado anteriormente. Así mismo implementar campañas de sensibilización sobre el Uso Racional y Eficiente de la Energía en sistemas de iluminación, ya que durante las jornadas de inspección se hizo evidente la utilización de lámparas en espacios donde no se estaba realizando actividades de ningún tipo.

- A nivel de Calidad de energía eléctrica, es recomendable la realización de estudios más profundos que conlleven a la implementación de propuestas integrales para el mejoramiento de las variables eléctricas que fueron objeto de identificación en este trabajo de aplicación y cuyos valores se encuentran por fuera de lo establecido dentro de la normatividad vigente.

- Con el ánimo de tener un control sobre el consumo y contrastar los registros de los equipos de medición con los que se factura el servicio de energía eléctrica, se hace necesaria la reposición de la instrumentación instalada en las subestaciones eléctricas. Actualmente existen tecnologías que permiten monitorear, de manera remota a través de una red de comunicaciones industriales, parámetros eléctricos en tiempo real, hacer supervisión, establecer tendencias y elaborar informes.

- Se hace perentoria la reparación o instalación de un nuevo banco de compensación de energía reactiva para la subestación eléctrica # 2, ya que este se encuentra fuera de servicio debido a la explosión de la batería de condensadores principal por razones desconocidas. Esto con el fin de mejorar el factor de potencia de la subestación y evitar incurrir en penalizaciones en la facturación del servicio por parte del Operador de Red.

- Se recomienda proyectar la adecuación locativa y de seguridad de los cuartos de las subestaciones eléctricas del Centro de Formación ya que no cumplen con lo dispuesto en la normatividad técnica vigente. Adicionalmente se debe evitar usar estos espacios para el almacenamiento de materiales, herramientas y demás elementos.

BIBLIOGRAFÍA

American Society for Testing and Materials – ASTM D877 – D1816. Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2012

ARÉVALO PARRA, Juan Camilo y MILLÁN BERNAL, Diego Armando. Tesis de pregrado: Revisión de las subestaciones eléctricas y tableros principales de baja tensión de la Universidad Industrial de Santander Fase II con base en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. UIS 2010.

Código Eléctrico Colombiano. Norma técnica Colombiana NTC 2050. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Colombia, 1998

CUELLO, Javier Enrique y LÁZARO ASCANIO, Rolando. Tesis de pregrado: Estudio sobre el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE de las subestaciones eléctricas y tableros principales en baja tensión de la sede central de la Universidad Industrial de Santander (Fase1). UIS 2009.

GALVIS ARCILA, Leidy Carolina y NOGUERA NÚÑEZ, Genny Saray. Tesis de pregrado: Levantamiento y rediseño de las redes e instalaciones eléctricas del edificio Luis A. Calvo. UIS 2012.

HERNÁNDEZ, Andrés, LEDESMA, Rubén y PEREA, Eduardo. ”Manual de Pruebas a Transformadores de Distribución” Tesis para obtener el título de ingeniero electricista, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Zacatenco 2007.

IEEE 62. Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. 1995.

IEEE C57.106. “Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment”. 2006.

IEEE C57.12.90. “IEEE Standard test code for liquid – inmersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short – circuit testing of distribution and power transformers 1993”.

J Palacios. “Herramienta de Mantenimiento Predictivo”, Análisis Termográfico, Montajes Eléctricos J Palacios, S.L Ingeniería de procesos.

MEGGER. Guía para pruebas de diagnóstico de aislamiento. 2002.

MEGGER. Guide to insulating oil dielectric breakdown testing. 2013.

NETA. (International Electrical Testing Association). Asociación internacional de pruebas Eléctricas: Inspección con Termografía, 1999.

Norma Técnica Colombiana 5001. NTC 5001. “Calidad de Potencia Eléctrica (CPE). Límites y Metodología de evaluación en punto de conexión común”, Instituto Colombiano de Normas Técnicas (INCONTEC), 51 paginas, Mayo de 2008.

RAMÍREZ ALBARRACÍN, Fabián Camilo, MONROY ORTEGA, Yessica Melissa y GONZÁLEZ MORALES, Yuly Paola. Tesis de pregrado: Estudio, levantamiento y rediseño de las instalaciones eléctricas del edificio de la Cruz Roja seccional Santander. UIS 2012.

Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP RESOLUCIÓN No. 180540 de Marzo 30 de 2010

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE RESOLUCIÓN NO. 9 0708 de AGOSTO 30 de 2013.

UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO, UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE. “Calidad de la Energía Eléctrica”, Un proyecto de la unidad de planeación minero energética de Colombia (UPME) y el instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología (COLCIENCIAS).

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Alumbrado interior de edificaciones para entidades públicas, “Guía didáctica para el buen uso de la energía”. Bogotá 2007.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] HERNÁNDEZ, Andrés, LEDESMA, Rubén y PEREA, Eduardo. ”Manual de Pruebas a Transformadores de Distribución” Tesis para obtener el título de ingeniero electricista, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Zacatenco 2007.

[2] IEEE C57.106. “Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment”. 2006.

[3] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE RESOLUCIÓN NO. 9 0708 de AGOSTO 30 de 2013.

[4] MEGGER. Guía para pruebas de diagnóstico de aislamiento. 2002.

[5] J Palacios. “Herramienta de Mantenimiento Predictivo”, Análisis Termográfico, Montajes Eléctricos J Palacios, S.L Ingeniería de procesos.

[6] UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Alumbrado interior de edificaciones para entidades públicas, “Guía didáctica para el buen uso de la energía”. Bogotá 2007.

[7] UNIVERSIDAD DEL ATLÁNTICO, UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE. “Calidad de la Energía Eléctrica”, Un proyecto de la unidad de planeación minero energética de Colombia (UPME) y el instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología (COLCIENCIAS).

ANEXOS

ANEXO A. Diagramas Unifilares

ANEXO B. Cuadros de carga y fichas de inspección por zonas

ANEXO C. Resultado de pruebas de Resistencia de Aislamientos

ANEXO D. Resultados pruebas de Tensión de ruptura aceite

ANEXO E. Resultados pruebas de Relación de transformación

ANEXO F. Archivos Termogramas Subestaciones

ANEXO G. Archivos análisis de Calidad de energía Eléctrica

ANEXO H. Registros medidas de Iluminación