

**REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A
EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
SU MEJORAMIENTO.**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A
EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
SU MEJORAMIENTO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: BRYAN ROBERTO RODRÍGUEZ MUELA
TUTOR: ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ

Quito - Ecuador

2022

Bryan Roberto Rodríguez Muela

**REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A
EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU
MEJORAMIENTO**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Bryan Roberto Rodríguez Muela (Y'1998 – M'10). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Técnico Salesiano “Don Bosco” de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el análisis y diseño de métodos de compensación en la mejora de calidad de energía eléctrica.

brodriguez5@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Rogelio Alfredo Orizondo Martínez (Y'1972 -M'1). Nació en Caracas, Venezuela. Recibió su título en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Simón Bolívar en 1999 y el MSc. en la Universidad Simón Bolívar en 2006. Actualmente es docente en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus áreas de investigación incluyen electrónica de potencia, especialmente FACTS, sistemas de puesta a tierra y protección catódica. rorizondo@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO – ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Bryan Roberto Rodríguez Muela con documento de identificación N°
1726964248 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la
Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera
total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 17 de mayo de 2022

Atentamente,



Bryan Roberto Rodríguez Muela

1726964248

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Bryan Roberto Rodríguez Muela con documento de identificación No. 1726964248, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: “Rediseño del Sistema Eléctrico de la Empresa HILTEXPOY S.A en base a un Análisis de Calidad de Energía Eléctrica para su Mejoramiento”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, 17 de mayo de 2022

Atentamente,



Bryan Roberto Rodríguez Muela

1726964248

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Rogelio Alfredo Orizondo Martínez con documento de identificación N° 1757424195, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU MEJORAMIENTO, realizado por Bryan Roberto Rodríguez Muela con documento de identificación N° 1726964248, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 17 de mayo de 2022

Atentamente,



Ing. Rogelio Alfredo Orizondo Martínez, MSc

1757424195

DEDICATORIA

A mis papás Plutarco y Esperanza, mis hermanas Gaby y Lorena, mis sobrinos Joan, Melanny, Milagros, Matías, a mi novia Jeny, quienes me han acompañado, aconsejado, motivado, inspirado y brindando su incondicional cariño y apoyo durante esta etapa. También dedico este proyecto a mi abuelita Rosa y mi abuelito Félix, que, aunque ya no se encuentren presentes, sus enseñanzas y cariño siempre me acompañarán.

AGRADECIMIENTOS

Estoy eternamente agradecido con Dios, por mis padres, mis hermanas, mis sobrinos y novia, ya que siempre me han brindado su apoyo incondicional, han estado ahí conmigo en buenos y malos tiempos durante toda mi formación humana personal y académica.

Agradezco a los docentes de la carrera de electricidad por sus enseñanzas, especialmente al ingeniero Orizondo por su labor, dedicación y pasión con la cual ejerce la docencia.

Mi agradecimiento además al señor Diego Llumiquin, señora Alexandra, doctor Diego Larrea personal de la empresa y al ingeniero Jorge Abedrabbo gerente de la empresa HILTEXPOY S.A por haberme brindado la oportunidad de realizar el proyecto en mención.

Por último, agradezco también a Ricardo por haberme brindado la confianza y oportunidad de conocer a muchas y maravillosas personas.

ÍNDICE

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	II
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	III
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	1
1.1.1 ANTECEDENTES	1
1.1.2 IMPORTANCIA Y ALCANCE	1
1.2 OBJETIVO GENERAL	3
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPÍTULO II	4
MARCO TEORÍCO	4
2.1 SISTEMA ELÉCTRICO Y PUESTA A TIERRA	4
2.1.1 NEC – CAPÍTULO 15	4
2.1.2 NFPA 70.....	7

2.1.3	Vida útil de los equipos	9
2.1.4	Cálculo y dimensionamiento del transformador	10
2.1.5	Dimensionamiento de las fuentes de generación de respaldo	11
2.1.6	Cálculo y dimensionamiento de conductores.....	12
2.1.7	Dimensionamiento de Barras para un tablero eléctrico	13
2.1.8	Cálculo de la corriente de corto circuito	13
2.1.9	Método de Wenner	14
2.1.10	Método de Schlumberger - Palmer.....	15
2.1.11	Cálculo y dimensionamiento de una malla puesta a tierra	16
2.2	CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	21
2.2.1	Conceptos y definiciones	22
2.2.2	REGULACIÓN No. ARCERNNR – 002/20.....	38
2.2.3	REGULACIÓN Nro. ARCONEL 005/17.....	42
2.2.4	IEC 61000-4-7.....	43
2.2.5	IEC 61000-4-15.....	43
2.2.6	IEC 61000-4-30.....	43
2.2.7	IEEE 1159 – 2019	45
2.2.8	IEEE 519 – 2014	46
2.2.9	ANSI/NETA MTS-2011	48
	CAPÍTULO III.....	51
	ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	51
3.1	CONSIDERACIONES PREVIAS	51

3.2 ANÁLISIS SISTEMA ELÉCTRICO ZONA A.....	53
3.2.1 S/E Principal.....	53
3.2.2 Generador eléctrico y sistema de transferencia de potencia	54
3.2.3 Banco de Condensadores de 150 kVAr.....	57
3.2.4 S/E Sección Texturizado – Postratamiento	57
3.2.5 S/E Sección Poy – Oficina	61
3.2.6 Sección Transformador 50 kVA	64
3.3 ANÁLISIS SISTEMA ELÉCTRICO ZONA B.....	65
3.3.1 S/E Sección Polyalgodon	66
CAPÍTULO IV	73
ANÁLISIS Y RESULTADOS CAMPAÑA DE MEDICIÓN	73
4.1 SISTEMA ELÉCTRICO ZONA A.....	73
4.1.1 Sección Texturizado – Postratamiento	73
4.1.2 Sección Poy – Oficina	90
4.1.3 Sección Transformador 50 kVA	104
4.1.4 Termografía S/E Principal.....	116
4.2 SISTEMA ELÉCTRICO ZONA B	119
4.2.1 Sección Polyalgodon	119
4.3 MEDICIONES RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	138
CAPÍTULO V.....	140
PROPUESTA DE REDISEÑO	140
5.1 PROPUESTA REDISEÑO Y MEJORA ZONA A	140

5.1.1 Transformador	140
5.1.2 Conductores y Barras	141
5.1.3 Grupo electrógeno	144
5.1.4 Malla de puesta a tierra	145
5.1.5 Filtros sintonizados	149
5.1.6 Diagrama unifilar rediseño.....	153
5.2 PROPUESTA REDISEÑO Y MEJORA ZONA B.....	154
5.2.1 Diseño Filtro Activo.....	154
5.2.2 Grupo electrógeno	156
5.2.3 Diagrama unifilar rediseño.....	157
CONCLUSIONES.....	158
RECOMENDACIONES.....	159
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	160
ANEXOS	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Método de Wenner	14
Figura 2. Método de Schlumberger – Palmer	15
Figura 3. Comportamiento característico de un hueco de tensión	24
Figura 4. Flicker en una onda de voltaje durante un lapso de tiempo	25
Figura 5. Componente fundamental de onda con contenido armónico	26
Figura 6. Triángulo de relación entre potencias	35
Figura 7. Desfase entre vectores de voltaje y corriente	35
Figura 8. Distribución de energía infrarroja en el espectro electromagnético	36
Figura 9. Imagen termográfica en cableado de sistema desbalanceado	37
Figura 10. Imagen termográfica de un breaker	37
Figura 11. Ubicación de acometidas de la empresa HILTEXPOY S.A	51
Figura 12. Acometida proveniente calle "Arenal"	51
Figura 13. Acometida proveniente Av. Giovanni Calles	52
Figura 14. Transformador 2 MVA S/E Principal.....	53
Figura 15. Derivaciones del secundario del transformador de 2 MVA	54
Figura 16. Generador eléctrico de 750 kVA	55
Figura 17. AVR y Protecciones del Generador.....	56
Figura 18. Tablero de transferencia de potencia manual	56
Figura 19. Banco de condensadores 150 kVAr - 3.3 Kv	57
Figura 20. Conexión a tierra del neutro	58
Figura 21. Transformador 1 MVA y barras del secundario.....	59
Figura 22. Conexión de barras a transformador de Texturizado.....	59
Figura 23. Tablero e interruptores de sobre corriente sección Texturizado.....	60
Figura 24. Borne de puesta a tierra sección Texturizado	60
Figura 25. Transformador 1 MVA sección Poy.....	62

Figura 26. Conductor del neutro del transformador aterrizado.....	62
Figura 27. Barras del tablero principal de la sección de Poy.....	63
Figura 28. Interruptores tablero principal sección Poy.....	63
Figura 29. Vista posterior del tablero principal sección Poy.....	64
Figura 30. Transformador 50 kVA e interruptores de sobre corriente.....	65
Figura 31. Conexión del neutro a tierra del transformador de 50 kVA.....	65
Figura 32. Transformador 1.5 MVA sección Polyalgodon.....	67
Figura 33. Conexión del neutro a tierra del Transformador de 1.5 MVA sección Polyalgodon.....	67
Figura 34. Ubicación de las picas de la malla a tierra sección Polyalgodon.....	68
Figura 35. Autotransformador Tipo Seco 200 kVA sección Polyalgodon.....	69
Figura 36. Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon.....	70
Figura 37. Barras tablero 1 sección Polyalgodon.....	70
Figura 38. Tablero 1 sección Polyalgodon.....	71
Figura 39. Rastro de fuego en dispositivo de protección de sobre corriente.....	71
Figura 40. Tablero 2 sección Polyalgodon.....	72
Figura 41. Vista posterior tablero 2 Polyalgodon.....	72
Figura 42. Voltaje L-N y N-G sección Texturizado.....	74
Figura 43. Corriente de cada Fase y Neutro sección Texturizado.....	75
Figura 44. Eventos de tensión sección Texturizado.....	75
Figura 45. Frecuencia sección Texturizado.....	76
Figura 46. Desequilibrio (%) entre fases sección Texturizado.....	77
Figura 47. Potencia activa (kW) sección Texturizado.....	78
Figura 48. Potencia reactiva (kVAr) sección Texturizado.....	79
Figura 49. Potencia aparente (kVA) sección Texturizado.....	80
Figura 50. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Texturizado.....	80

Figura 51. Parpadeo en L-N sección Texturizado.....	81
Figura 52. Armónicos de Voltaje sección Texturizado.....	82
Figura 53. Armónicos de Corriente sección Texturizado	83
Figura 54. Voltaje L-N y N-G sección Poy.....	90
Figura 55. Corriente de cada Fase y Neutro sección Poy	91
Figura 56. Eventos de tensión sección Poy	92
Figura 57. Frecuencia sección Poy.....	93
Figura 58. Desequilibrio (%) entre fases sección Poy	93
Figura 59. Potencia activa (kW) sección Poy	94
Figura 60. Potencia reactiva (kVAr) sección Poy	95
Figura 61. Potencia aparente (kVA) sección Poy	95
Figura 62. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Poy.....	96
Figura 63. Parpadeo en L-N sección Poy.....	97
Figura 64. Armónicos de Voltaje sección Poy.....	98
Figura 65. Armónicos de Corriente sección Poy	99
Figura 66. Voltaje L-N y N-G Transformador 50 kVA.....	104
Figura 67. Corriente de cada Fase y Neutro sección Transformador 50 kVA.....	105
Figura 68. Eventos de tensión sección Transformador 50 kVA	106
Figura 69. Frecuencia sección Transformador 50 kVA.....	106
Figura 70. Desequilibrio (%) entre fases sección Transformador 50 kVA.....	107
Figura 71. Potencia activa (W) sección Transformador 50 kVA.....	108
Figura 72. Potencia reactiva (VAr) sección Transformador 50 kVA	108
Figura 73. Potencia aparente (VA) sección Poy	109
Figura 74. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Transformador 50 kVA	110
Figura 75. Parpadeo en L-N sección Transformador 50 kVA	110
Figura 76. Armónicos de Voltaje sección Transformador 50 kVA.....	111

Figura 77. Armónicos de Corriente sección Transformador 50 kVA.....	112
Figura 78. Voltaje L-N y N-G sección Polyalgodon.....	119
Figura 79. Corriente de cada Fase y Neutro sección Polyalgodon	120
Figura 80. Eventos de tensión sección Polyalgodon.....	120
Figura 81. Frecuencia sección Polyalgodon.....	121
Figura 82. Desequilibrio (%) entre fases sección Polyalgodon	122
Figura 83. Potencia activa sección Polyalgodon.....	123
Figura 84. Potencia reactiva sección Polyalgodon.....	123
Figura 85. Potencia aparente sección Polyalgodon.....	124
Figura 86. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Polyalgodon.....	125
Figura 87. Parpadeo en L-N sección Polyalgodon.....	126
Figura 88. Armónicos de Voltaje sección Polyalgodon.....	127
Figura 89. Armónicos de Corriente sección Polyalgodon	128
Figura 90. Mediciones de resistividad terreno 1	138
Figura 91. Mediciones de resistividad terreno 2	138
Figura 92. Mediciones de resistividad terreno 3	139
Figura 93. Diseño malla a tierra.....	147
Figura 94. Diagrama unifilar rediseño zona A.....	153
Figura 95. Rediseño sistema eléctrico zona B	157

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de Resistencia de Puesta a Tierra	7
Tabla 2. Potencia aparente estándar para transformadores	11
Tabla 3. Secuencia de armónicos	27
Tabla 4. Límite de variación de tensión	38
Tabla 5. Límites de armónicos de voltaje en la red	39
Tabla 6. Límites máximos de armónicos de corriente	40
Tabla 7. Parámetros de medición en equipos clase A	45
Tabla 8. Análisis de perturbaciones y posibles causas	46
Tabla 9. Límites de armónicos de corriente para sistemas de 120 V a 69 kV	48
Tabla 10. Límites de armónicos en voltaje para diferentes niveles de tensión	48
Tabla 11. Parámetros de ΔT en la medición termografía y acciones sugeridas	50
Tabla 12. Datos de placa generador 750 kVA	55
Tabla 13. Datos de placa Transformador 1 MVA sección Texturizado	58
Tabla 14. Datos de placa transformador 1MVA sección Poy	61
Tabla 15. Datos de placa transformador 1.5 MVA sección Polyalgodon	66
Tabla 16. Datos de placa Autotransformador Tipo Seco 200 kVA sección Polyalgodon	68
Tabla 17. Datos placa Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon	69
Tabla 18. Análisis de medición voltaje L - N sección Texturizado	74
Tabla 19. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Texturizado	75
Tabla 20. Eventos de tensión sección Texturizado	76
Tabla 21. Análisis medición de Frecuencia sección Texturizado.	76
Tabla 22. Análisis medición de Desequilibrio sección Texturizado	77
Tabla 23. Análisis medición de Potencia activa (kW) sección Texturizado	78

Tabla 24. Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr) sección Texturizado	79
Tabla 25. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) sección Texturizado	80
Tabla 26. Análisis medición (cos Φ) sección Texturizado	81
Tabla 27. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Texturizado	82
Tabla 28. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Texturizado	83
Tabla 29. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Texturizado	85
Tabla 30. Informe termografía Transformador sección Texturizado	86
Tabla 31. Informe termografía Barras sección Texturizado	87
Tabla 32. Informe termografía Elementos Tablero sección Texturizado	88
Tabla 33. Informe termografía cableado sección Texturizado	89
Tabla 34. Análisis de medición voltaje L - N sección Poy	91
Tabla 35. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Poy	91
Tabla 36. Análisis eventos de tensión sección Poy	92
Tabla 37. Análisis medición de Frecuencia sección Poy	93
Tabla 38. Análisis medición de Desequilibrio sección Poy	94
Tabla 39. Análisis medición de Potencia activa (kW) sección Poy	94
Tabla 40. Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr) sección Poy	95
Tabla 41. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) sección Poy	96
Tabla 42. Análisis medición (cos Φ) sección Poy	97
Tabla 43. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Poy	98
Tabla 44. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Poy	99
Tabla 45. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Poy	100
Tabla 46. Informe termografía Transformador sección Poy	101
Tabla 47. Informe termografía Barras Tablero Principal sección Poy	102
Tabla 48. Informe termografía Elementos Tablero Principal sección Poy	103
Tabla 49. Análisis de medición voltaje L - N sección Transformador 50 kVA	105

Tabla 50. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Transformador 50 kVA.....	105
Tabla 51. Análisis eventos de tensión sección Transformador 50 kVA	106
Tabla 52. Análisis medición de Frecuencia sección Transformador 50 kVA.....	107
Tabla 53. Análisis medición de Desequilibrio sección Transformador 50 kVA	107
Tabla 54. Análisis medición de Potencia activa (W) sección Transformador 50 kVA	108
Tabla 55. Análisis medición de Potencia reactiva (VAr) sección Transformador 50 kVA	109
Tabla 56. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) Transformador 50 kVA	109
Tabla 57. Análisis medición (cos Φ) sección Transformador 50 kVA	110
Tabla 58. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Transformador 50 kVA....	111
Tabla 59. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Transformador 50 kVA	112
Tabla 60. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Transformador 50 kVA	113
Tabla 61. Informe termografía Transformador 50kVA	114
Tabla 62. Informe termografía Elementos tablero del Transformador 50kVA	115
Tabla 63. Informe termografía Transformador 2 MVA.....	117
Tabla 64. Informe termografía Banco de Condensadores 150 kVAr.....	118
Tabla 65. Análisis de medición voltaje L - N sección Polyalgodon.....	119
Tabla 66. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Polyalgodon.....	120
Tabla 67. Análisis eventos de tensión sección Polyalgodon.....	121
Tabla 68. Análisis medición de Frecuencia sección Polyalgodon	121

Tabla 69. Análisis medición de Desequilibrio sección Polyalgodon.....	122
Tabla 70. Análisis medición de Potencia activa sección Polyalgodon	123
Tabla 71. Análisis medición de Potencia reactiva sección Polyalgodon	124
Tabla 72. Análisis medición de Potencia aparente sección Polyalgodon	124
Tabla 73. Análisis medición (cos Φ) sección Polyalgodon	125
Tabla 74. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Polyalgodon	126
Tabla 75. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Polyalgodon	127
Tabla 76. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Polyalgodon	129
Tabla 77. Informe termografía Transformador sección Polyalgodon.....	130
Tabla 78. Informe termografía Autotransformador 200 kVA sección Polyalgodon	131
Tabla 79. Informe termografía Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon	132
Tabla 80. Informe termografía Bushing Transformador 1.5 MVA sección Polyalgodon	133
Tabla 81. Informe termografía Fusibles NH sección Polyalgodon.....	134
Tabla 82. Informe termografía cableado Tablero 2 sección Polyalgodon	135
Tabla 83. Informe termografía Interruptores de Sobre corriente sección Polyalgodon	136
Tabla 84. Informe termografía Disyuntor sección Polyalgodon.....	137
Tabla 85. Corriente que circula por el cuerpo.....	147
Tabla 86. Voltaje de toque	148
Tabla 87. Voltaje de paso.....	148

RESUMEN

El proyecto en mención presenta el rediseño del sistema eléctrico de la empresa HILTEXPOY S.A, basándose en la evaluación del estado de los componentes actuales del sistema y el análisis de calidad de energía, todo esto debido a que no se ha realizado un análisis de los componentes del sistema y la calidad de la energía dentro de la empresa. Para lo cual se empleó como guía los criterios establecidos en la normativa nacional e internacional como son la NEC y la NFPA 70 respectivamente, adicionalmente se realizó un análisis termográfico de dichos componentes con la finalidad de evaluar problemáticas. Dicho análisis se basó en la ANSI/NETA MTS en su versión del 2011. Para el análisis de calidad de energía se empleó el analizador FLUKE 435 CAT I, del cual se tomaron mediciones de las variables eléctricas más importantes, las cuales se analizaron teniendo en cuenta lo indicado en la regulación 002/20 del ARCERNNR y 005/17 del ARCONEL, con la finalidad de ofrecer opciones de rediseño del sistema eléctrico que cumpla con los criterios establecidos en las regulaciones citadas. Adicionalmente se propone un diseño de malla de puesta a tierra indispensable en todo tipo de instalación.

Palabras clave: sistema eléctrico, calidad de energía, termográfico, normativa, rediseño.

ABSTRACT

The project in question presents the redesign of the electrical system of the company HILTEXPOY S.A., based on the evaluation of the state of the current components of the system and the analysis of power quality, all because an analysis of the components of the system or the quality of the power within the company in question has not been carried out.

For the analysis of the electrical system components, the criteria established in national and international standards such as the NEC and NFPA 70 respectively were used as a guide, in addition a thermographic analysis of these components was carried out in order to ratify what was indicated in the previous evaluation, this analysis was based on the ANSI/NETA MTS in its 2011 version.

For the power quality analysis, a FLUKE 435 CAT I analyser was used, from which measurements were taken of the most important electrical variables to be analysed, which will be analysed mainly taking into account what is indicated in regulation 002/20 of ARCERNNR and 005/17 of ARCONEL, with the aim of providing a redesign of the electrical system that complies with the criteria established in the previous regulations. In addition, a design is proposed for an earthing mesh that is essential in all types of installation.

Keywords: electrical system, power quality, thermographic, regulations, redesign.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1.1 ANTECEDENTES

La empresa HILTEXPOY S.A se encuentra en funcionamiento desde el año 1978, donde con el transcurso de los años ha ido innovando en sus procesos mediante el uso de maquinaria moderna empleadas en procedimientos de hilatura y fabricación de hilados e hilos para tejedura ya sea destinada al comercio o su consecuente procesamiento, además de incluir procesos de texturización, retorcido, plegado, cableado y remojo de hilaturas filamentosas empleando toda clase de fibras animales, e inclusive fibra vegetales y sintéticas. Durante los años que ha estado en funcionamiento la empresa, se ha realizado mantenimiento a los transformadores, al igual que el generador que posee, pero no se ha realizado una revisión del estado actual de las instalaciones eléctricas al igual que un estudio de calidad de la energía, considerando que actualmente la cantidad de dispositivos electrónicos conectados a la red se ha incrementado [1]. Por ende, nace la necesidad de realizar un estudio en el cual se pueda determinar cuál es el estado actual del suministro de energía eléctrica: la presencia de armónicos, eventos de tensión como picos y huecos, efectos provocados por un bajo factor de potencia, mal estado del cableado, inclusive agentes contaminantes como el polvo dentro de tableros u otros equipos [2].

1.1.2 IMPORTANCIA Y ALCANCE

Como se sabe, dentro del sector eléctrico y principalmente en el ámbito industrial es de suma importancia tener un continuo abastecimiento de energía, pero no solo eso, también es importante que la energía eléctrica que se suministre sea de calidad, centrado en variables tales como la tensión, corriente y frecuencia [1]. También resulta importante que la infraestructura eléctrica cumpla con la normativa vigente, dado que muchas de las

exigencias se relacionan con aspectos de la seguridad eléctrica. Por ejemplo, la presencia de armónicos o el factor de potencia dentro de la empresa que pueden afectar ya sea a corto o largo plazo el desempeño de equipos y máquinas eléctricas, adicionalmente la densidad de corriente en las barras de un tablero eléctrico o la presencia de puntos calientes ya sea en transformadores o en las conexiones del tablero a los circuitos ramales. Es debido a eso que, como parte de un estudio de calidad, siempre es recomendable verificar si las cámaras de transformación y tableros principales se encuentren en condiciones apropiadas, incluyendo cómo podría ser el correcto dimensionamiento de los conductores de fases, neutro y tierra, debido a la reducción o el aumento de carga en ciertos ramales, así como la probable necesidad de puestas a tierra adicionales ya sea debido a la degradación de las mismas por factores medioambientales como el clima y la humedad, o de por si la misma degradación del suelo [3]. Adicionalmente resulta importante la identificación de los conductores de fases, identificar si el conductor que vamos a seleccionar pertenece a alguna de las tres fases en caso de tratarse de un sistema trifásico. Consecuentemente el sistema eléctrico cumplir con estándares nacionales al igual que normativas o estándares internacionales referidos a condiciones de las instalaciones eléctricas como son: voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, puesta a tierra, etc.

Esto puede adquirir una importancia aún mayor debido a que dentro de la empresa HILTEXPOY S.A no se ha realizado un análisis de calidad de la energía que la Empresa Eléctrica de Quito suministra y por ende no se ha realizado modificaciones de consideración al sistema eléctrico de la empresa. Por lo cual se busca realizar un análisis de calidad de la energía, mediante mediciones en sus tableros principales para conocer el estado de las variables más importantes, y comprobando el estado actual de las puestas a tierra de la empresa, para que, una vez obtenidos los resultados, realizar un análisis y ofrecer un rediseño al sistema eléctrico actual.

1.2 OBJETIVO GENERAL

Proponer un nuevo diseño eléctrico para el mejoramiento de la calidad de energía en la empresa HILTEXPOY S.A basado en el análisis de la calidad de la energía. Para lograr este objetivo general, se alcanzarán los siguientes objetivos específicos.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Validar el funcionamiento del sistema eléctrico y constatar la existencia de puesta a tierra en cámaras de transformación y tableros principales según normativa eléctrica nacional y extranjera relacionada.
- Realizar un estudio de calidad de energía eléctrica en función de una campaña de medición de variables eléctrica como: voltaje, corriente y potencia, en búsqueda de armónicos, factor de potencia, frecuencia y temperatura de cámaras de transformación y tableros principales.
- Proponer un rediseño eléctrico del sistema eléctrico, basado en los problemas encontrados en el análisis de la calidad de la energía.

CAPÍTULO II

MARCO TEORÍCO

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO Y PUESTA A TIERRA

A nivel nacional e internacional existen normas las cuales presentan recomendaciones e indicaciones las cuales tienen como finalidad proteger las instalaciones eléctricas, así como propender a la seguridad de los usuarios.

2.1.1 NEC – CAPÍTULO 15

2.1.1.1 Transformador

El transformador se deberá colocar en un cimiento elaborado a base de hormigón, construido con anterioridad, para que a continuación se inicie con las pruebas sugeridas por el fabricante así como los requerimientos por el usuario y Empresa Distribuidora [4].

2.1.1.2 Seccionadores

La norma indica que todos los seccionadores tipo fusible presentes en media tensión, al igual que los de barra se deberán instalar dentro de los perfiles de soporte, al igual que los elementos tipo fusible [4].

2.1.1.3 Protecciones de Bajo Voltaje

Al igual que los seccionadores la norma indica que los elementos de protección como: interruptores termomagnéticos, bases para fusibles o elementos tipo fusible establecidos en el rango de bajo voltaje se deberán colocar en los perfiles de soporte, al igual que las barras de cobre que se empleen para las fases, neutro y las conexiones de la malla a tierra [4].

2.1.1.4 Conexiones de Bajo Voltaje

Se refiere a la conexiones realizadas con cable conductor adecuadamente aislado, dichas conexiones serán desde los bornes secundarios del transformador a las barras de baja tensión, donde se deberá añadir todos los accesorios para su correspondiente montaje [4].

2.1.1.5 Conductores, uniones y derivaciones

Las resoluciones dadas por la NEC se presentan considerando que el tipo de elemento conductor empleado en las conexiones será de cobre, por lo que en caso de emplearse algún otro material se deberá analizar en base a lo que dicte el ente local, el mismo que aprobará o no su uso. De igual forma la norma indica que todo tipo de empalme se deberá de aislar adecuadamente, con el fin de contar con un nivel de aislamiento similar al del cable conductor, empleando elementos aislantes como resinas, cinta aislante, envolturas termoretráctil o algún elemento previamente admitido, dichos empalmes no tendrán que hallarse tensionadas mecánicamente [4].

2.1.1.6 Tableros

La NEC define a los tableros como elementos los cuales agrupan diferentes instrumentos de protección y seccionamiento, mediante el cual se busca salvaguardar y maniobrar sus circuitos ramales brindando así un elevado nivel de seguridad y confiabilidad. Como los tableros principales, los tableros de distribución, contienen elementos de protección y seccionamiento, con la diferencia que los mismos funcionan con circuitos que distribuyen en alguna instalación y que poseen una barra para neutro y tierra, respectivamente e independientes [4].

2.1.1.7 Conductores para Instalaciones

Para el dimensionamiento de un cable conductor, la norma indica que dicho conductor debe ser capaz de soportar la corriente que por allí circule, al igual que una caída de

tensión dada en el rango permisible el cual será del 3% y en el punto más crítico o alejado del 5%, con una resistencia mecánica y un adecuado desempeño frente a condiciones ambientales.

2.1.1.8 Dimensionamiento del Neutro

Según establece la norma, el neutro deberá dimensionarse dependiendo de la naturaleza de su alimentación, es decir en caso de ser trifásico y conectado a una carga lineal como puede ser iluminación, fuerza y aire acondicionado, el neutro se dimensionará considerando que su sección debe ser igual o inferior a la mitad de la sección de las fases presentes. Por el contrario, si es una carga trifásica no lineal, el neutro deberá ser como mínimo de la misma sección que los conductores de fase. Dicho dimensionamiento podrá ser de hasta el doble de la sección de las fases en caso de presentarse problemas por corrientes armónicas elevadas.

2.1.1.9 Sistemas de Puesta a Tierra

El principal objetivo de un sistema de puesta a tierra es salvaguardar a las personas, así como al sistema eléctrico, sus componentes y estructura, en caso de presentarse condiciones de voltaje peligrosos, cuando se presente una falla y minimizar las consecuencias de presentarse alteraciones provocadas por descargas atmosféricas o la operación de equipos que generen transitorios. Especialmente, el sistema de puesta a tierra busca precautelar la integridad de las personas.

2.1.1.10 Malla de Tierra

Forma parte del sistema de puesta a tierra. Se fundamenta en la instalación de una malla, con sus respectivas varillas, en base a un diseño dependiendo de la normativa de la Empresa Distribuidora o alguna norma específica, donde se deberán tomar en cuenta las

respectivas conexiones a tierra provenientes del borne a neutro del transformador, donde la sección mínima del conductor será #1/0 AWG [4].

2.1.1.11 Valores de resistencia de puesta a tierra

El adecuado diseño de la puesta a tierra se puede ver reflejado en el valor de la resistencia que posee la puesta a tierra debido a que influye directamente en el limitante del valor máximo al que se puede elevar el potencial correspondiente a la tensión de transferencia, donde se deben de considerar como máximo los valores de resistencia de puesta a tierra basados en las normas técnicas como son la ANSI/IEEE 80-2013 y la IEC 600364-4-4-442 [4].

Tabla 1. Valores de Resistencia de Puesta a Tierra [4][5]

Aplicación	Valores Máximos de Resistencia de Puesta a Tierra
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	10 Ω

2.1.1.12 Conexiones a Tierra

Abarca las conexiones de todos los equipos o elementos requeridos, de la misma manera que la conexión del neutro del transformador y su carcasa a la malla de tierra. Adicionalmente se debe considerar que todo tablero principal contará con una conexión o barra a tierra [4].

2.1.2 NFPA 70

La norma NFPA es la norma eléctrica estadounidense, la cual se aplica a nivel internacional y establece las adecuadas prácticas a desempeñar en cuanto a seguridad

eléctrica y diseño. Su articulado indica las condiciones con las cuales deben de contar los diferentes componentes del sistema eléctrico.

En el artículo 110.3 se indica que los equipos deben de reemplazarse una vez hayan cumplido con su tiempo de vida útil, además que debe haber un espacio de separación para permitir nuevas conexiones. En el artículo 110.7 indica que los conductores deben contar con un aislamiento adecuado y no estar expuestos a excesivos esfuerzos mecánicos o factores de degradación. Los artículos 110.11 y 110.12 nos indican algunos factores de deterioro de los equipos eléctricos como suciedad, vapores, humedad, líquidos o ambientes húmedos y que para evitar dichos factores se debe contar con un adecuado sellado y ventilación en el caso de los tableros y transformadores respectivamente. Su numeral 11 indica que los equipos eléctricos, especialmente los transformadores, deben de contar con su placa de fábrica en la cual se mencionen datos importantes como son voltaje y corriente de los terminales, capacidad, conexiones y configuración [6].

En el artículo 200.2 indica que para los conductores de puesta a tierra debe tener un correcto aislante y un color que los diferencie del resto, el artículo 200.6 y el 250.66 indican que dicho conductor debe estar correctamente dimensionado y con distintivos de color diferente al verde que se empleara para el conductor a tierra; también se nos indica en el artículo 250.24 que no se debe conectar ninguna parte metálica de algún equipo que no esté transportando corriente, adicionalmente nos indica que no se debe realizar empalmes entre conductores a tierra, si no que en su lugar se debe usar un punto común de acoplamiento o regleta con la finalidad de agrupar en un solo lugar las conexiones a tierra y asegurar no exista fallos por desconexión [6]. Para tableros de distribución, en el artículo 408 de esta norma se mencionan algunos numerales de consideración, los cuales se describirán a continuación. Tanto conductores como los elementos de protección y barras de los tableros deben hallarse protegidos de daños físicos o externos y correctamente acoplados. De igual forma se nos indica que en el caso de tratarse de un

sistema trifásico las barras deberán colocarse primero la fase A, luego la fase B y por último la fase C, ya sea de una vista frontal hacia atrás, de arriba hacia abajo o a su vez de izquierda a derecha, también se establece que todos los tableros de distribución deben tener una señal o etiqueta de precaución [6].

2.1.3 Vida útil de los equipos

No se puede establecer un único método o criterio en específico para poder determinar el tiempo de vida útil de los distintos equipos eléctricos [7]. Sin embargo, si se pueden determinar algunos factores que influyen directamente como son:

- Factores o condiciones medioambientales de la ubicación del equipo,
- Presencia de sobretensiones ya sean atmosféricas o por maniobra,
- Calidad de los materiales, diseño y fabricación,
- Factores físicos degradantes,
- Frecuencia de mantenimiento,
- Obsolescencia e incompatibilidad tecnológica,
- Elevación de los niveles de corto circuito,
- Deficientes o erróneas prácticas técnicas realizadas.

En base a dichos factores es que se establece en promedio la vida útil de los equipos eléctricos entre los 35 y 40 años, mientras que para equipos de comunicaciones y electrónicos el tiempo de vida útil se da alrededor de 10 años, para los transformadores de potencial y corriente se definió un intervalo de entre 25 y 30 años, por último para interruptores y seccionadores se estableció como máximo 25 años de uso, particularmente en Ecuador en promedio se establece un tiempo de vida útil de aproximadamente 30 a 45 años [7].

2.1.4 Cálculo y dimensionamiento del transformador

Para el dimensionamiento de un transformador se asume lo indicado en el anexa A de la EEQ, que indica se debe encontrar el valor de la demanda de diseño [8], la cual para el caso particular del sector industrial se halla mediante la siguiente formula:

$$DD = \frac{DMU \times N}{FD} \quad (1)$$

En donde:

- DMU: se refiere a la demanda máxima unitaria del usuario industrial
- N: número de clientes que coinciden sobre un determinado punto de la red
- FD: es el factor de diversidad, el cual dependerá de N

En el caso particular del sector industrial, la demanda de diseño tendrá el mismo valor que la demanda máxima unitaria ya que tanto el factor de diversidad como el número de clientes será 1 [8]. Una vez obtenida la demanda de diseño, el dimensionamiento del transformador vendrá dado por la siguiente expresión:

$$kVA(t) = DD + DMD_{CE} \quad (2)$$

Donde:

- DD: es la demanda de diseño
- DMD_{CE} : es la demanda máxima diversificada, que en este caso será en base a cargas especiales.

Adicionalmente es necesario mejorar el factor de potencia de la carga, la ampliación o aumento de carga conectada al secundario del transformador, con lo que particularmente se debe considerar tener una reserva dada entre el 20 y 30% con respecto a la capacidad del transformador [9] las restricciones que se presenten debido a la instalación y por último la clasificación estándar de los transformadores [10]. Un ejemplo de ello es la tabla que se muestra a continuación con valores típicos de transformadores según la IEC 60076.

Tabla 2. Potencia aparente estándar para transformadores [10]

Potencia Aparente MVA	In (A)	
	237 V	410 V
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760

2.1.5 Dimensionamiento de las fuentes de generación de respaldo

Como es bien sabido en el sector industrial, es importante mantener un continuo abastecimiento de energía eléctrica, con lo cual en caso de un desabastecimiento temporal es importante contar con un equipo de respaldo que aporte dicha energía necesaria. Al tratarse del sector industrial, se debería contar con un generador eléctrico, el cual para su dimensionamiento deberá verificarse si suministrará energía a toda la carga que se haya instalado o únicamente a la carga más crítica. Dicho generador deberá estar desconectado de la red cuando no haya servicio por la Distribuidora, por lo cual requerirá un sistema de transferencia automática, con su respectivo enclavamiento. Si se pretende conectar un generador del lado de baja tensión, se deben tomar en cuenta ciertas consideraciones adicionales como son: la sensibilidad de las cargas al momento de presentarse una interrupción del servicio de energía y la disponibilidad y continuidad del servicio de energía. Para determinar la capacidad del generador determinada por la potencia aparente del mismo se debe considerar la demanda de potencia requerida por las cargas que se hallen conectadas [10].

2.1.6 Cálculo y dimensionamiento de conductores

Para el dimensionamiento de los conductores de fase existen algunos criterios. Se tomará en cuenta la corriente que circule por el ramal y el límite máximo permisible de caída de tensión [11]. La corriente que circula se define por la siguiente ecuación:

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_L} \quad (3)$$

En donde:

- $S_{3\phi}$: es la potencia trifásica de la carga
- V_L : es el voltaje de línea

Una vez obtenida la corriente nominal, se multiplicará por un factor de seguridad de 25% siempre que se trate de carga continua.

$$I_{cond} = I_{nom} \times 1.25 \quad (4)$$

Posteriormente se deberá tener en cuenta la distorsión armónica total, con lo cual la corriente final estará dada por:

$$I_{total} = I_{cond} \times \left(1 + \frac{THD}{100}\right) [A] \quad (5)$$

Al obtener la corriente total que circula por el ramal, podremos escoger el calibre del conductor en base a dicho valor, sin embargo, se debe comprobar que las pérdidas de potencia y la caída de tensión no superen el 3% [11][12]. El cálculo de las pérdidas en el conductor se calcula mediante la siguiente formula:

$$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} \times i \times R \times L \times (0.7 \times F_c + 0.3) \times 100}{V_L \times FP \times No. \text{Conductores}/Fase} \quad (6)$$

Donde:

- i : será la corriente nominal de la carga, en [A],
- R : será la resistencia del conductor en [Ohm/km],
- L : longitud del tramo en [km],

- F_c : factor de carga, relación entre la potencia promedio y la potencia pico,
- V_L : voltaje de línea,
- FP: factor de potencia.

Por último para la caída de tensión [12], se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times R \times L \times i \quad (7)$$

Para el dimensionamiento del neutro en particular existen criterios similares. Uno de ellos es el de [4] que indica el neutro debe ser dimensionado tal que sea igual al calibre seleccionado de la fase e inclusive puede ser hasta del doble del calibre de ser necesario. Otro criterio establece que para el dimensionamiento del neutro se debe considerar que por el mismo circula el 70% de la corriente que circula por el promedio de la corriente de las fases [12]. En base a la normativa de la EEQ, se toma en cuenta ciertos calibres mínimos en determinadas condiciones como se establece en el más adelante en el Anexo 26.

2.1.7 Dimensionamiento de Barras para un tablero eléctrico

Para el dimensionamiento de las barras en un tablero principal se debe realizar de forma similar al dimensionamiento de los conductores, es decir se realiza en función de la corriente que circule y verificando con un catálogo para poder determinar las medidas de las barras y su sección correspondiente [13].

2.1.8 Cálculo de la corriente de corto circuito

Antes de obtener la corriente de corto circuito, se debe calcular la corriente base, en función de la potencia en kVA del transformador y del voltaje de línea, dependiendo de hacia dónde se va a referir el voltaje para el cálculo de la corriente se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} [A] \quad (8)$$

Una vez se haya obtenido la corriente base, se obtiene la corriente de corto circuito en por unidad, la cual dependerá del voltaje o impedancia de corto circuito característica del transformador. Dicho valor se podrá obtener de los datos de placa de este y para el cálculo se deberá utilizar la siguiente formula:

$$I_{cc}[p.u.] = \frac{I_n[p.u.]}{Z_{cc}[p.u.]} \quad (9)$$

Por último, una vez obtenida la corriente de corto circuito en por unidad se debe multiplicar por la corriente base y así se podrá obtener la corriente de corto circuito en amperios.

$$I_{CC}[A] = I_{cc}[p.u.] \times I_B[A] \quad (10)$$

2.1.9 Método de Wenner

El método de Wenner es un método bastante simple, el cual se basa en colocar las varillas a una misma distancia de separación y profundidad.

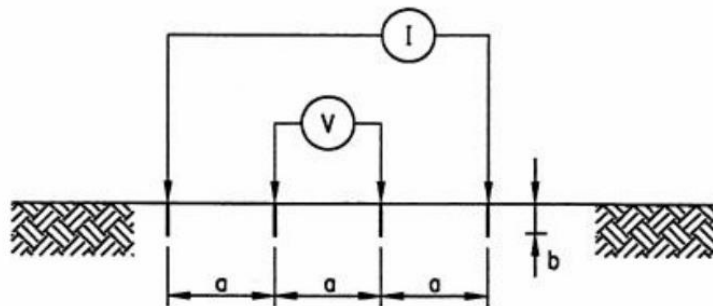


Figura 1. Método de Wenner [14]

Para obtener el valor de resistividad del terreno, el instrumento de medición calcula una relación entre voltaje y corriente para obtener el valor de resistencia. Una vez considerando las distancias de separación anteriores y la resistencia medida, la resistividad del suelo se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi Ra}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)} \quad (11)$$

Como generalmente al momento de realizar mediciones el valor de “a” es mucho mayor que “b”, la ecuación anterior se puede reducir a:

$$\rho = 2\pi Ra \quad (12)$$

2.1.10 Método de Schlumberger - Palmer

El método de Schlumberger – Palmer es similar al método de Wenner, debido a la configuración de las picas o electrodos empleados, ya que los mismos se colocan de forma en la cual se ubiquen formando una línea recta. El método de Schlumberger – Palmer se diferencia principalmente del de Wenner, en que los electrodos se ubican a diferentes distancias, es decir que habrá una separación diferente entre los electrodos de corriente y voltaje respectivamente, como se puede notar en la Figura 2 [15].

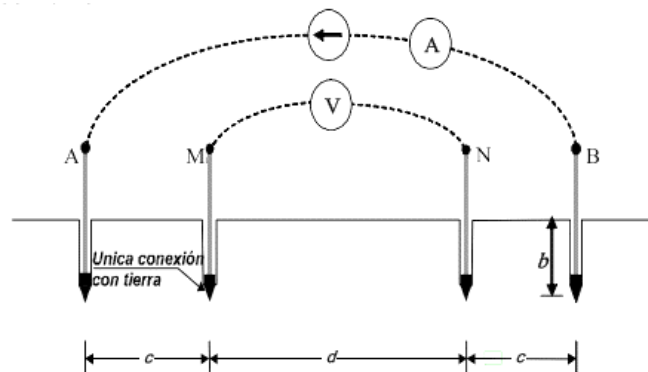


Figura 2. Método de Schlumberger – Palmer [14]

Para ello se considera la siguiente fórmula:

$$\rho = \frac{\pi \times c \times (c + d) \times R}{d} \quad (13)$$

Donde:

- ρ : es el valor de resistividad del suelo
- c : distancia de separación en metros de los electrodos de tensión y corriente
- d : distancia de separación en metros de los electrodos de tensión
- R : resistencia en ohmios, medida por el equipo

A diferencia del método de Wenner, este método nos permite tener mediciones más exactas de resistividad principalmente si el terreno en el cual vayamos a medir tenga varias capas [14].

2.1.11 Cálculo y dimensionamiento de una malla puesta a tierra

Es importante contar con una malla de puesta a tierra con la finalidad de tener un ambiente seguro, proteger equipos y estructuras además de poseer un camino de baja impedancia mediante el cual se pueda llevar la corriente de falla a tierra [16][17]. Al momento de diseñar la malla se deben considerar: el valor máximo para los voltajes de paso y de contacto, la configuración de la malla, la medición de resistividad del terreno, el tiempo máximo en el que se despeja la falla, que por lo general será de 0.333 s, la sección del conductor de la malla y la profundidad de la misma [16][18].

La sección mínima del conductor de la malla se encuentra mediante la siguiente formula:

$$S_{min} = \frac{1000 \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{\sqrt{9.64 \times \frac{c \times g}{\rho \times 0.004} \times \ln(1 + 0.004 \times (Tg - T1))}} \quad (14)$$

Donde:

- I_{cc} : es la corriente de cortocircuito en kA,
- t : es el tiempo de falla en segundos,
- c : es el calor específico del cobre que en este caso será de 0.092 cal/g*°C,
- g : peso específico del cobre el cual es 8.96 $\frac{g}{cm^3}$
- ρ : es la resistividad del cobre que es de 0.0171 $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$
- Tg : es la temperatura final del conductor, de 450°C,
- $T1$: es la temperatura inicial del conductor, de 35°C.

El resultado se dará en kcmil, sin embargo, es importante destacar que 1 kcmil equivale a 0.5068 mm^2 . Para poder determinar la resistencia de la malla de tierra se utilizará la siguiente formula:

$$R_m = \frac{\rho_T}{\pi \times Lm} \left[\ln \left(\frac{2 \times Lm}{\sqrt{\phi_c \times h}} \right) + \frac{2 \times k1 \times Lm}{\sqrt{Sm}} - k2 \right] \quad (15)$$

En donde:

- ρ_T : es la resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$,
- h: es la profundidad en metros a la cual se enterrará la malla,
- ϕ_c : diámetro del conductor dado en metros,
- Lm: longitud de los conductores
- Sm: superficie de la malla,
- k1 y k2 son constantes obtenidas de [18].

El cálculo de Lm esta dado por la siguiente expresión:

$$Lm = (Lx * Ncu) + (Ly * Ncp) \quad (16)$$

Donde:

- Lx es la longitud de la malla en el eje x,
- Ly es la longitud de la malla en el eje y,
- Ncu será el número total de conductores de unión,
- Ncp será el número total de conductores principales.

Ncu y Ncp se calculan empleando las siguientes expresiones

$$Ncu = \left(\frac{Ly}{Dt} \right) + 1 \quad (17)$$

$$Ncp = \left(\frac{Lx}{Dt} \right) + 1 \quad (18)$$

Dt representa la distancia que existe entre conductores. Para el cálculo de la superficie de la malla se usa la siguiente expresión:

$$Sm = Lx * Ly \quad (19)$$

El cálculo de los coeficientes k1 y k2 se calculan empleando las gráficas de los más adelante correspondientemente, donde se emplea una única curva dependiendo de la profundidad del terreno.

Una vez se obtengan dichos valores se procederá a calcular la resistencia de las varillas, mediante la siguiente formula:

$$Rv = \frac{\rho_T}{2 \times \pi \times n_R \times L_r} \left[\ln \left(\frac{4 \times L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2 \times k1 \times L_r}{\sqrt{Sm}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right] \quad (20)$$

Para lo cual se tiene que:

- Lr es la longitud de la varilla en metros,
- b es el radio de la varilla,
- n_R: es el número total de varillas.

Posteriormente se debe calcular la resistencia mutua que existe entre las varillas y la red de cobre de la malla

$$R_{mt} = \frac{\rho_T}{\pi \times Lm} \left[\ln \left(\frac{2 \times Lm}{L_r} \right) + \frac{k1 \times Lm}{\sqrt{Sm}} - k2 + 1 \right] \quad (21)$$

Finalmente se podrá obtener la resistencia del sistema. Con dicho valor se podrá comprobar si la malla cumple con los requisitos mínimos.

$$R_S = \frac{R_m R_v - R_{mt}^2}{R_m + R_v - 2 \times R_{mt}} \quad (22)$$

Adicionalmente, la resistencia de la malla no es la única que debe cumplir con dichas condiciones, debe de cumplir con los requisitos del estándar IEEE 80, el cual indica que V_m y V_s deben ser inferiores al V_{toque} y V_{paso} respectivamente [18]. Para el cálculo del voltaje de toque se emplea la siguiente formula:

$$V_{toque} = I_B (R_B + 1.5 \times \rho_T) \quad (23)$$

Donde:

- I_B: es la corriente que circula a través del cuerpo

- R_B : es la resistencia del cuerpo la cual será de 1000 Ω ,
- ρ_T : es la resistividad del terreno.

La corriente que circula por el cuerpo se calcula de la siguiente forma:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{tf}} \quad (24)$$

• k será un constante que en caso de tratarse de una persona de 50 kg es de 0.116 y si se trata de una persona de 70 kg es de 0.157,

- tf es el tiempo que dura la falla.

El voltaje de paso se calcula mediante la siguiente expresión:

$$V_{paso} = I_B(R_B + 6 \times \rho_T) \quad (25)$$

Una vez obtenidos los valores de voltaje de paso y toque es necesario calcular V_m y V_s para poder realizar la correspondiente comparación y así identificar si se cumple con los requisitos establecidos en [18]. V_m se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$V_m = \frac{\rho_T \times km \times ki \times I_f}{Lm'} \quad (26)$$

$$km = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D^2}{16 \times h \times \phi_c} \right) + \frac{(D + 2 \times h)^2}{8 \times D \times \phi_c} - \frac{h}{4 \times \phi_c} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \times \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \times n - 1)} \right) \quad (27)$$

Donde:

- D se refiere a la distancia entre conductores de la malla, en caso de tener distancias asimétricas se tomará el valor de la mayor distancia en metros

- h es la profundidad en metros a la que se encuentre la malla,
- ϕ_c es el diámetro del conductor en metros.

Para el cálculo de los diferentes coeficientes se emplean la siguientes fórmulas y consideraciones:

$$k_{ii} = \begin{cases} 1 & \text{Cuando tiene varillas en el perimetro o esquinas} \\ \frac{1}{(2 \times n)^{\frac{2}{n}}} & \text{Cuando no tiene varillas en el perimetro o esquinas} \end{cases} \quad (28)$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (29)$$

En general, el valor de h_0 se toma como 1 metro. Los demás coeficientes se calculan mediante las siguientes consideraciones:

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d \quad (30)$$

$$n_a = \frac{2 \times Lm}{Lp} \quad (31)$$

$$n_b = \begin{cases} 1 & \text{Mallas cuadradas} \\ \sqrt{\frac{Lp}{4 \times \sqrt{Sm}}} & \text{Otras configuraciones} \end{cases} \quad (32)$$

$$n_c = \begin{cases} 1 & \text{Mallas rectangulares} \\ \left(\frac{lx \times ly}{Sm}\right)^{\frac{0.7 \times Sm}{lx \times ly}} & \text{Otras configuraciones} \end{cases} \quad (33)$$

$$n_d = \begin{cases} 1 & \text{Mallas cuadradas, rectangulares, tipo L} \\ \frac{Diag_m}{\sqrt{lx^2 + ly^2}} & \text{Otras configuraciones} \end{cases} \quad (34)$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \times n \quad (35)$$

$$Lm' = \begin{cases} Lm + \left(1.55 + 1.22 \left(\frac{Lr}{\sqrt{lx^2 + ly^2}}\right)\right) * n_R * L_R & \text{Con varillas en esquinas o perimetro} \\ Lm + n_R \times L_R & \text{Sin varillas en esquinas o perimetro} \end{cases} \quad (36)$$

En donde:

- Lm será la longitud total de la malla en metros
- Lp es el perímetro de la malla en metros
- Sm es la sección de la malla m^2
- lx y ly se refieren al largo y ancho de la malla respectivamente en metros
- $Diag_m$: se refiere a la diagonal mayor de la malla de la puesta a tierra en metros
- Lr es la longitud de la varilla en metros
- n_r es el número de varillas de la malla

El cálculo del V_s se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$V_s = \frac{\rho_T \times k_S \times k_i \times I_f}{L_S} \quad (37)$$

Los coeficientes L_S y k_S se calculan utilizando las siguientes ecuaciones:

$$L_S = 0.75 \times L_m + 0.85 \times n_R \times L_R \quad (38)$$

$$k_S = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right) \quad (39)$$

2.2 CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En Ecuador la principal regulación que establece los límites de la calidad del servicio de energía eléctrica es la REGULACIÓN No. ARCERNNR – 002/20 descrita por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables del País, la regulación en mención se basa en normas o estándares internacionales como IEEE o IEC, que establecen procesos y tiempo para la medición de calidad de la energía y los límites a considerar de armónicos en corriente y voltaje, perturbaciones rápidas de tensión o flicker, interrupciones, además describe las responsabilidades de calidad de energía por parte de la empresa distribuidora y el consumidor. Adicionalmente a nivel nacional existen otras regulaciones las cuales se enfocan en establecer el factor de potencia mínimo que deberá tener un consumidor para evitar sanciones, sin embargo, también se debe de considerar niveles de temperatura ya sea del transformador, conductores o barras del tablero, ya que también será un indicativo de mal funcionamiento o afectación por alguna variable descrita anteriormente.

Es debido a que dichas variables influyen en la calidad de energía, donde a su vez afectaran económicamente a todos los consumidores indistintamente de la naturaleza del mismo, aunque es de destacar que los principales efectos de una deficiente calidad energética se verá reflejada en el sector industrial y comercial, todo esto ya que poseen equipos con variadores de frecuencia, convertidores, los cuales tienden a producir

perturbaciones en la red a la cual se conecten, afectando así el desempeño de los demás equipos conectados [2] [19].

El analizador de red será el equipo que se emplee para poder tomar medidas y registrar todas las variables que afectan la calidad de energía. Dichas mediciones se pueden realizar en sistemas monofásicos, bifásicos y trifásicos, donde el equipo dependiendo de su tipo de conexión ya sea en estrella o triángulo se podrá conectar al mismo midiendo y registrando variables como: tensión, corriente, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia y armónicos [19].

2.2.1 Conceptos y definiciones

Las variables eléctricas como el voltaje y corriente no están exentas de sufrir alteraciones ya sea en amplitud o frecuencia, debido a varios factores, como las perturbaciones provocadas por el tipo de carga. Para ello se debe considerar variaciones de voltaje, sobretensiones, flicker o parpadeo, armónicos tanto en voltaje como corriente, bajos índices de factor de potencia y elevadas temperaturas [19].

2.2.1.1 Variaciones de voltaje

Las variaciones de voltaje representan alteraciones repentinas e imprevistas en la magnitud de voltaje, debido a variaciones seguidas y rápidas en la corriente. Dichas variaciones pueden ser de corta y larga duración [20].

2.2.1.1.1 Corta duración

Las variaciones de voltaje de corta duración son generalmente causadas por la energización de grandes cargas las cuales requieren una alta corriente de energización o a su vez puede ser causadas por fallos o pérdidas en los conductores. Dichas variaciones pueden ser: interrupciones las cuales tendrán una magnitud inferior al 0.1 por unidad, depresiones o «sags» con magnitudes entre el 0.1 y 0.9 por unidad, por último, pueden

ser picos o «swells» con una magnitud entre 1.1 y 1.4. adicionalmente dichas variaciones se pueden dar de 0.5 ciclos a 30 ciclos, consideradas variaciones instantáneas y también pueden darse entre 30 ciclos a 30 segundos las cuales se denominaran como variaciones momentáneas [21].

2.2.1.1.2 Larga duración

Este tipo de variaciones se caracterizan por que su duración es mayor a un minuto y generalmente son causadas por: mala regulación de los taps de un transformador, arranque o desconexión de cargas considerables, fallas en el banco de capacitores, etc.

A su vez se clasifican en: interrupciones sostenidas, bajo voltaje o «undervoltage» con una magnitud de 0.8 a 0.9 por unidad y sobrevoltaje o «overvoltage» con una magnitud de 1.1 a 1.2 por unidad [21].

2.2.1.2 Huecos de tensión

Los huecos de tensión son alteraciones en la onda de voltaje, dichas alteraciones se podrán tener una duración inferior a medio ciclo. Generalmente suelen presentarse debido a cortocircuitos en líneas de transmisión, ya sea por la caída de árboles, algún objeto atravesado o simplemente por factores meteorológicos o artificiales, también suelen presentarse debido a la conexión de cargas no lineales o algún otro equipo electrónico. Uno de los factores que más influyen en los huecos de tensión será en función de la impedancia y la ubicación de la falla, adicionalmente se debe considerar el tipo de conexión de nuestro transformador y la carga a la cual se conecte. Los huecos de tensión pueden provocar fallos en equipos electrónicos, sistemas automáticos de regulación, para lo cual, en caso de buscar una mitigación de dicha perturbación se debe aislar los equipos más sensibles de la fuente que produce dichos huecos de tensión [19][20].

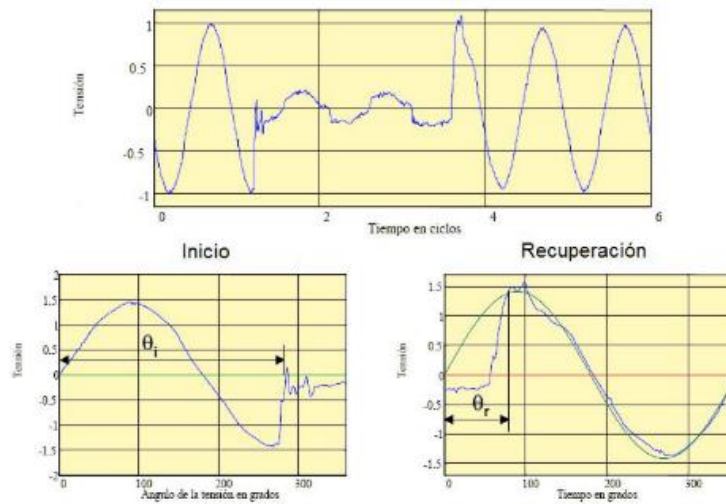


Figura 3. Comportamiento característico de un hueco de tensión [20]

2.2.1.3 Sobretensiones

Se define como sobretensión al aumento repentino del valor eficaz de tensión sobre el valor 1.1 por unidad (p.u) con respecto al valor de tensión nominal, considerando que dicha afectación se presentará por más de un minuto. Por lo general las sobretensiones se deben a varios factores como conexión o desconexión de cargas considerables, la conexión de un banco de capacitores, todo esto debido a que el sistema por sí mismo no tiene la capacidad de regular el nivel de voltaje según sea requerido [21]. También pueden presentarse sobretensiones debido a descargas atmosféricas.

2.2.1.4 Flicker

Se define como «flicker» o parpadeo al cambio intermitente y repentino en la intensidad lumínica de lámparas o luminarias. Dicha intermitencia en función de la percepción humana se podrá ver reflejada mareos y jaquecas [22]. El flicker es principalmente producido por cambios rápidos en los niveles de voltaje, lo cual producen variaciones en la corriente generando así fluctuaciones en la iluminación [21].

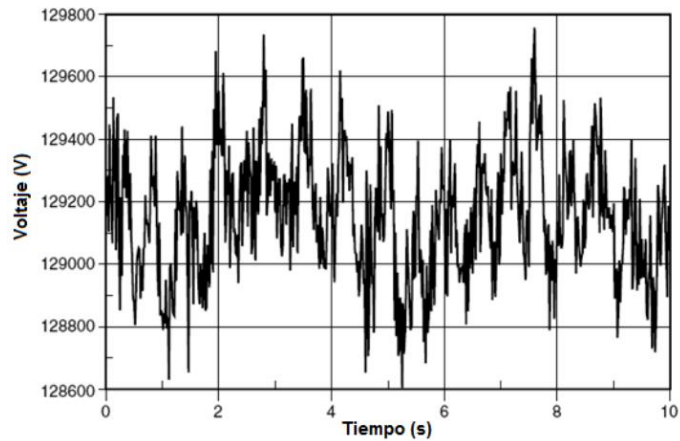


Figura 4. Flicker en una onda de voltaje durante un lapso de tiempo [21]

La forma de onda del flicker se presentara como un valor eficaz, es decir en este caso en particular el parpadeo se observará como el porcentaje de la componente en su frecuencia fundamental, el flicker se mide tomando en consideración la sensibilidad del ojo humano, donde por lo general los valores suelen hallarse alrededor del 0.5%, que ya se pueden notar en las luminarias y presentándose con una frecuencia habitual de 6 a 8 Hz [21].

2.2.1.5 Armónicos

Los armónicos se definen como ondas sinusoidales, las cuales se presentarán con frecuencias, que serán múltiplos de la frecuencia fundamental de la red, que para el Ecuador será de 60 Hz. Dichas ondas generan distorsión en el voltaje y en la corriente [19], por lo cual los armónicos se suman con la onda fundamental de corriente o tensión respectivamente ocasionando las distorsiones o alteraciones [23].

Los armónicos son producidos en general por cargas no lineales: equipos electrónicos, inversores, variadores de frecuencia, compensadores de potencia reactiva estáticos, cargadores de baterías, rectificadores de equipos para soldadura compuestos por diodos o tiristores, entre otros.

Algunos de los efectos de los armónicos impacta en los conductores, dado que la corriente es mayor que en ausencia de armónicos, adicionalmente se presentan mayores

pérdidas de potencia activa en líneas y debido al calentamiento en transformadores y motores, , reducción del cos phi, y probablemente esté relacionado con la reducción de la vida útil de equipos eléctricos y maquinaria [20].

A los armónicos se los identifica dependiendo de si es un armónico de voltaje o corriente, adicionalmente del orden del armónico dado por el múltiplo de la frecuencia fundamental. Para ello se los identifican como “Hk”, donde la letra “k” se refiere al múltiplo de la frecuencia ya sea de 50 o 60 Hz. Se diferencia a los armónicos de voltaje y corriente, como “Ihk” para armónicos de corriente y “UHK” para armónicos de voltaje [23].

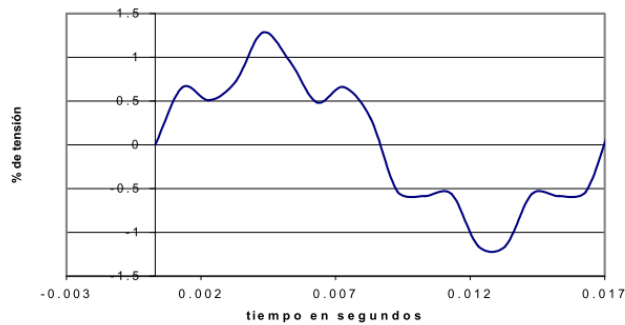


Figura 5. Componente fundamental de onda con contenido armónico [24]

En los sistemas trifásicos, que son balanceados se tendrá un desfase de 120° para las ondas de voltaje y corriente respectivamente, en caso de tener una secuencia positiva de fases es decir A, B y C. de presentarse armónicos en el sistema, y debido a que se presentan en frecuencias múltiples de la frecuencia nominal se darán desfases diferentes a los 120° , lo que genera diferentes secuencias de fase [24].

Tabla 3. Secuencia de armónicos [24]

N° de armónico	Secuencia
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0
7	+
8	-
9	0
10	+
11	-
12	0
13	+

Los armónicos de secuencia positiva producen dentro de los motores un campo giratorio en el mismo sentido de giro contribuyendo con un torque de secuencia positiva, mientras que para los armónicos de secuencia negativa, producen un campo giratorio contrario produciendo así un efecto de frenado y por ultimo los armónicos de secuencia cero afectan al neutro haciendo que las corrientes circulen, si pueden, , independientemente de tratarse de un sistema balanceado [24].

Para evaluar los efectos producidos por los armónicos, se emplean indicadores para cuantificar la contaminación armónica de una onda ya sea tensión o corriente. Para el análisis, estos indicadores se comparan con un valor límite dado por el estándar, valor de capacidad de soporte del equipo o un valor dado por la empresa distribuidora [24].

2.2.1.5.1 Índices para armónicos de corriente

Para el cálculo del índice armónico individual de corriente se tiene:

$$D_i = \frac{I_i}{I_n} \times 100\% \quad (40)$$

- D_i : es la distorsión armónica individual en la señal de corriente
- I_i : corriente individual del armónico “i”
- I_n : corriente nominal

La distorsión total de un armónico de corriente se obtiene mediante:

$$THD_i = \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (I_i)^2} \times 100\% \quad (41)$$

$$TDD = \frac{1}{I_d} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (I_i)^2} \times 100\% \quad (42)$$

Donde:

- THD_i será el índice de distorsión total armónica de corriente
- I_L es la corriente de carga en amperios
- TDD es el índice de distorsión de la demanda
- I_d : es la corriente demanda en amperios

2.2.1.5.2 Índices para armónicos de voltaje

Para el cálculo del índice armónico individual de voltaje se tiene:

$$D_v = \frac{V_i}{V_n} \times 100\% \quad (43)$$

- D_v : es la distorsión armónica individual en la señal de voltaje
- V_i : tensión individual del armónico “i”
- V_n : tensión nominal

La distorsión total de un armónico de voltaje se obtiene mediante:

$$THD_v = \frac{1}{V_n} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (V_i)^2} \times 100\% \quad (44)$$

2.2.1.6 Filtros

Los filtros son dispositivos empleados para la mitigación de armónicos, los mismos combinan elementos resistivos, capacitivos e inductivos. Los filtros se pueden diseñar de tal forma que su acción dependa del rango del ancho de banda para el cual se haya diseñado, dichos filtros se denominan pasivos, mientras que los filtros que actúan en función del monitoreo en tiempo real de las corrientes armónicas y su correspondiente supresión, se denominan activos [25][26].

2.2.1.6.1 Filtros activos

Los filtros activos gracias a sus componentes de electrónica de potencia y por medio de una lógica de control se adaptan a la intensidad de distorsión armónica en tiempo real: Permite reducir un amplio espectro de armónicos en la red, es por ello que en caso de buscar reducir los armónicos de voltaje se conectan en serie a la carga, mientras que si se busca reducir los armónicos de corriente se conectan en paralelo a la red. Es uno de los filtros más usados debido a su grado de adaptabilidad, para ello puede emplear técnicas de control basadas en el tiempo o la frecuencia [27]. Si el filtro emplea la lógica de control en base a la frecuencia se utiliza series de Fourier para comparar las señales, mientras que si se basa en el tiempo, se realiza la corrección de armónicos comparando la señal obtenida en tiempo real con una señal de referencia [27][28]. Entre las principales ventajas se tienen: la supresión de armónicos, bloqueo de frecuencias resonantes, gestión de la potencia reactiva, gran adaptabilidad, la principal desventaja es su costo.

Para el dimensionamiento del filtro activo se considera la corriente necesaria a filtrar [28], considerando la fase que presente una mayor corriente, el dimensionamiento es según la siguiente formula:

$$I_{\text{filtro activo}} = \sqrt{I_{\text{armónicos}}^2 + I_{\text{PotenciaQ}}^2 + I_{\text{balanceocarga}}^2} \left[\frac{A}{\text{fase}} \right] \quad (45)$$

En donde:

- $I_{\text{armónico}}$: es la corriente de los armónicos en amperios
- $I_{\text{PotenciaQ}}$: es la corriente del banco de condensadores en amperios
- $I_{\text{balanceocarga}}$: es la corriente que se obtiene comparando los valores rms de corriente mínimos, promedios y máximos, en amperios

La corriente de los armónicos se obtiene mediante las siguientes fórmulas validas:

$$I_{\text{armónicofase}} = I_{60\text{Hzfase}} \times \frac{\text{THD}_{I\text{fase}}}{100} \times \left(1 + \frac{\text{THD}_{V\text{fase}}}{10} \right) \left[\frac{A}{\text{fase}} \right] \quad (46)$$

$$I_{\text{armónicofase}} = I_{\text{RMSfase}} \times \sqrt{\frac{\text{THD}_{I\text{fase}}^2}{100^2 + \text{THD}_{I\text{fase}}^2}} \times \left(1 + \frac{\text{THD}_{V\text{fase}}}{10} \right) \left[\frac{A}{\text{fase}} \right] \quad (47)$$

En donde:

- $I_{60\text{Hzfase}}$ y I_{RMSfase} será el valor máximo de corriente medida
- THD_I : índice de distorsión armónica total de corriente
- THD_V : índice de distorsión armónica total de voltaje

$$I_{\text{PotenciaQ}} = \frac{Q_{\text{fase}}}{V_{\text{fase}}} \quad (48)$$

Para lo cual:

- Q_{fase} : potencia reactiva requerida en kVAr
- V_{fase} : voltaje entre fases en voltios

La corriente balanceada de fases se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{balanceocarga} = \text{mayor valor de } \left[\begin{array}{l} I_{promedio} - I_{min} \\ I_{max} - I_{promedio} \end{array} \right] \quad (49)$$

Donde:

- $I_{promedio}$: corriente promedio en amperios
- I_{max} : corriente máxima en amperios
- I_{min} : corriente mínima en amperios

En ciertas ocasiones cuando la instalación se encuentra por encima de los 1000 metros sobre el nivel de mar y a una temperatura mayor de 40 °C se debe usar la siguiente fórmula:

$$I_{AFT} = I_{filtroactivo} \times FT^a \times FAlt \quad (50)$$

En donde:

- FT^a : es el factor de sobredimensionamiento en caso de que la temperatura sea mayor de 40°C. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FT^a = 1 + \left(\frac{T. ambiente}{50} - 0.8 \right) \quad (51)$$

- $FAlt$: se refiere al factor de sobredimensionamiento en caso de que la instalación se encuentre por encima de los 1000 metros sobre el nivel del mar. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$FAlt = 1 + \left(\frac{Altitud}{10000} - 0.1 \right) \quad (52)$$

2.2.1.6.2 Filtros pasivos

La principal característica de los filtros pasivos es el hecho de que brindan un camino con una baja impedancia a tierra, para determinadas frecuencias armónicas. Se pueden diseñar para eliminar uno o varios armónicos, particularmente los de orden 5, 7 y 11 [27]. Sus principales ventajas son: la eliminación específica de armónicas, posibilidad de influenciar en la reducción de los demás armónicos, compensación reactiva, su bajo costo y su robustez. A pesar de ello también puede presentar efectos negativos tales como:

presentar resonancia en el circuito debido al cambio de impedancia. En caso de tener un alto índice de distorsión armónica no será muy eficaz ya que solo eliminará armónicos específicos, para realizar la compensación es necesaria grandes bobinas cuando se trate de compensar en bajas frecuencias [25][27]. Existen algunos tipos de filtros pasivos entre los cuales se tienen:

- Filtro pasivo serie: se componen principalmente de componentes inductivos y capacitivos, generalmente se diseñan para mitigar los armónicos noveno y onceavo [29].
- Filtro paralelo: una de las principales características de este tipo de filtros es que ofrece un camino de baja impedancia, siendo más económicos y aportando compensación reactiva al sistema que se conecte [25].
- Filtro sintonizado: este tipo de filtros tiene el mismo principio que un filtro en paralelo, con la característica de que se componen de un elemento resistivo, inductivo y capacitivo conectados en serie, con lo cual además de mejorar el factor de potencia se puede eliminar determinado armónico, el cual podría afectar y reducir los armónicos adyacentes [25].

A continuación se describe los pasos para el diseño de un filtro pasivo basado en [30], para la cual se deberá calcular la potencia reactiva a entregar por el filtro, considerando los límites de [31].

$$Q_{eff} = P(\tan(\theta_1) - \tan(\theta_2)) \quad (53)$$

- θ_1 : ángulo inicial
- θ_2 : ángulo final
- P: potencia activa en kW

A continuación, se calculará la impedancia del filtro usando la siguiente fórmula:

$$X_{eff} = \frac{(V_{L-L})^2}{Q_{eff}} \quad (54)$$

- V_{L-L} : voltaje entre líneas

Posteriormente previo a diseñar el filtro según el armónico a corregir se debe tomar en cuenta reducir en 6% para evitar el efecto de resonancia según lo indica [30], el armónico se calcula usando la siguiente ecuación:

$$h_f = \frac{F_{armónico}}{F_{sistema}} \times 0.06 \quad (55)$$

$$h' = h - h_f \quad (56)$$

- $F_{armónico}$: frecuencia del armónico en Hz
- $F_{sistema}$: frecuencia del sistema en Hz
- h : armónico a filtrar
- h_f : valor de reducción para evitar resonancia en el sistema

Para el cálculo de los elementos del filtro se usan las siguientes ecuaciones:

$$X_c = \frac{(h')^2}{(h')^2 - 1} \times X_{eff} \quad (57)$$

$$C = \frac{1}{2\pi \times f \times X_c} \quad (58)$$

$$X_L = \frac{X_c}{(h')^2} \quad (59)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi \times f} \quad (60)$$

$$R = \frac{X_L \times h}{Qf} \quad (61)$$

$$Q_{filtro}(kVAr) = \frac{(kV_{L-L})^2}{X_c - X_L} \quad (62)$$

- X_c : impedancia capacitiva del filtro en Ω
- C : valor del capacitor en μF
- X_L impedancia inductiva del filtro en Ω
- L : valor de la inductancia en mH
- f : frecuencia nominal del sistema

- R: resistencia en Ω
- Qf: facto de calidad, habitualmente se tomará como 25
- Q_{filtro} : potencia reactiva del filtro en kVAr

La corriente que circula por el filtro se define por:

$$I_{filt} = \frac{Q_{filt}}{\sqrt{3} * kV} \quad (63)$$

$$I_{RMS} (A) = \sqrt{I_{filt}^2 + I_h^2} \quad (64)$$

$$I_{fundamental} (A) = \frac{P(kW)}{\sqrt{3} * kV_{LL}} \quad (65)$$

- I_{RMS} : valor eficaz de corriente en amperios
- $I_{fundamental}$: corriente fundamental del sistema
- I_h : corriente del armónico a filtrar

Dicha corriente deberá cumplir con un margen del 135% como máximo, como lo indica en [30], se calcula usando la siguiente fórmula:

$$\%M. corriente = \frac{I_{RMS}}{I_{fundamental}} \times 100 \quad (66)$$

2.2.1.7 Factor de potencia

El factor de potencia se refiere a la relación entre la potencia aparente (kVA) y la potencia activa (kW), o el desfase entre la onda sinusoidal de voltaje y la onda sinusoidal de corriente, generando una corriente reactiva. En caso de no existir tal desfase, el factor de potencia se considera unitario [32].

Las fórmulas de las potencias son:

- Potencia aparente (S):

$$= V * I (kVA) \quad (67)$$

- Potencia activa (P):

$$= V * I * \cos\varphi \text{ (kW)} \quad (68)$$

- Potencia reactiva (Q) =

$$= V * I * \sin\varphi \text{ (kVAr)} \quad (69)$$

Si relacionamos las potencias, obtendremos el factor de potencia:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \quad (70)$$

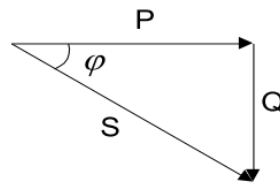


Figura 6. Triángulo de relación entre potencias [32]

El desfase presentado entre la onda de voltaje y la de corriente, dependerá de la naturaleza de la carga; es decir si la carga se compone mayoritariamente de elementos inductivos presentará un factor de potencia en retraso, mientras que de presentarse mayor carga de tipo capacitivo su factor de potencia será en adelanto. o se tendrá un factor de potencia unitario [32].

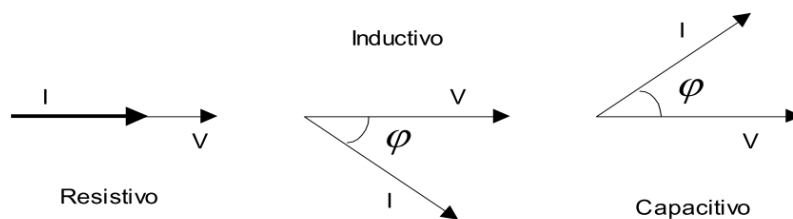


Figura 7. Desfase entre vectores de voltaje y corriente [32]

Si el consumidor no mantiene un factor potencia adecuado, entonces la empresa distribuidora puede penalizar para promover las correcciones necesarias según la regulación correspondiente [20].

2.2.1.8 Termografía de equipos eléctricos

La termografía es un método mediante el cual se puede obtener mediciones de temperatura sin la necesidad de tocar el equipo u objeto en donde se vayan a tomar mediciones. Un mal funcionamiento ya sea debido a alguna falla o alguna alteración en la conexión puede verse reflejada en la temperatura y mostrarse como radiación infrarroja [33][34].

Por ello es importante analizar la temperatura del cableado, motores, transformadores y puntos de acoplamiento, entre otros [35]. Debido a que la energía calorífica está ligada con el correcto desempeño del sistema eléctrico además de máquinas y equipos eléctricos que se haya conectado al mismo, es que la temperatura es una variable fundamental para conocer el rendimiento y la condición actual [33]. La temperatura se relaciona directamente con la energía emitida, debido a que mientras más alta sea la temperatura mayor será la energía emitida, sin embargo la mayor parte de la energía se encuentra en longitudes de onda largas [36].

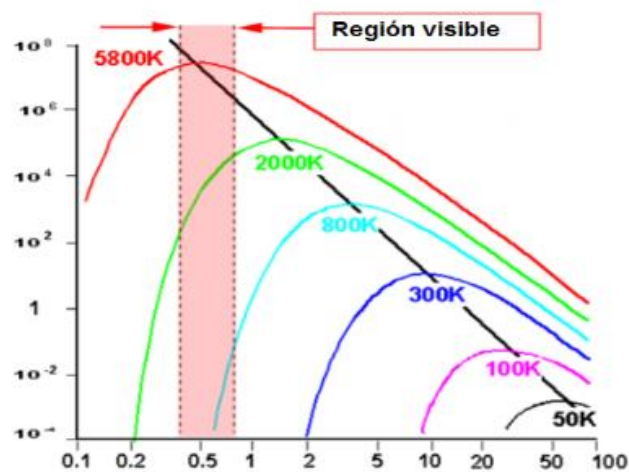


Figura 8. Distribución de energía infrarroja en el espectro electromagnético [36]

Principalmente dentro de los sistemas eléctricos debido al flujo constante de corriente ya sea por equipos eléctricos o el cableado de la instalación, se podrán observar que se presentan patrones de radiación debido a diversas razones como: conexiones oxidadas o con impurezas que aumentaran la resistencia lo que conllevara a un aumento

de la temperatura y una degradación paulatina del material aislante, conexiones mal ajustadas o flojas, la presencia de armónicos en el sistema, el desbalance de una carga en un sistema de varias fases también puede afectar a la medición de temperatura, entre otros factores [34].



Figura 9. Imagen termográfica en cableado de sistema desbalanceado [33]

Para las mediciones termográficas se emplea una cámara especial que detecta las emisiones de radiación infrarroja provenientes de una superficie y como resultado se obtiene una imagen donde se distingue las zonas con mayor problema, es decir a una temperatura superior que los demás elementos que se analicen.

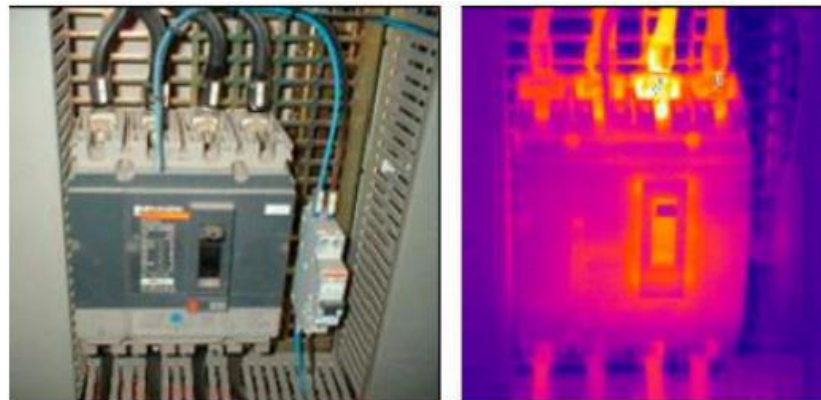


Figura 10. Imagen termográfica de un breaker [36]

Como se puede observar, existen zonas de color amarillo y rojo intenso que denotarían un aumento considerable de la temperatura con respecto al resto del breaker, esto se puede deber a un contacto defectuoso o una mayor presencia de corriente.

2.2.2 REGULACIÓN No. ARCERNNR – 002/20

La regulación “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, tiene como objetivo brindar índices, indicadores y establece límites para la calidad de energía eléctrica, además de establecer lineamientos para los procesos de medición, registro y evaluación tanto para empresas distribuidoras como para usuarios.

2.2.2.1 Niveles de tensión

La regulación establece los siguientes niveles de tensión:

- **Bajo Voltaje:** ≤ 0.6 kV
- **Medio Voltaje:** > 0.6 kV y ≤ 40 kV
- **Grupo 1 Alto Voltaje:** > 40 kV y ≤ 138 kV
- **Grupo 2 Alto Voltaje:** > 138 Kv

Para evaluar la variación del nivel de tensión se calcula como:

$$\Delta V_k = \frac{V_K - V_N}{V_N} \times 100\% \quad (71)$$

En donde ΔV_k será la variación de voltaje entre el punto de medición (V_K) y el voltaje nominal (V_N). Los límites de la variación de voltaje se muestran a continuación:

Tabla 4. Límite de variación de tensión [37]

Nivel de tensión	Límite de variación
Grupo 1 y 2 de Alto Voltaje	$\pm 5\%$
Medio Voltaje	$\pm 6\%$
Bajo Voltaje	$\pm 8\%$

2.2.2.2 Desequilibrio de Voltaje

Para determinar el desequilibrio de voltaje en el sistema eléctrico independientemente del nivel de tensión, se puede dividir el voltaje en secuencia negativa con el voltaje en secuencia positiva, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Desequilibrio\ de\ Voltaje = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100\% \quad (72)$$

El límite máximo de desequilibrio independientemente del nivel de tensión es del 2% [37].

2.2.2.3 Flicker o parpadeo

La regulación indica que para el monitoreo de flicker se debe considerar un índice de severidad de corta duración o P_{st} , el cual se medirá según se indica en la norma IEC 61000-4-15 por intervalos de 10 minutos. De igual manera la regulación establece que dicho índice no deberá ser superior a 1, debido a que este es el límite que el ojo humano puede soportar [37].

2.2.2.4 Distorsión armónica de voltaje

Para evaluar la presencia de armónicos de voltaje en la red se deberá considerar las siguientes ecuaciones:

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \times 100\% \quad (73)$$

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] \times 100\% \quad (74)$$

$DV_{h,k}$ representará el factor de distorsión individual de voltaje durante un intervalo de tiempo k , el cual es de 10 minutos y el índice THD_k el cual es la distorsión armónica total de voltaje. La regulación toma como valores límites los presentados en el estándar IEEE 519, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 5. Límites de armónicos de voltaje en la red [37]

Rango de Voltaje	Factor de distorsión de armónica individual (%)	THD (%)
Grupo 1 de Alto Voltaje	1.5	2.5
Grupo 2 de Alto Voltaje	1	1.5
Medio Voltaje	3	5
Bajo Voltaje	5	8

2.2.2.5 Distorsión armónica de corriente

Para la evaluación de los componentes armónicos de corriente se utilizarán las siguientes ecuaciones:

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_{h,1}} \times 100\% \quad (75)$$

$$TDD_k = \left[\frac{1}{I_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \right] \times 100\% \quad (76)$$

$DI_{h,k}$ representa el factor de distorsión individual de corriente durante un intervalo de tiempo k , el cual es de 10 minutos y el índice TDD_k es el factor de distorsión armónica total de la demanda con la cual se evalúan los armónicos en corriente. A continuación, los parámetros máximos que permite la regulación donde se consideran únicamente los armónicos impares.

Tabla 6. Límites máximos de armónicos de corriente [37]

I_{cc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 < 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 < 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 < 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Todos los equipos deben limitarse a los valores anteriormente mostrados y tomar en cuenta que para los valores de los armónicos pares serán el 25% de los valores observados en la tabla anterior.

2.2.2.6 Identificación de las interrupciones

Las interrupciones que se registren deben contener datos como: fecha y hora de inicio y finalización, duración de la interrupción. Dichas interrupciones se clasificarán por:

- **Duración:** pueden ser breves con una duración de 3 minutos o menos y largas con una superior a 3 minutos.

- **Origen:** pueden ser originas por la empresa distribuidora determinadas como internas y externas, las cuales se producirán principalmente en generadores o en elementos de transmisión.

- **Causa:** pueden ser programadas cuando se trate de algún mantenimiento, mejoras o maniobras y no programadas cuando se presenten por fallos de red eléctrico debido a descargas atmosféricas o factores ambientales.

Algo importante que se debe destacar es el hecho de que la regulación solo considera interrupciones con una duración mayor a los 3 minutos independientemente de su origen o causa.

2.2.2.7 Medición de calidad del producto

La regulación indica que en el caso de realizarse una medición de calidad de energía se deben de tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Realizar mediciones, registrar y analizar los datos obtenidos en todas las fases sin excepción,

- Evaluar las mediciones obtenidas y determinar si cumplen con los límites establecidos,

- Las mediciones deben realizarse como mínimo por una semana y con intervalos de 10 minutos,

- Las mediciones deberán realizarse lo más próximo a la acometida,

- Se deben tomar mediciones de nivel de voltaje, armónicos de voltaje y corriente, flicker,

- Los procesos de medición se basan en la normativa IEC 61000 4-7, 4-15 y 4-30

2.2.2.8 Incumplimiento de índices de calidad por parte de usuarios en bajo voltaje

En caso de incumplirse con alguno de los índices presentes en la regulación 002/20, se indica una sanción de 20 salarios básicos unificados por cada índice y en caso de ser reincidente la multa se elevará a 30 y 40 salarios básicos por cada índice incumplido.

2.2.3 REGULACIÓN Nro. ARCONEL 005/17

La regulación 005/17 para la “Distribución y comercialización de energía” emitida por el ARCONEL tiene como objetivo principal establecer los lineamientos que deberán seguir las empresas distribuidoras, transmisoras para la adecuada prestación del servicio de energía eléctrico, donde también se incluyen los consumidores. Dentro de esta regulación existen varios términos que son:

- **Consumidor regulado:** puede tratarse de una persona natural o jurídica la cual tenga un contrato vigente con una empresa distribuidora de energía eléctrica y que se beneficia del mismo.

- **Consumidor no regulado:** en este caso se trata únicamente de una persona jurídica, la cual está autorizada mediante la firma de un contrato para mantener una conexión ya sea a la red de distribución o de transmisión de energía eléctrico, donde dicho consumidor puede ser catalogado como gran consumidor o puede ser denominado como consumo propio de un auto generador.

- **Gran consumidor:** un gran consumidor al tratarse de una categoría de un consumidor no regulado se tratará de una persona jurídica, la cual debido a sus características de consumo podrá tener contratos bilaterales con las empresas generadoras o auto generadoras para la compra de energía eléctrica con la finalidad de únicamente satisfacer su demanda.

Un aspecto importante de la resolución es la obligación del consumidor con respecto al factor de potencia, donde se menciona que en el caso de tratarse de un consumidor no

regulado el cual posea un contrato vigente de conexión deberá ser penalizado en caso de tener un factor de potencia inferior a 0.92. La sanción dependerá de la tarifa y la categoría en la cual se encuentre el usuario. Adicionalmente el consumidor no regulado en caso de tener un promedio de factor de potencia mensual inferior a 0.6 se hallara en la obligación de presentar un plan de mejora a la empresa distribuidora [31].

2.2.4 IEC 61000-4-7

El estándar en mención es una guía respecto a técnicas, pruebas y mediciones respecto a armónicos e interarmónicos en sistemas de alimentación y los equipos que se conecten al mismo. Dentro del estándar se establecen algunos conceptos generales al respecto de armónicos y su medición. Se indica que los equipos de medición como tal deben contar con alcance de 9 kHz. Se indican las tolerancias según la clase de instrumentos [38].

2.2.5 IEC 61000-4-15

Dentro del estándar IEC 61000-4-15 se describen técnicas y mediciones para parpadeos o flicker, para lo cual establece que se deben de tomar mediciones desde 1 minuto a 15 minutos, en donde lo ideal serian mediciones a 10 minutos durante una semana como mínimo a menos que de alguna otra forma se indique otro valor. Para ello se debe considerar que el análisis se puede realizar a corto plazo (Pst) el cual se obtendrá de la siguiente ecuación:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314 P_{0.1} + 0.0525 P_{1S} + 0.0657 P_{3S} + 0.28 P_{10S} + 0.08 P_{50S}} \quad (77)$$

En donde dicho valor no podrá exceder de 1, pero se podrá tener una tolerancia del $\pm 5\%$ [39].

2.2.6 IEC 61000-4-30

En el estándar se establecen tres tipos de clases de medición: A, B y S; dentro del cual se describen para ciertos parámetros de perturbaciones con la finalidad de tener mediciones

exactas y confiables. Los parámetros que se describen como tal son: magnitud de tensión y frecuencia, parpadeo, interrupciones y huecos de voltaje, armónicos e interarmónicos y en caso de presentarse cambios rápidos de voltaje.

[40].

La clase A se refiere a mediciones exactas de los parámetros de calidad, con la finalidad de resolver inconvenientes o a su vez verificar que los estándares de calidad empleados se apliquen correctamente. La clase S se enfoca en mediciones que tengan un fin estadístico o de evaluación de calidad de energía eléctrica en donde ya no se consideren todas las variables como en la clase A, a pesar de ello pueden contar con los mismos intervalos de tiempo para la medición. De igual manera dichas mediciones independientemente de la clase a tratar pueden realizarse en sistemas de una sola fase o de múltiples fases, donde el tiempo o intervalo de medición para ambas clases es de 3 segundos, 10 minutos e inclusive de 2 horas en caso de ser necesario. Con lo que respecta a las perturbaciones anteriormente mencionadas no establece un límite a ser considerado, más bien la norma menciona que para cada una de ellas debe tomarse mediciones en función de la naturaleza del sistema, es decir si el sistema es trifásico y posee conexión a neutro con conexión a tierra como medida de protección se deben realizar mediciones en todas las fases incluidos neutro y tierra, es decir se debe tomar mediciones en todo el sistema sin excepciones. Por lo que en este caso para equipos de clase A lo que si se debe considerar es el rango de medición el cual se verá en la siguiente tabla[40].

Tabla 7. Parámetros de medición en equipos clase A [40]

Variable	Rango de medición
<i>Voltaje</i>	0 – 200 % V _n
<i>Frecuencia</i>	51 – 69 Hz
<i>Armónicos</i>	Según IEC 61000-2-4
<i>Señal de voltaje</i>	0 – 9% V _n
<i>Transitorios rápidos</i>	4 kV V _{pico}
<i>Transitorios de voltaje</i>	6 kV V _{pico}
<i>Desbalance</i>	± 5% V _n
<i>Parpadeo</i>	0-20

2.2.7 IEEE 1159 – 2019

La norma IEEE 1159 establece una guía respecto a la medición de calidad de energía, estandarizando el formato de almacenamiento de datos para los fabricantes de equipos de medición, aun así, los fabricantes de dichos equipos tienen su propio formato y diseño. Por consiguiente, se detalla algunas de las consideraciones más importantes descritas dentro de la norma, las cuales son:

- Establecer el fin con el cual se va a realizar la medición,
- Identificar los puntos críticos de medición o monitoreo,
- Comprobación de variables eléctricas y de diagramas unifilares del sistema eléctrico donde se realizará las mediciones,
- Identificar las fuentes creadoras de perturbaciones,
- Reunir la información de mayor importancia respecto al sistema eléctrico intervenido.

Adicionalmente dentro de este estándar se establecen ciertas clasificaciones para diferentes tipos de perturbaciones y algunas características de estas, las cuales se pueden observar más adelante en el Anexo 3.

Se establecen ciertos límites para dichas perturbaciones tomando en consideración un voltaje de 120 V al cual se halle conectada la carga, así como las diferentes categorías para perturbaciones y el ajuste que se sugiere para el mismo más adelante en el Anexo 4. A continuación se muestra una tabla donde se muestran algunas perturbaciones y sus posibles causas [41].

Tabla 8. Análisis de perturbaciones y posibles causas [41]

Perturbaciones típicas	Tipo de perturbación	Causa posible
Neutro sobrecalentado, bloqueo intermitente, desviaciones de frecuencia	Estado estable	Neutro compartido, cableado deficiente, impedancia de alto valor, rectificadores y muescas de tensión, armónicos
Interrupción, distorsión de datos, elevación aleatoria de niveles de armónicos		Fallos en la red distribución, corriente inrush, cableado deficiente
Bloqueo intermitente, parpadeo de luminarias, distorsión de datos	Depresión/pico	Variación del voltaje de alimentación, corriente de excitación, cableado deficiente
Falla de componentes, fallo de aislante, datos confusos, TRC ondulado	Impulso EMI/RFI	Rayos, conexión-desconexión de carga/capacitores, descarga estática, radios portátiles, cableado suelto
Transformadores- motores sobrecalentados, distorsión de voltaje-corriente, distorsión de datos, bloqueo intermitente	Armónicos	Cargas electrónicas, rectificador SCR, amplio espectro de frecuencia de la impedancia de la fuente
Problemas ocurren al mismo tiempo o en intervalos regulares	Todos	Carga cíclica y temporizada
Falla en el interruptor de transferencia automática, cambios bruscos de frecuencia	Discontinuidades	Conmutación de fuentes generadoras alternativas, conmutación de fuentes generadoras no sincronizadas

2.2.8 IEEE 519 – 2014

El estándar 519 de IEEE, se refiere a prácticas recomendadas y requisitos que se deben considerar para el control de armónicos en sistemas eléctricos. La finalidad de este estándar es brindar un parámetro límite a considerar para los armónicos tanto en corriente, como en voltaje, siendo $< 3\%$ del THD para armónicos de corriente y $< 5\%$ del THD para armónicos de voltaje. En esencia dichos valores deben ser obtenidos en un punto común de conexión entre el usuario y la empresa distribuidora de energía eléctrica. Por ello dentro del estándar se muestran sugerencias y consideraciones al momento de realizar

mediciones de armónicos en la red, a continuación, se muestran las principales consideraciones al momento de tomar mediciones, las cuales son:

- Medir y registrar los niveles de armónicos, además de comparar si se encuentran dentro de los límites establecidos.
- Identificar equipos generadores de armónicos
- Identificar el mal funcionamiento en equipos que estén afectando a la empresa distribuidora y el usuario
- Establecer en un rango de tiempo predeterminado las tendencias de los armónicos en voltaje y corriente, donde se pueden considerar modelos diarios, semanales o periódicos.
- Medir armónicos de voltaje y corriente, en donde se incluyan los ángulos de fase respectivos, en si las mediciones se pueden realizar sin las cargas lineales o con las cargas lineales conectadas.

Otro aspecto importante dentro del estándar es que hace alusión a los equipos con los cuales se pueden realizar mediciones de variables no sinusoidales tanto para voltaje como para corriente, en donde dichos equipos deben de poder recopilar toda la información y los datos necesarios. Donde los equipos deben de cumplir con ciertas características como son: selectividad, exactitud, variación en el tiempo, variabilidad de la frecuencia y debe ser capaz de tener una respuesta dinámica. De igual forma dentro del estándar se muestran los límites a considerar para armónicos de corriente, los cuales se darán dependiendo el valor nominal de voltaje al cual se esté conectando la carga y la corriente que por allí circule, adicionalmente que se mostrarán los límites en un valor de porcentaje para rangos de armónicos impares.

A continuación, se muestran los límites de armónicos de corriente y la distorsión total de la demanda (TDD) que se pueden dar en instalaciones con un voltaje nominal entre los

120 V y 69 Kv. Para lo cual dentro de la tabla se considerará un valor de I_{sc} correspondiente a la corriente de cortocircuito e I_L correspondiente a la corriente de carga.

Tabla 9. Límites de armónicos de corriente para sistemas de 120 V a 69 kV [42]

<i>Límite máximo para armónicos en función de la I_L</i>						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 < 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 < 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 < 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Por último, dentro del estándar menciona que tanto usuarios como las empresas distribuidoras deben asegurarse de que los valores de armónicos de voltaje dado entre fase y neutro sean inferiores a los de la tabla, adicionalmente se debe considerar que la tabla a continuación se puede aplicar tomando como referencia a los armónicos que se presenten en los múltiplos de la frecuencia fundamental.

Tabla 10. Límites de armónicos en voltaje para diferentes niveles de tensión [42]

<i>Rango de Voltaje</i>	<i>Armónico Individual (%)</i>	<i>THD (%)</i>
≤ 1 kV	5	8
1 kV < V ≤ 69 kV	3	5
69 kV < V ≤ 161 kV	1.5	2.5
161 kV < V	1	1.5

2.2.9 ANSI/NETA MTS-2011

El estándar MTS en su versión del 2011 elaborado por ANSI y META se tomará como referencia en cuanto a los parámetros de medición de la termografía, aunque ese no es el enfoque principal de la norma aquí se describe los requerimientos y calibración que deben de contar los equipos de medición que se empleen para estudios en sistemas de energía, adicionalmente se dan pautas respecto a procesos de inspección y evaluación a realizarse

en tableros de distribución, transformadores, cableado, interruptores, disyuntores, relés de protección, etc.

Para lo cual el estándar como tal menciona que para tableros de distribución se debe de inspeccionar el estado físico, eléctrico y mecánico, en donde se deberá constatar la presencia o no de humedad, polvo o algún agente contaminante. A su vez se deberá constatar no existan contactos flojos, daños en la estructura, cableado sin aislante y que las protecciones se adecuen a los valores que se indiquen en algún diagrama eléctrico de la instalación [43].

Para los transformadores se indican varios procesos de verificación del mismo, los cuales no serán tratados como tal debido a no estar enfocados en los objetivos del proyecto, sin embargo, se menciona que los transformadores se deben encontrar correctamente anclados, que deben contar con su respecta puesta a tierra, y los pernos de su contacto deben estar correctamente ajustados. Adicionalmente es importante de destacar que la norma establece ciertos parámetros que deben de cumplir los transformadores en caso de que se le realice un estudio termográfico [43]. De igual forma que para los tableros de distribución y lo transformadores, tanto como cableado y elementos de protección deben de asegurarse no presentar humedad, polvo o evidenciar algún daño físico, a su vez es importante que los contactos a los cuales se acople el cableado y los puntos de conexiones de los elementos de protección se encuentran adecuadamente ajustados, de igual forma el cableado no debe presentar fisuras ni signos de degradación de su aislamiento. Dentro de la norma se presenta algunas consideraciones al momento de realizar mediciones de termografía como: inspeccionar el estado físico y mecánico de los componentes, diferenciar la temperatura ambiente y la temperatura sobre la superficie analizada, identificar las condiciones de carga al momento de realizar las mediciones y tomar termogramas de la superficie de interés. A continuación, se presentan los parámetros de temperatura que se deben considerar en todos los equipos, dichos

limites se presentan como una variación respecto a la temperatura del medio ambiente lo que definirá la condición del equipo [43].

Tabla 11. Parámetros de ΔT en la medición termografía y acciones sugeridas [43]

ΔT entre dispositivos y condiciones similares	ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias
1 – 3 °C	1 – 10 °C	Normal	Posible fallo, se sugiere tomar más mediciones
4 – 15 °C	11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo, necesita reparación cuando el tiempo disponga
	21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión hasta poder tomar medidas correctivas
> 15 °C	> 40 °C	Critico	Inmediata reparación

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

Previo al análisis del sistema eléctrico es importante conocer que la empresa HILTEXPOY S.A cuenta con dos acometidas de media tensión a 22,3 kV ubicadas en la calle el Arenal la más antigua y en la avenida Capitán Giovanni Calles, provenientes del primario G de la subestación Pomasqui como se puede observar en las siguientes figuras.

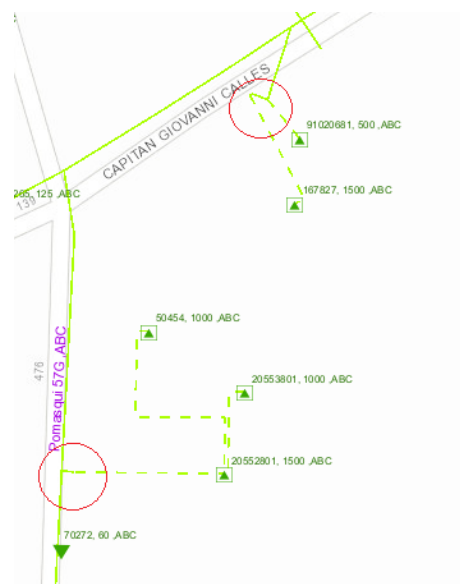


Figura 11. Ubicación de acometidas de la empresa HILTEXPOY S.A [44]

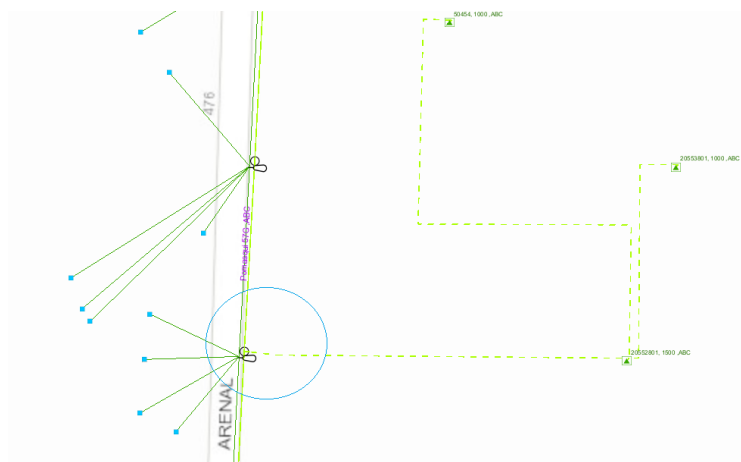


Figura 12. Acometida proveniente calle "Arenal" [44]

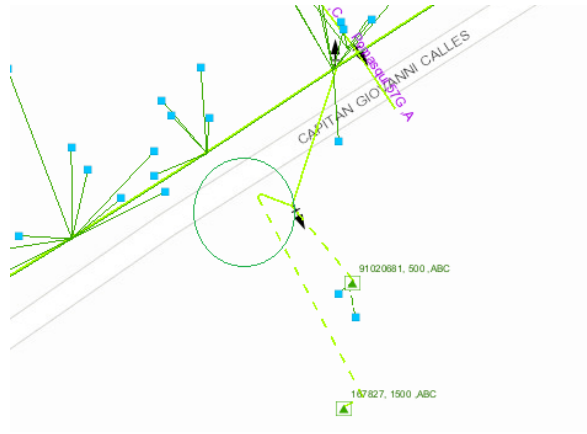


Figura 13. Acometida proveniente Av. Giovanni Calles [44]

La acometida que se ubica en la calle el Arenal es la más antigua de la empresa, puesto que el sistema eléctrico que se conecta a la misma data del año 1978. De este sistema se cuenta con un plano físico unifilar del mismo año, como se observa más adelante en el Anexo 5, el cual no se encuentra actualizado ya que durante los años se ha ido añadiendo y removiendo ciertos equipos. La otra acometida, proveniente de la avenida Giovanni Calles, a pesar de ser más reciente no cuenta con un diagrama unifilar del sistema eléctrico.

Considerando dos acometidas, el sistema eléctrico se dividirá en dos zonas, la primera se denominará “zona A” y será la correspondiente al sistema eléctrico original que alimenta un transformador de 2 MVA que reduce el nivel de tensión de la acometida de 22,3 kV a 3,3 kV y a su vez este transformador alimenta otros transformadores; el primero de 50 kVA y los otros dos de 1 MVA que reducen el nivel de tensión entre fases a 210 V. Dichos transformadores alimentan las secciones de Texturizado-Postratamiento y Poy-Oficinas. La otra acometida se denominará como “zona B” del cual no se posee ningún plano o diagrama unifilar. La zona corresponderá al sistema eléctrico nuevo, alimentado por un transformador de 1,5 MVA, su primario se conecta a los 22,3 kV de media tensión y el secundario de este tendrá un nivel de tensión entre fases de 440 v con el cual se alimenta principalmente las secciones de Polyalgodon y Tintorería. A continuación, se procede a validar el sistema eléctrico por cada zona.

3.2 ANÁLISIS SISTEMA ELÉCTRICO ZONA A

Previo al análisis del sistema eléctrico de la zona A, se realiza la actualización del diagrama unifilar del sistema eléctrico compuesto por un transformador reductor de 22,3 kV a 3,3 kV, con una capacidad de 2 MVA, al secundario del mismo se conectan relés de protección, un generador con capacidad de 750 kVA, tres transformadores reductores de 3,3 kV a 210 V, de los cuales 2 poseen una capacidad de 1 MVA y el transformador restante una capacidad de 50 kVA, dichos elementos se pueden ver más adelante en el Anexo 6. Diagrama unifilar sistema eléctrico actualizado zona A

3.2.1 S/E Principal

El transformador que encontraremos en la subestación principal tiene una capacidad de 2 MVA, el cual posee una conexión estrella-neutro aterrizado en el primario y delta en el secundario no se pudo validar que el neutro del primario esté aterrizado o que el dimensionamiento de este sea el adecuado. Como se puede observar en la Figura 16, el transformador no presenta daños físicos ni filtraciones del aceite refrigerante. Su ventilación es la adecuada, a su vez todas las conexiones principalmente del secundario del transformador se encuentran correctamente protegidas en el interior del ducto, adicionalmente las derivaciones hacia los demás transformadores se encuentran correctamente aseguradas y aisladas, como se puede observar en la Figura 16, por lo cual podríamos decir que cumple con lo que indica la NEC en su capítulo 15 y la NFPA 70.



Figura 14. Transformador 2 MVA S/E Principal

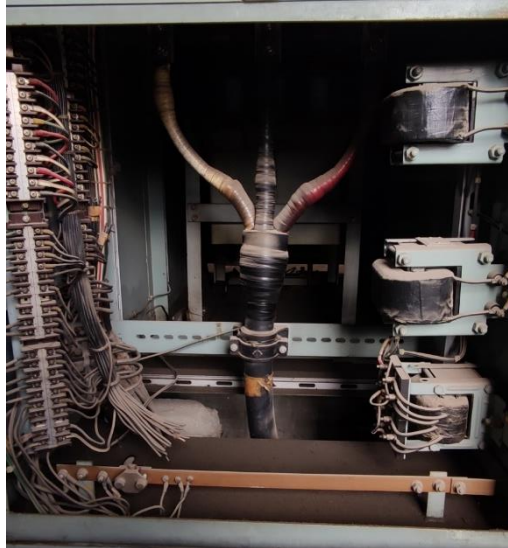


Figura 15. Derivaciones del secundario del transformador de 2 MVA

Exceptuando el polvo, el transformador, el tablero y los seccionadores que se encuentran en el interior no presentan rasgos de alteraciones notorias, exceptuando el desgaste debido a la longevidad de los equipos.

3.2.2 Generador eléctrico y sistema de transferencia de potencia

Como sistema de apoyo en caso de un corte de energía, la empresa cuenta con un generador eléctrico que emplea diésel como combustible. El generador se conecta al secundario del transformador de 2 MVA con la finalidad de suministrar energía a los transformadores que se conectan al mismo, la tabla a continuación muestra los datos de placa del mismo.

Tabla 12. Datos de placa generador 750 kVA

Potencia de salida:	750 kVA	Código:	JEC-JJ4 (1964)				
Tipo:	EFC, OP	Forma:	RD	Fases:	3	Polos:	10
Velocidad:	720 rpm	Freq:	60 Hz				
Voltaje:	3.3 kV	Corriente:	131.2 A	FP:	0.8		
Excitación AC	Voltaje de excitación:	6 V					
	Corriente de excitación:	3.3 A					
Clase de ins.	Estator F Rotor H		Clasificación:	Continua			
Temperatura:	40° C		Año:	1978			

El equipo de protección y el sistema de regulación automática de voltaje no presentan alteraciones en su estructura ni rastros de humedad. Adicionalmente, el cableado que entra y que sale de los mismos se encuentra aparentemente en buenas condiciones cumpliendo así lo establecido en la NEC y NFPA 70. Sí se puede observar que el generador presenta fugas de aceite en algunos puntos lo cual es un indicativo de alguna falla o rotura, como se puede observar en la Figura 18. Se puede decir que no cumple con lo que indica la norma NFPA 70.



Figura 16. Generador eléctrico de 750 kVA



Figura 17. AVR y Protecciones del Generador

Para que el generador logre suministrar dicha potencia el sistema cuenta con un módulo de transferencia manual como se observa en la Figura 20. La totalidad de componentes son electromecánicos, los cuales si bien es cierto no presentan rasgos de alguna falla, si presentan un deterioro por el tiempo. Una característica que lo vuelve inaprovechable es el hecho de que para la conexión del generador y por ende la transferencia de potencia todo el proceso debe realizarse de forma manual, lo que en la actualidad es un inconveniente en caso de presentarse un corte de energía y no encontrarse personal capacitado para realizar dicho proceso.



Figura 18. Tablero de transferencia de potencia manual

3.2.3 Banco de Condensadores de 150 kVAr

Para corregir el factor de potencia la empresa cuenta con un banco de condensadores con una capacidad de 150 kVAr, el cual se conecta a un nivel de tensión de 3.3 kV, de forma similar a los componentes anteriores. El banco de condensadores no se presenta inconvenientes en su estructura ni en el cableado al cual se conecta pues la estructura se halla cubierta por un armazón metálico.



Figura 19. Banco de condensadores 150 kVAr - 3.3 Kv

3.2.4 S/E Sección Texturizado – Postratamiento

3.2.4.1 Transformador

Durante la inspección y análisis del transformador que alimenta a la sección de Texturizado y postratamiento se encontraron los siguientes datos de placa. Posee una configuración delta en el primario y estrella neutro aterrizado.

Tabla 13. Datos de placa Transformador 1 MVA sección Texturizado

Fases:	3	Norma:	IEC 76/1967
Capacidad:	1000	Año:	1981
Nivel de tensión primario:	3.3 kV	Enfriamiento:	ONAN
Nivel de tensión secundario (sin carga):	210 V	Frecuencia:	60 Hz
Corriente primario:	174,9 A	Configuración:	Dyn11
Corriente secundario:	2750 A	Ratio de voltaje:	3.3/0.21
Subida de temperatura:	50/55 °C	Nivel aislamiento A.V:	60 kV
Voltios de impedancia:	4.86 %	Nivel aislamiento B.V:	30 kV

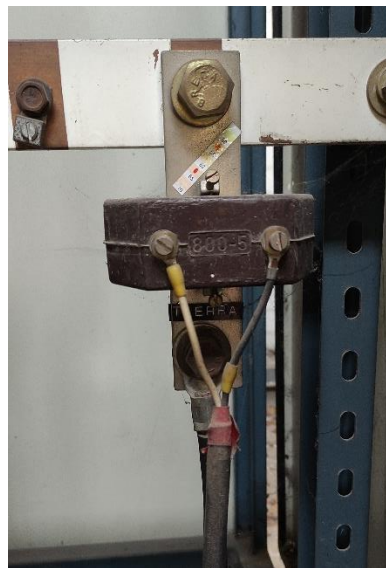


Figura 20. Conexión a tierra del neutro

Externamente el transformador no presenta daños o averías en su estructura inclusive cuenta con una adecuada ventilación. El cableado está correctamente acoplado al dispositivo de seccionamiento y de allí a los terminales del transformador. Las barras del tablero principal que se conectan directamente al secundario, están correctamente acopladas y en ambas su dimensionamiento es el adecuado.



Figura 21. Transformador 1 MVA y barras del secundario

Sin embargo, a pesar de cumplir con lo indicado en la NEC y NFPA, el transformador ya ha sobrepasado su tiempo de vida útil, debido a que, en un informe de mantenimiento del 2019 presentado por la EEQ, visible más adelante en el Anexo 8, se indica que el transformador posee un nivel de resistividad bajo con lo cual la empresa recomienda se realice el cambio del mismo.

3.2.4.2 Tablero Principal

Las barras del tablero están acopladas directamente al secundario del transformador. Dicho acoplamiento se encuentra cubierto por una tapa metálica. Las barras en mención presentan un color distintivo para cada una de las fases como se observa en la figura 24.



Figura 22. Conexión de barras a transformador de Texturizado

Los interruptores de sobre corriente al igual que el cableado que sale del mismo están correctamente dimensionados y acoplados tanto al tablero como a los bornes de los interruptores respectivamente. El cableado que sale de los interruptores cuenta con una etiqueta de color que indica cada una de las fases del sistema. Así, exceptuando los conductores que no poseen una etiqueta de color para cada fase, se verifica que el tablero cumple con los requisitos de la normativa. Por último, se cuenta con una puesta a tierra externa para proteger a los equipos de sobre corrientes, sin embargo, no se tiene información o planos de la topología de esta.

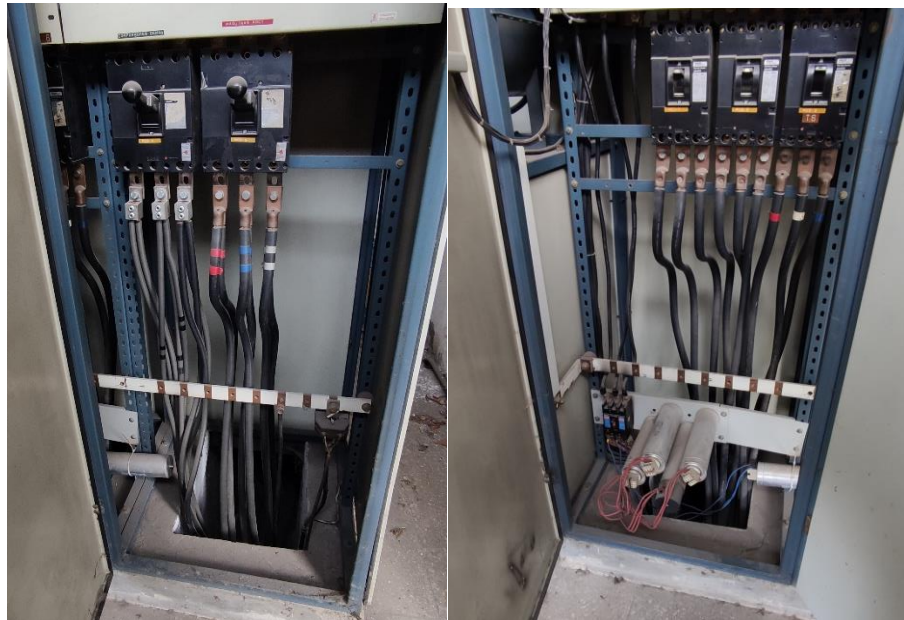


Figura 23. Tablero e interruptores de sobre corriente sección Texturizado



Figura 24. Borne de puesta a tierra sección Texturizado

3.2.5 S/E Sección Poy – Oficina

3.2.4.1 Transformador

La inspección a simple vista del transformador de la sección de Poy no presenta daños en su estructura o en los equipos de protección en el lado del primario de este. Al costado del transformador se puede observar la siguiente placa de datos característicos.

Tabla 14. Datos de placa transformador 1MVA sección Poy

kVA		1000	
Fases:	3	Frecuencia:	60 Hz
Tipo – Forma:	SIB-DYC	Método de refrigeración:	ONAN
Voltaje primario:	3.3 kV	Temperatura límite:	50-55 °C
Voltaje secundario:	210-121 V	Altitud:	X m
Corriente secundario	2750 A	Aceite:	1050 l
Insul. primario	3 A	Fecha de fabricación:	de 1978
Clase secundario:	K		
Baja frecuencia primario:	16 kV		
Test secundario:	2 kV		
Impedancia de voltaje:	5.52 % a 75 °C		

Los conductores que alimentan el primario se encuentran resguardados por un ducto metálico. El secundario del transformador se conecta directamente al tablero principal mediante barras. El transformador cuenta con una adecuada ventilación. Al presentar una configuración delta- estrella con neutro a tierra podemos afirmar que el neutro sí se halla aterrizado.



Figura 25. Transformador 1 MVA sección Poy



Figura 26. Conductor del neutro del transformador aterrizado

3.2.4.2 Tablero Principal

El tablero se acopla directamente al secundario del transformador mediante barras que se hallan correctamente aseguradas y aisladas. El cableado que sale de las mismas a los

interruptores cuenta con etiquetas y en un caso particular con un color de enchaquetado diferente, para distinguir cada una de las fases y el neutro. El cableado no presenta ningún desgaste en el aislante, ni evidencias de algún daño o desgaste en el acoplamiento a las barras, al igual que los interruptores de sobre corriente se encuentran en buenas condiciones, correctamente acoplados y sin evidencias de presentar alguna falla.



Figura 27. Barras del tablero principal de la sección de Poy



Figura 28. Interruptores tablero principal sección Poy

Si se observa en la parte posterior del tablero se pueden ver cables que ya no se encuentran conectados a los interruptores de sobre corriente con los interruptores aún acoplados al tablero y conectados a las barras del mismo.



Figura 29. Vista posterior del tablero principal sección Poy

3.2.6 Sección Transformador 50 kVA

3.2.5.1 Transformador y Tablero Principal

Es importante destacar que el transformador se encuentra en el interior del tablero, como se puede observar en la Figura 32 El transformador no presenta datos de placa visibles, los detalles que se tienen del mismo únicamente provienen del plano unifilar que se encuentra más adelante en el Anexo 6. Su conexión delta-estrella cuenta con un neutro aterrizado, visible en la Figura 33. Los interruptores de sobre corriente, el cableado del tablero y los interruptores no presentan alteraciones en su estructura ni daños en el aislante en el caso de los conductores. En general todos los elementos están en buenas condiciones, por lo cual se puede afirmar cumplen con lo establecido en la normativa.



Figura 30. Transformador 50 kVA e interruptores de sobre corriente

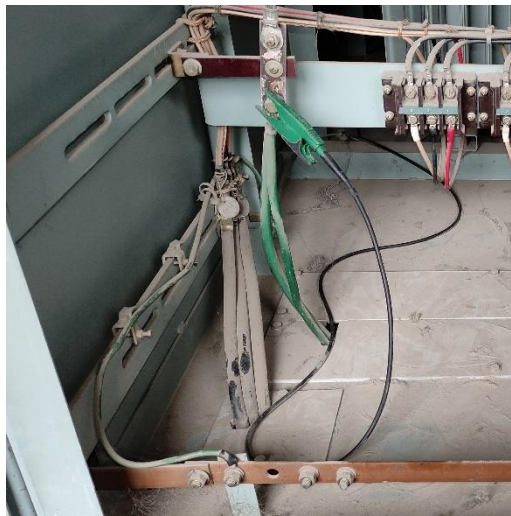


Figura 31. Conexión del neutro a tierra del transformador de 50 kVA

3.3 ANÁLISIS SISTEMA ELÉCTRICO ZONA B

Es importante recordar que el sistema eléctrico de la zona B posee una acometida distinta de la zona A y no existen planos o diagramas unifilares del sistema. El diagrama unifilar de conexiones visto más adelante en el Anexo 9, muestra un transformador reductor de 22.86 kV a 440 V, con una capacidad de 1.5 MVA al cual se conectan dos autotransformadores de 440/254 V a 550/317 V y 460 a 208 V con una capacidad de 200 y 100 kVA respectivamente para cada uno de los autotransformadores. Su secundario transformador alimenta dos tableros principales, donde se encuentran acoplados distintos fusibles e interruptores de sobre corriente. Tiene un dispositivo de compensación de factor de potencia, el cual a pesar de contar con modalidades tanto automática, como manual, únicamente se encuentra funcionando de forma manual y a su máxima capacidad.

3.3.1 S/E Sección Polyalgodon

3.3.1.1 Transformador

Tomando en cuenta las consideraciones anteriormente mencionadas el primer transformador que se analizará será el que posee una capacidad de 1.5 MVA, del cual se obtuvo los siguientes datos de placa.

Tabla 15. Datos de placa transformador 1.5 MVA sección Polyalgodon

TIPO:	ACEITE	N°	061122727	Norma	NTE INEN 2129
Pot. Nom. (kVA)	1500	Año	2011	BIL AT/BT (kV)	150
Fases	3	Freq. (Hz)	60	Class. Aisl.	AO
Tens. Prim. (kV)	22.86	Tens. Sec (V)	440	Conexión	Dy5
Corr. Prim. (A)	37.88	Corr. Sec (A)	1968,2	Refrigeración	ONAN
Tensión C.C %	5.2	Corr CC (kA)		Durac. CC (s)	2
Peso Act (kg)		Aceite	Mineral	T. Amb (°C)	30
Peso Total (kg)	3700	Vol AC (L)	1120	Altitud (msnm)	3000

El transformador posee una adecuada ventilación y como se puede observar en la Figura 34, los bushing del transformador tanto del primario como del secundario se encuentran cubiertos por un armario metálico: El transformador no posee indicios de golpes o filtraciones del aceite aislante y todos los contactos se encuentran adecuadamente asegurados



Figura 32. Transformador 1.5 MVA sección Polyalgon

Tiene un grupo de conexión Dy5, que se puede confirmar en la Figura 35 al estar aterrizado a tierra y poseer una conexión a una malla de puesta a tierra independiente, de la cual no se tiene un plano del diseño. Únicamente es visible parcialmente por la tubería PVC en la cual se alojan las picas, sin embargo por testimonio del personal de mantenimiento se sabe que la resistencia de la malla de puesta a tierra cumple con los requisitos de la norma puesto que dicha malla fue diseñada y construida por un contratista de la EEQ. Es por esto que se puede decir que el transformador cumple con lo citado en las normas respectivas.



Figura 33. Conexión del neutro a tierra del Transformador de 1.5 MVA sección Polyalgon



Figura 34. Ubicación de las picas de la malla a tierra sección Polyalgodon

3.3.1.2 Autotransformadores

Como se mencionó con anterioridad al secundario del transformador de 1.5 MVA de la sección de Polyalgodon se conectan dos autotransformadores de los cuales se obtienen los siguientes datos de placa.

Tabla 16. Datos de placa Autotransformador Tipo Seco 200 kVA sección Polyalgodon

Autotransformador Trifásico Tipo Seco				
kVA	200	Normas	INEN	
Volt. Entrada	440/254	Amps.	262	
Volt. Salida	550/317	Amps.	210	
Tensión CC.	0.8 %	60 Hz	Conexió	Yn0
			n	
Altitud	3000 msnm	BIL	30 kV	

Tabla 17. Datos placa Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon

Capacidad Nominal	100	Año de	1986
kVA:		construcción:	
Voltaje Nominal V:	460/208	Serie:	06
Corriente Nominal A:	130/278	Frecuencia Hz:	60
Tensión Cortocircuito	2.82	Operación:	DB
%			
Tipo de enfriamiento:	AN	Conexión:	Dyn5
Clase de protección:	IP23		

Ambos autotransformadores cuentan con una refrigeración por aire adecuada, de igual manera su estructura no presenta daños u alteraciones exceptuando una pequeña capa de polvo sobre la estructura de ambos. El cableado de los terminales tanto del primario como del secundario se encuentran colocado sobre bandejas porta cables las cuales no exceden el 30% de la capacidad de este. No presentan daños en la estructura del aislante o fisuras que comprometan su integridad, inclusive el neutro de ambos autotransformadores se encuentra conectado a tierra. Teniendo en cuenta lo mencionado con anterioridad, los autotransformadores cumplen a cabalidad con los requerimientos establecidos en la NEC y la NFPA.



Figura 35. Autotransformador Tipo Seco 200 kVA sección Polyalgodon



Figura 36. Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon

3.3.1.3 Tableros Principales

En la sección de Polyalgodon se pueden encontrar 2 tableros principales de los cuales la alimentación proviene principalmente del secundario del transformador de 1.5 MVA. Los autotransformadores también alimentan dos secciones ubicadas en el mismo tablero, pero que interiormente no están conectadas debido a los distintos niveles de tensión que maneja cada uno. Hay una excesiva cantidad de conductores agrupados sobre las canaletas, factor que provocaría una excesiva tensión mecánica y favorecería el aumento de temperatura y corriente, además de ser violatorio del código. Las barras internas del tablero se distinguen mediante colores en cada una de las fases.



Figura 37. Barras tablero 1 sección Polyalgodon

No presenta rasgos de mal acoplamiento de los interruptores de sobre corriente o equipos de medición analógica conectados al mismo, exceptuando el que se podrá observar en la Figura 40, en la cual se muestra el tablero como tal.



Figura 38. Tablero 1 sección Polygodon

La foto de la Figura 41 muestra uno de los dispositivos de protección acoplados al tablero 1 que tiene indicios de haber sido afectado por un pequeño incendio, , con lo cual no se puede validar el funcionamiento del tablero y sus dispositivos en base a las normas respectivas.

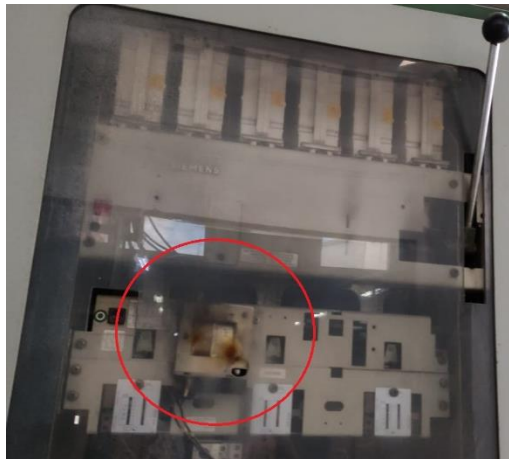


Figura 39. Rastro de fuego en dispositivo de protección de sobre corriente

El transformador 2 que se encuentra en la misma sección que el anterior tablero posee un adecuado acoplamiento de sus dispositivos de protección. Las barras del tablero cuentan con una etiqueta y un color indicativo para cada una de sus fases y neutro como se puede observar en la Figura 42.

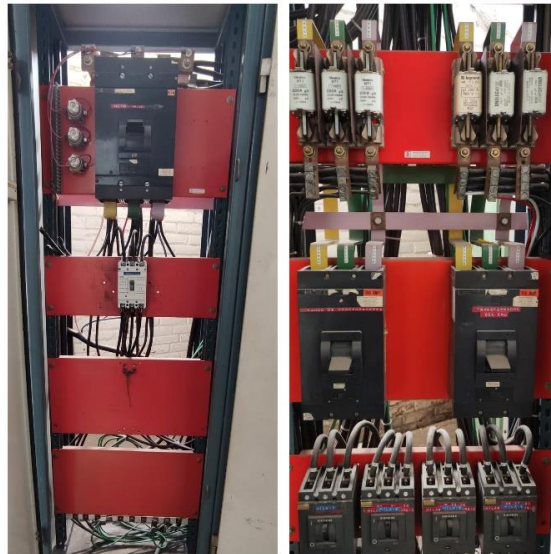


Figura 40. Tablero 2 sección Polyalgodon

En la parte posterior del tablero, el cual no cuenta con una tapa o elemento que impida el acceso al mismo, sí se puede observar un exceso en la longitud del cableado y la excesiva agrupación de este al interior del tablero. Por consiguiente, no se pueden validar las condiciones actuales del sistema en base a la normativa correspondiente, a pesar de que los terminales del cableado cuentan con una etiqueta para cada una de las fases.

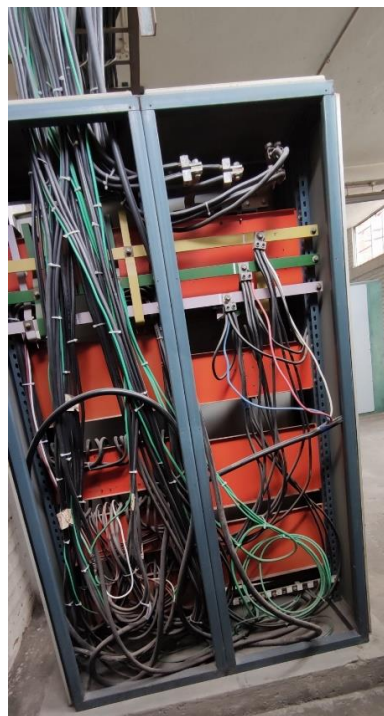


Figura 41. Vista posterior tablero 2 Polyalgodon

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS CAMPAÑA DE MEDICIÓN

En el caso de las mediciones de calidad de energía a partir de aquí se considerará como calidad del producto tal cual se establece en la regulación ARCERNNR 002/20, se realizaron en el lapso de 7 días con un intervalo de registro de mediciones de 10 minutos, para lo cual para la aprobación de las mismas se indica si el 95% cumple con lo establecido en las normativas, dichas mediciones se realizaron utilizando el analizador de red FLUKE 435, para lo cual se conectó el analizador al secundario de los transformadores que alimentan las diferentes secciones del sistema eléctrico. Concretamente el tiempo e intervalo de medición cumple lo que establece la regulación ARCERNNR 002/20, que a su vez se basa tanto en los estándares del IEEE como de la IEC. Para las mediciones de termografía se empleó la cámara termográfica Fluke Ti450, tomando mediciones en los puntos críticos tanto de los transformadores como de los tableros de cada sección. Las diferentes mediciones que se tomaron tanto de calidad de producto como de termografía realizadas con el analizador de red y la cámara termográfica respectivamente se analizan tomando como punto de partida los datos de placa de los respectivos transformadores y los planos existentes. Posteriormente se realiza el análisis y evaluación del cumplimiento de los valores medidos en función de las respectivas normas dependiendo de la variable que en ese momento se esté analizando. Por último, se realizan mediciones de resistividad del terreno con la finalidad de encontrar la mejor ubicación para una malla de puesta a tierra.

4.1 SISTEMA ELÉCTRICO ZONA A

4.1.1 Sección Texturizado – Postratamiento

En el caso concreto de la sección de Texturizado, las mediciones de calidad de producto que se tomaron con el analizador de red se realizaron desde el 23 de octubre del 2021

hasta el 29 del mes en mención. En cuanto a las mediciones de temperatura, se realizaron en los puntos más críticos e importantes de los diferentes componentes de los equipos más considerables todas las mediciones se realizaron el 11 de noviembre del mismo año.

4.1.1.1 Mediciones Calidad de Producto

4.1.1.1.1 Tensión y Corriente

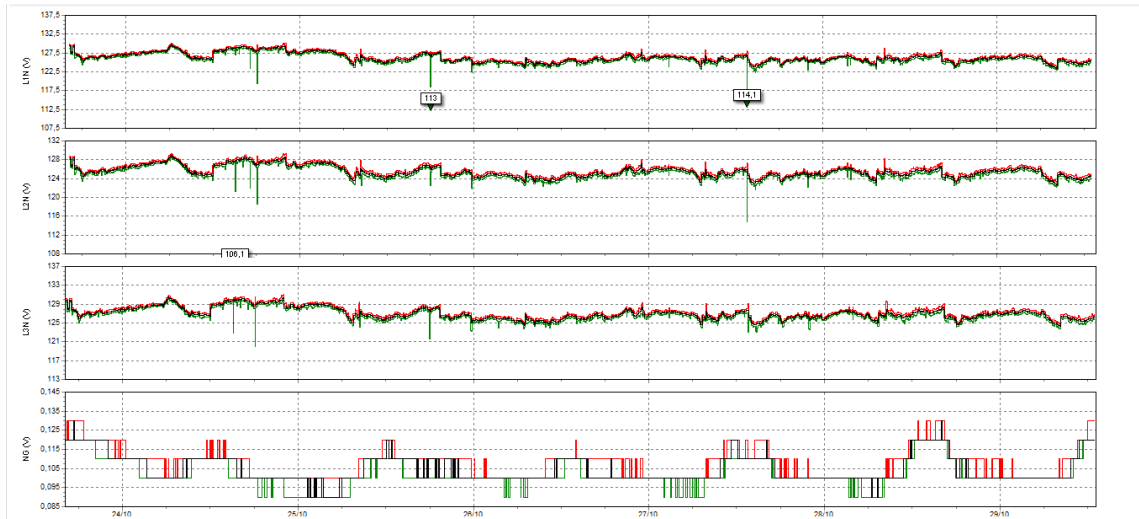


Figura 42. Voltaje L-N y N-G sección Texturizado

Tabla 18. Análisis de medición voltaje L - N sección Texturizado

Análisis medición de voltaje				
		Normativa	Valor limite	
Valor medido		ARCERNNR –	± 8%	
		002/20		
	Máx	Min	Estado	
L1N (V)	130.18	114.73	No aprueba	
L2N (V)	129.37	114.86	No aprueba	
L3N (V)	131.03	119.99	Aprueba	
			Observaciones	
			Se observan algunos huecos de tensión en las diferentes líneas, las cuales sin embargo están dentro del rango permisible de variación de voltaje	

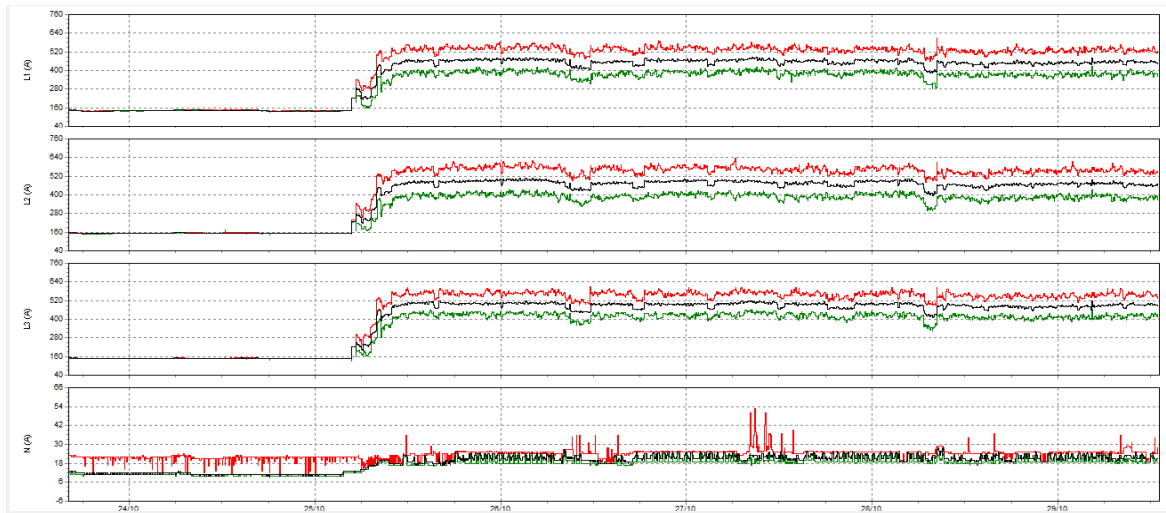


Figura 43. Corriente de cada Fase y Neutro sección Texturizado

Tabla 19. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Texturizado

Análisis medición de corriente			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1 (A)	612	133	-
L2 (A)	639	144	Presenta un valor superior en comparación a la corriente en las demás líneas, se podría definir como la línea con mayor carga.
L3 (A)	610	133	-
N (A)	53	9	Los altos niveles de corriente principalmente en el neutro muestran que por instantes el sistema presenta un desbalance de carga, los cuales coinciden en el momento que se presentan los huecos de tensión.

4.1.1.1.2 Eventos de tensión

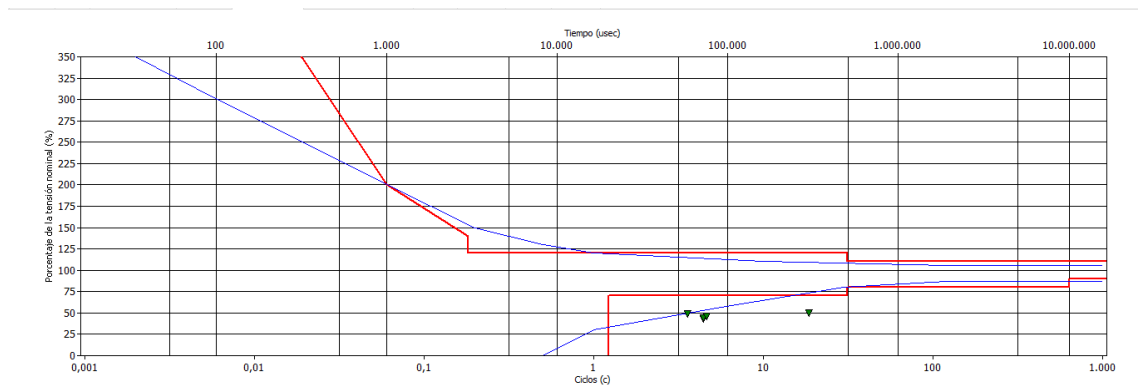


Figura 44. Eventos de tensión sección Texturizado

Tabla 20. Eventos de tensión sección Texturizado

Análisis eventos de tensión				
Normativa:			ARCERNNR 002/20 e IEEE 1159-2019	
N° Evento	Duración (ms)	Magnitud (p.u)	Clasificación	Observaciones
		Aprox.		
1	60	0.5	Depresión instantánea, corta duración	Para la regulación del ARCRNNR 002/20 no entra en el rango mínimo de consideración que es de 3 minutos
2	70	0.4	Depresión instantánea, corta duración	
2	74	0.45	Depresión instantánea, corta duración	
4	250	0.5	Depresión instantánea, corta duración	

4.1.1.1.3 Frecuencia y Desequilibrio

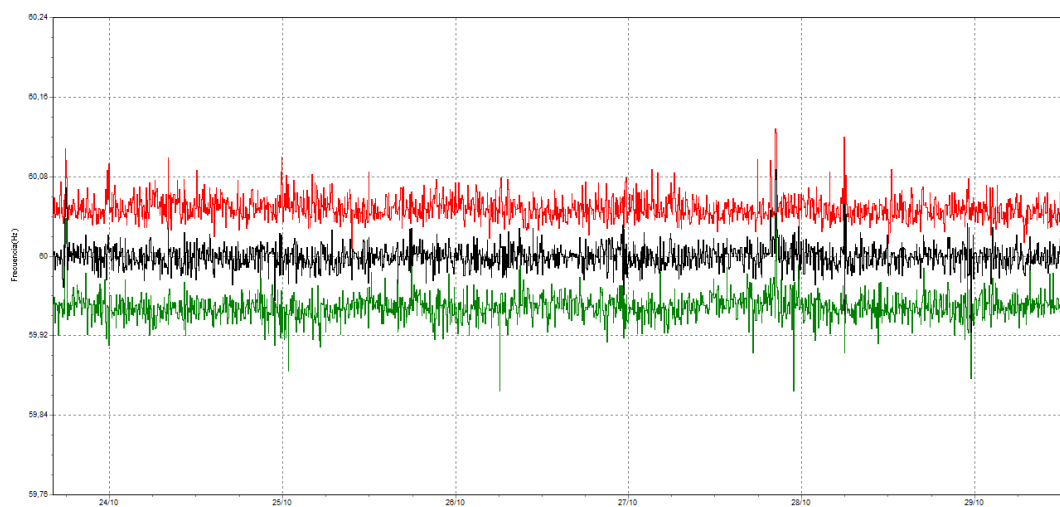


Figura 45. Frecuencia sección Texturizado

Tabla 21. Análisis medición de Frecuencia sección Texturizado.

Análisis medición de Frecuencia				
	Valores medidos		ΔF (%)	
	Máx	Min	Max	Min
Frecuencia (Hz)	60.128	59.864	0.2133	0.2266

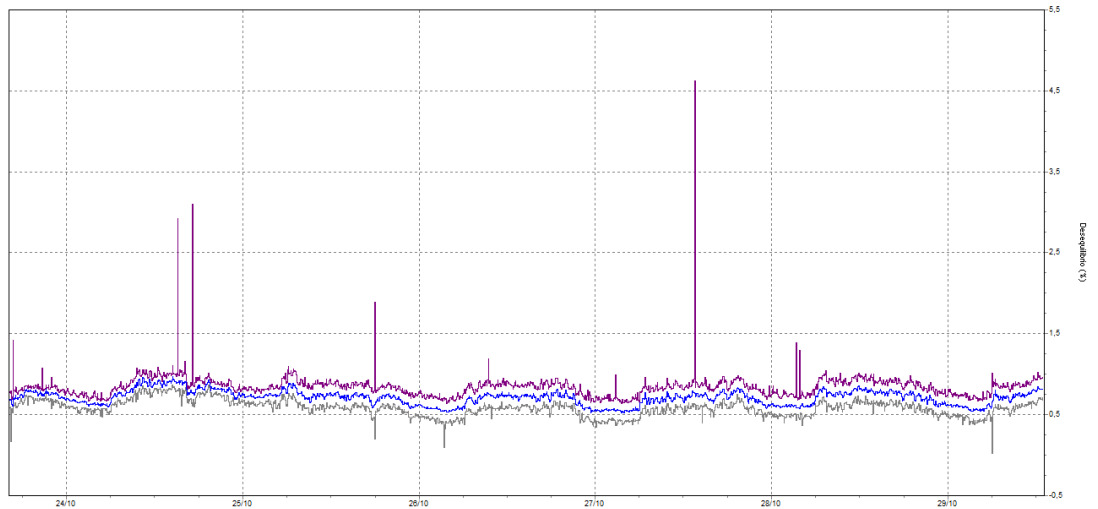


Figura 46. Desequilibrio (%) entre fases sección Texturizado

Tabla 22. Análisis medición de Desequilibrio sección Texturizado

Análisis medición de Desequilibrio			
	Normativa		Valor limite
	ARCERNNR –		
Valor medido	002/20		2%
	IEEE 1159-2019		
	Máx	Mín	Estado
Desequilibrio (%)	4.62	0.02	Aprueba
	Los valores más altos mostrados de desequilibrio de las fases son producto de los huecos de tensión y su afectación al sistema. El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible.		

4.1.1.1.4 Potencia

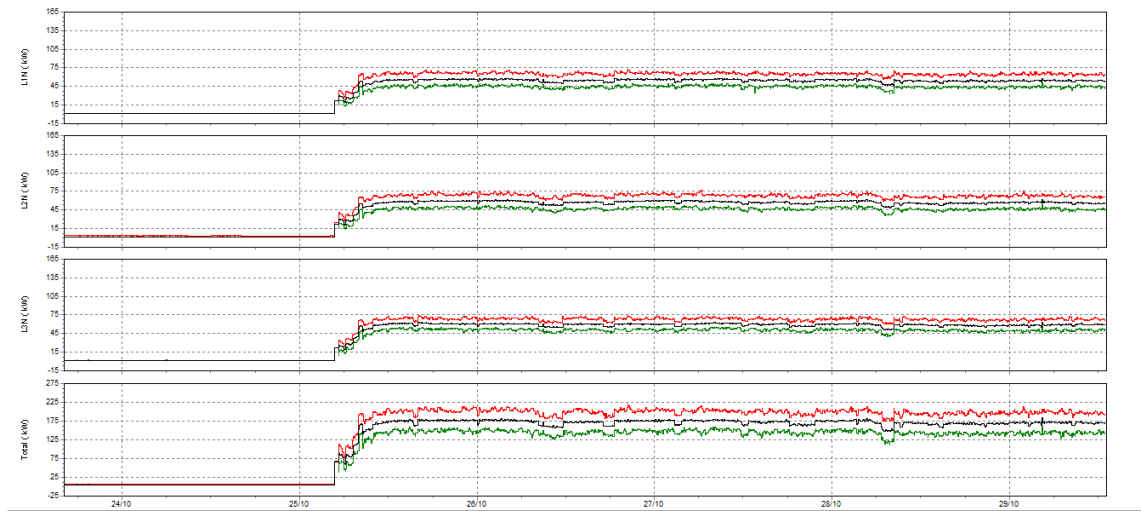


Figura 47. Potencia activa (kW) sección Texturizado

Tabla 23. Análisis medición de Potencia activa (kW) sección Texturizado

Análisis medición de Potencia activa (kW)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kW)	73.4	1	-
L2N (kW)	77.1	1	-
L3N (kW)	74.2	0.9	-
Total (kW)	220.2	3.7	-

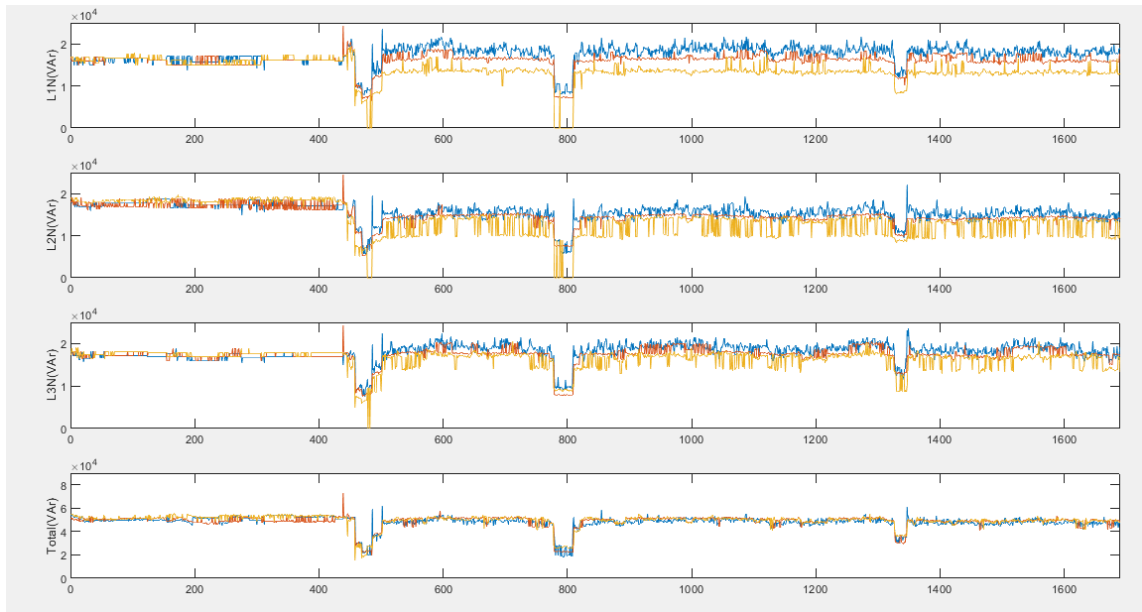


Figura 48. Potencia reactiva (kVAr) sección Texturizado

Tabla 24. Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr) sección Texturizado

Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kVAr)	19.322	7.904	-
L2N (kVAr)	19.635	5.665	-
L3N (kVAr)	20.475	7.568	-
Total (kVAr)	55.429	18.167	-

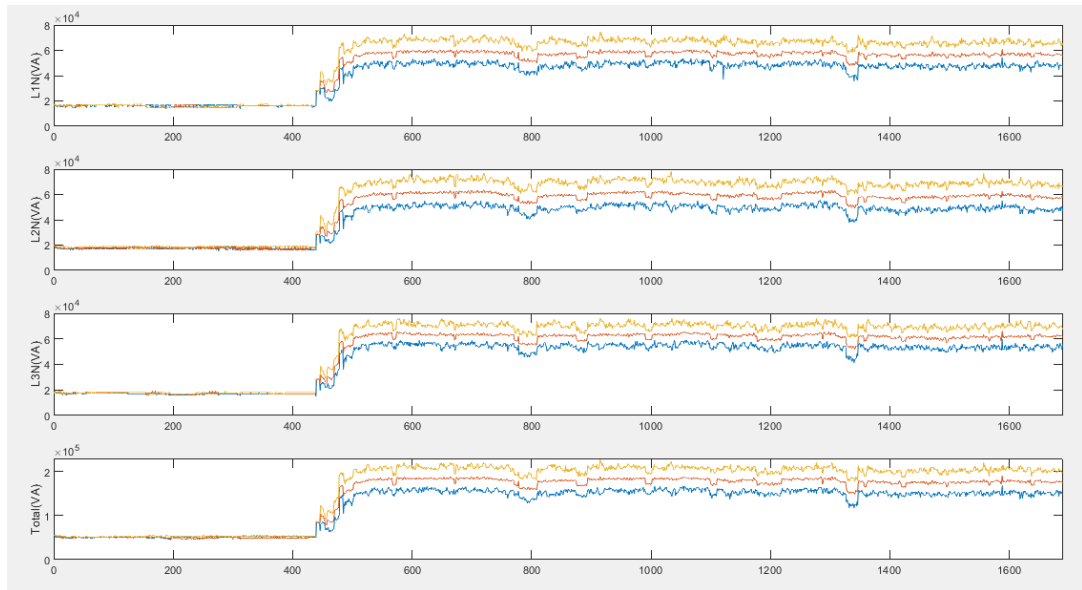


Figura 49. Potencia aparente (kVA) sección Texturizado

Tabla 25. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) sección Texturizado

Análisis medición de Potencia aparente (kVA)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kVA)	74.987	13.75	-
L2N (kVA)	77.878	15	-
L3N (kVA)	76.288	15	-
Total (kVA)	227.01	45.55	-

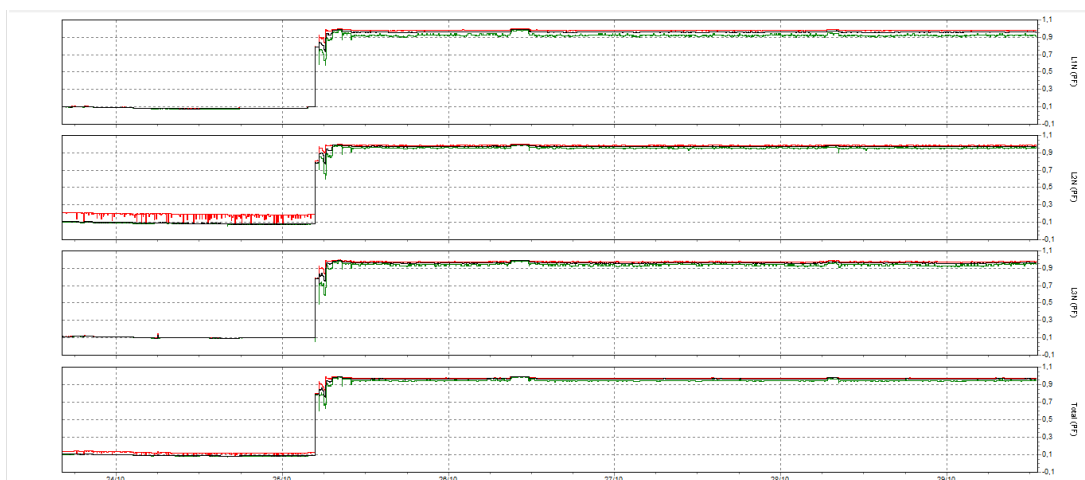


Figura 50. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Texturizado

Tabla 26. Análisis medición ($\cos \Phi$) sección Texturizado

Análisis medición de Factor de Potencia ($\cos \Phi$)				
	Normativa		Valor min.	
	Valor medido		ARCONEL 005/17	0.92
	Máx	Min	Estado	Observaciones
L1N (PF)	1	0.07	No aprueba	Se presentan valores extremadamente bajos de f.p debido a la conexión permanente del banco de condensadores, esto debido a que como se pueda observar en la Figura 49 hay intervalos en los que la potencia consumida es muy baja y no se requiere toda la compensación conectada.
L2N (PF)	1	0.06	No aprueba	
L3N (PF)	1	0.06	No aprueba	
Total (PF)	0.99	0.07	No aprueba	

4.1.1.1.5 Parpadeo

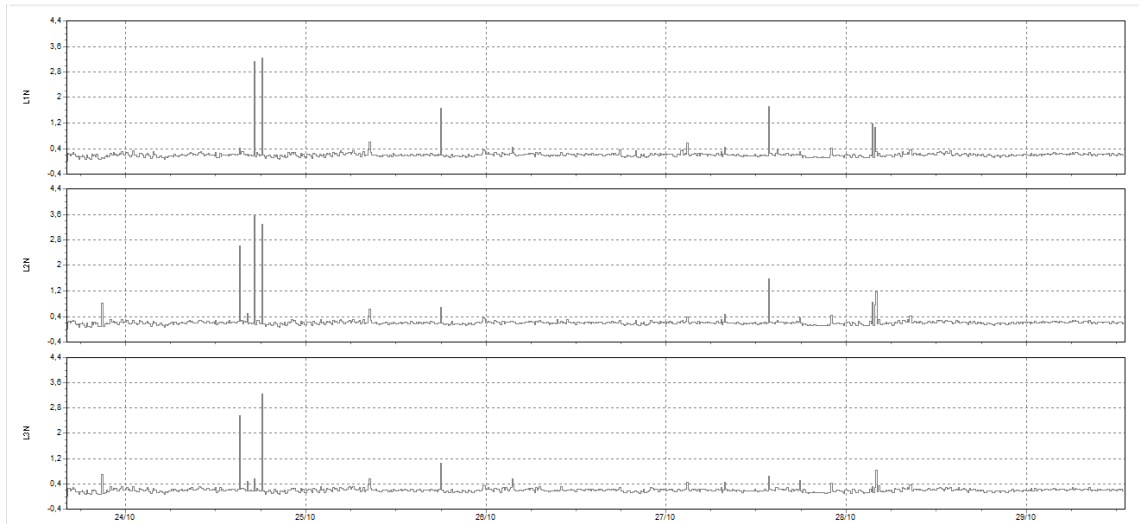


Figura 51. Parpadeo en L-N sección Texturizado

Tabla 27. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Texturizado

Análisis medición de Parpadeo (Pst)				
	Normativa		Valor máx. (Pst)	
Valor medido	ARCERNNR – 002/20 IEC 61000 4-15		1	
	Máx	Mín	Estado	Observaciones
L1N	3.223	0	Aprueba	El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible
L2N	3.565	0	Aprueba	
L3N	3.238	0	Aprueba	

4.1.1.1.6 Armónicos

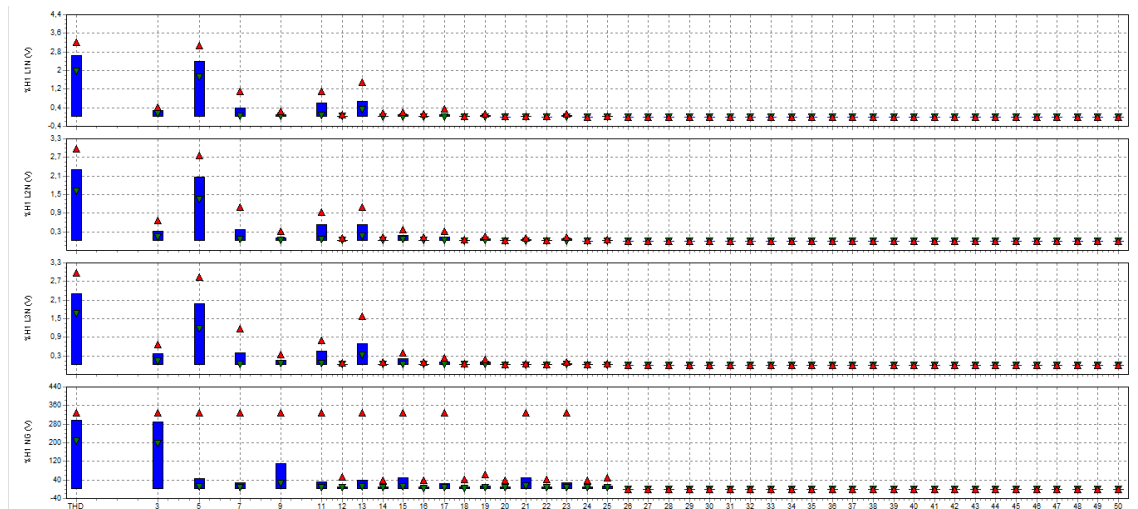


Figura 52. Armónicos de Voltaje sección Texturizado

Tabla 28. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Texturizado

Análisis medición de Armónicos de Voltaje		
Normativa:	ARCERNR – 002/20 IEEE 519-2014	
	Armónico	THD
L1N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.634
Estado:	Aprueba	Aprueba
L2N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.302
Estado:	Aprueba	Aprueba
L3N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.293
Estado:	Aprueba	Aprueba
Observaciones:	-	

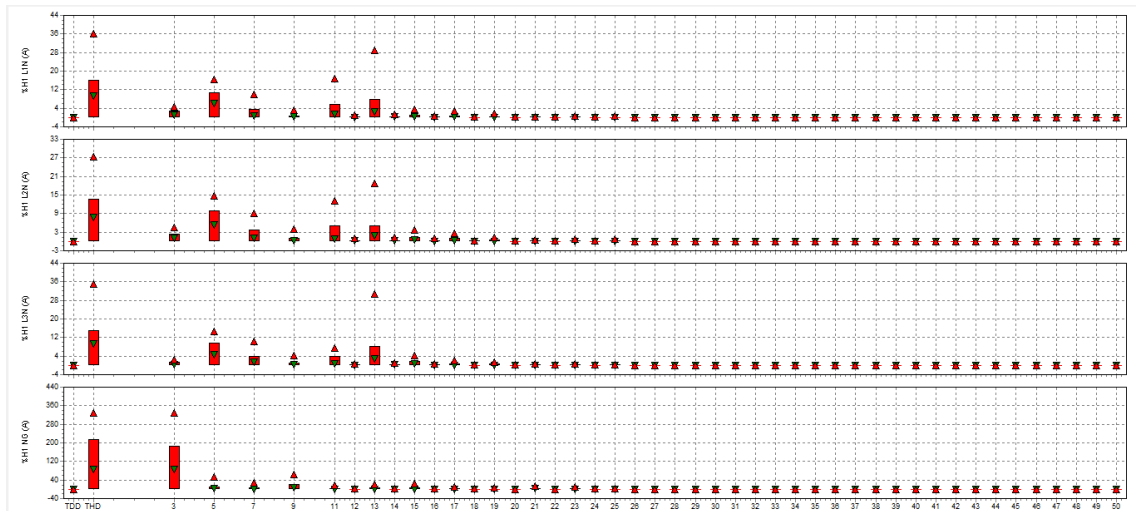


Figura 53. Armónicos de Corriente sección Texturizado

Para el análisis de armónicos es importante conocer la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de la carga. Se calcula promediando las corrientes máximas registradas en las líneas, los datos necesarios se encuentran en la placa del transformador

correspondiente la cual se encontrará en el análisis previo realizado al transformador, la corriente de cortocircuito y su relación con la corriente de carga se detalla en los siguientes cálculos:

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} = \frac{1000[kVA]}{\sqrt{3} \times 0.21[kV]} = 2749.286996[A]$$

$$I_{CC} = \frac{I_n[p.u]}{Z_{cc}[p.u]} = \frac{1}{0.048} = 20.83[p.u]$$

$$I_{CC} = 2749.28 \times 20.83 = 57276.8142$$

$$I_{PromMax} = \frac{612 + 639 + 610}{3} = 620$$

$$I_{CC}/I_L = \frac{57276.81426}{620} = 92.37$$

En base al resultado de la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de carga, los armónicos de corriente se evalúan en base a la tercera fila de las tablas límites de armónicos según la regulación 002/20 de la ARCERNNR y la IEEE 519-2014.

Tabla 29. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Texturizado

Análisis medición de Armónicos de Corriente				
Normativa:	ARCERNNR – 002/20			Icc/II =92.37
	IEEE 519-2014			
	Armónico			THD
L1N	H5=10.842	H11=5.844	H13=7.988	17.114
Estado:	No aprueban			-
L2N	H11=5.056	H13=5.127		14.251
Estado:	No aprueban			-
L3N	H13=8.301			16.037
Estado:	No aprueban			-
Observaciones:	Los armónicos que se indican en la tabla son los armónicos que no cumplen con el valor máximo permitido por la normativa correspondiente. Es importante recordar que existe un banco de condensadores conectado permanentemente el cual no cuenta con un filtro que evite aportar a la presencia de armónicos, en cuanto al resto de armónicos cumplen con los valores mínimos correspondientes. En el caso del TDD para todas las líneas el analizador arrojó un valor de 0 por lo cual no entra en el análisis.			

4.1.1.2 Termografía

Análisis termográfico de los componentes más importantes.

Tabla 30. Informe termografía Transformador sección Texturizado

Análisis Termográfico			
Sección:	Texturizado	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Transformador	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



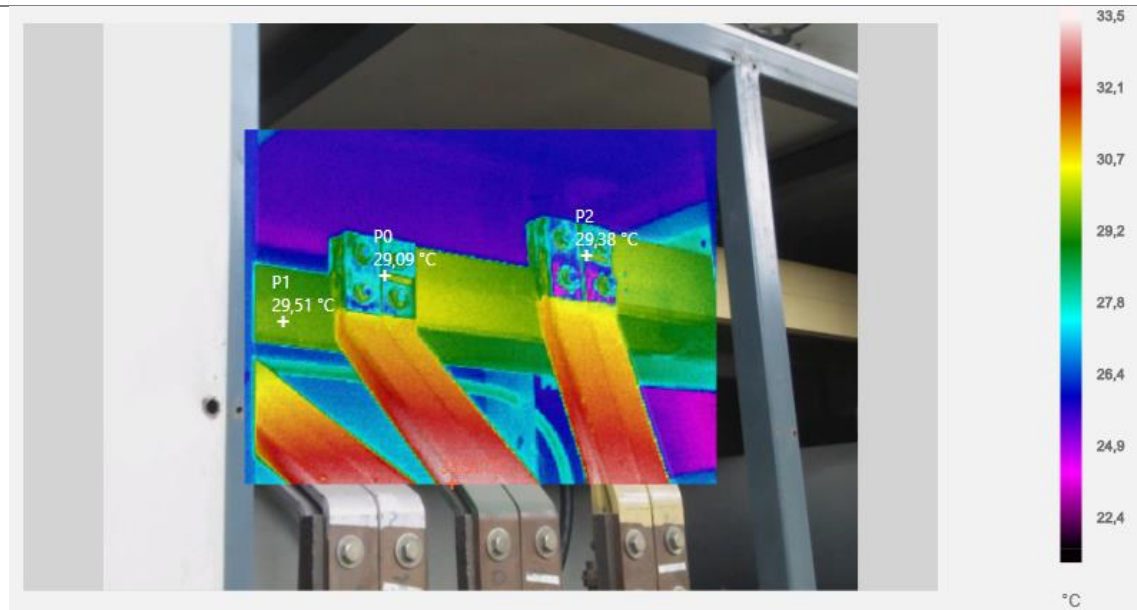
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 43.59	24.59	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=36.61	17.61	Leve
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=35.75	16.75	Leve
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=28.28	9.28	Normal

Análisis: Existen temperaturas más elevadas en ciertos puntos del transformador, que indica una mejor ventilación en ciertas zonas y por ende una mejor refrigeración. Adicionalmente, recordando que tan solo se usa el 20% de su capacidad, ya se da un informe de la EEQ en el que se recomienda reemplazar el transformador, con lo cual se puede validar el transformador ha cumplido su vida útil.

Recomendaciones: Cambio inmediato del transformador

Tabla 31. Informe termografía Barras sección Texturizado

Análisis Termográfico			
Sección:	Texturizado	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Barras secundario del transformador a tablero principal	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



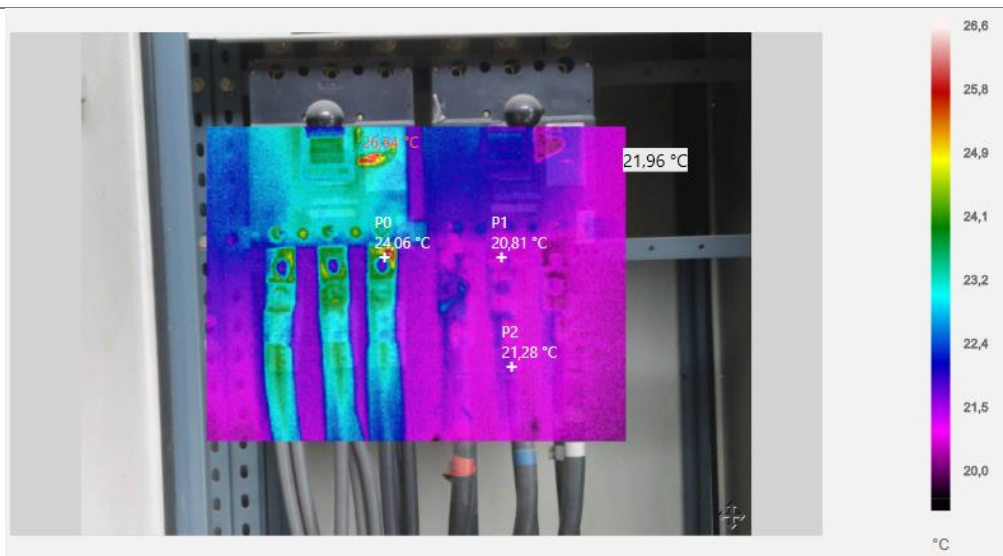
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 33.51	14.51	Leve
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=29.09	10.09	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=29.51	10.51	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=29.38	10.38	Normal

Análisis: Temperatura de las barras un poco elevada debido a la alta corriente que circula por la misma

Recomendaciones: realizar nuevas mediciones y un análisis de estas

Tabla 32. Informe termografía Elementos Tablero sección Texturizado

Análisis Termográfico			
Sección:	Texturizado	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Interruptores de sobre corriente, cableado	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



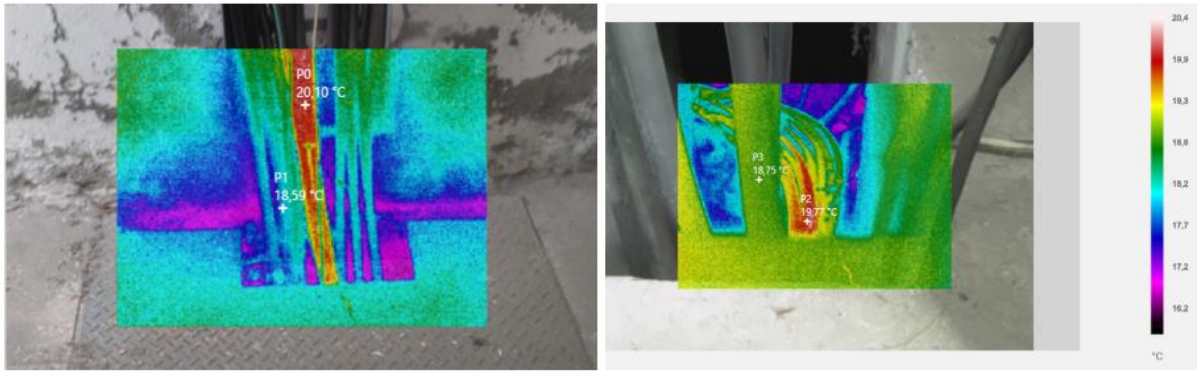
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 26.54	7.54	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=24.06	5.06	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=20.81	1.81	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=21.28	2.28	Normal

Análisis: Temperatura normal, no presenta indicios de daños en el aislante del cableado.

Recomendaciones: realizar mantenimiento constando el adecuado funcionamiento del equipo

Tabla 33. Informe termografía cableado sección Texturizado

Análisis Termográfico			
Sección:	Texturizado	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Cableado	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=20.10	1.1	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=18.59	-0.41	No clasifica
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=19.77	0.77	No clasifica
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=18.75	-0.25	No clasifica

Análisis: Temperatura normal, no presenta indicios de daños en el aislante del cableado, ni una sobre agrupación en el mismo

Recomendaciones: realizar nuevas mediciones en diferentes tramos y realizar una comparación

4.1.2 Sección Poy – Oficina

Para la sección de Poy las mediciones de calidad de producto que se tomaron con el analizador de red se realizaron desde el 23 de noviembre del 2021 hasta el 29 del mes en mención. En cuanto a las mediciones de temperatura, se realizaron en los puntos más críticos e importantes de los diferentes componentes de los equipos más importantes. Todas las mediciones se realizaron el 11 de noviembre del mismo año.

4.1.2.1 Mediciones Calidad de Producto

4.1.2.1.1 Tensión y Corriente

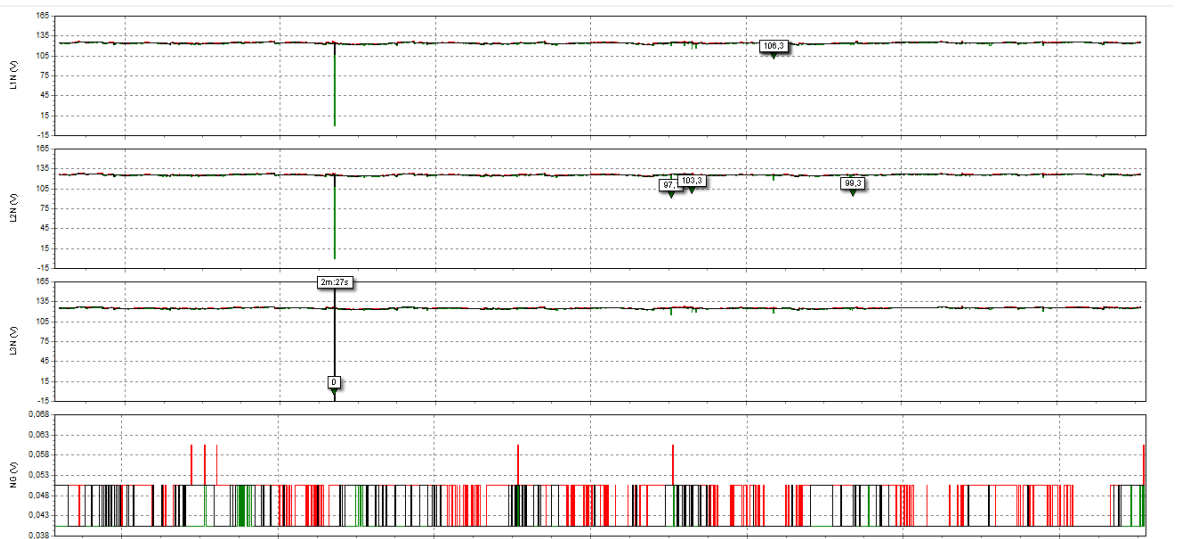


Figura 54. Voltaje L-N y N-G sección Poy

Tabla 34. Análisis de medición voltaje L - N sección Poy

Análisis de medición de voltaje				
	Normativa		Valor límite	
	Valor medido		ARCERNNR – 002/20	Observaciones
	Máx	Min	Estado	
L1N (V)	127.42	0	No aprueba	Los valores extremadamente bajos se dan debido a un corte de energía en general y la inactivación del generador conectado al sistema
L2N (V)	129.05	0	No aprueba	
L3N (V)	128.53	0	No aprueba	

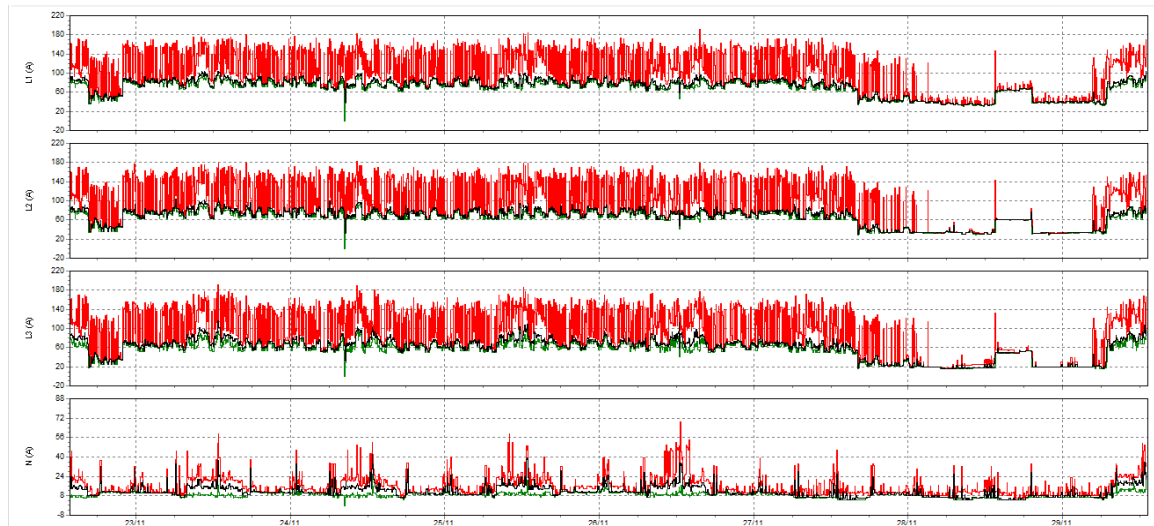


Figura 55. Corriente de cada Fase y Neutro sección Poy

Tabla 35. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Poy

Análisis medición de corriente				
	Valores medidos			Observaciones
	Máx	Min		
L1 (A)	192	0	-	Valores altos de corriente que en este caso en particular no es debido a huecos de tensión, si no debido al desbalance de la carga.
L2 (A)	182	0	-	
L3 (A)	191	0	-	
N (A)	69	0		

4.1.2.1.2 Eventos de tensión

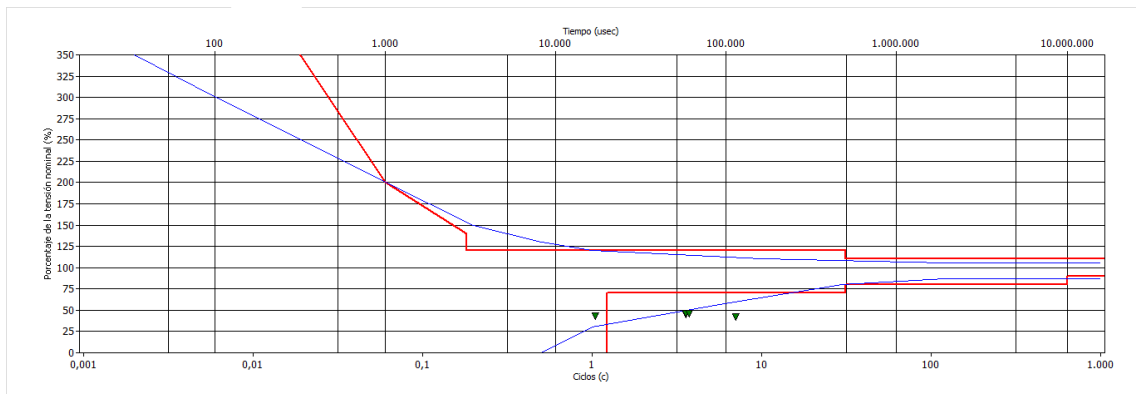


Figura 56. Eventos de tensión sección Poy

Tabla 36. Análisis eventos de tensión sección Poy

Análisis eventos de tensión				
Normativa:		ARCERNR 002/20		
		IEEE 1159-2019		
N° Evento	Duración (ms)	Magnitud (p.u)	Clasificación	Observaciones
1	16	0.4	Depresión instantánea, corta duración.	Para la regulación del ARCRNNR 002/20 no entra en el rango mínimo de consideración que es de 3 minutos.
2	60	0.5	Depresión instantánea, corta duración.	
3	60	0.5	Depresión instantánea, corta duración.	
4	70	0.55	Depresión instantánea, corta duración	
5	150000	0	Interrupción sostenida	A pesar de contar un generador eléctrico, el mismo no se activó y no suministró energía.

4.1.2.1.3 Frecuencia y Desequilibrio

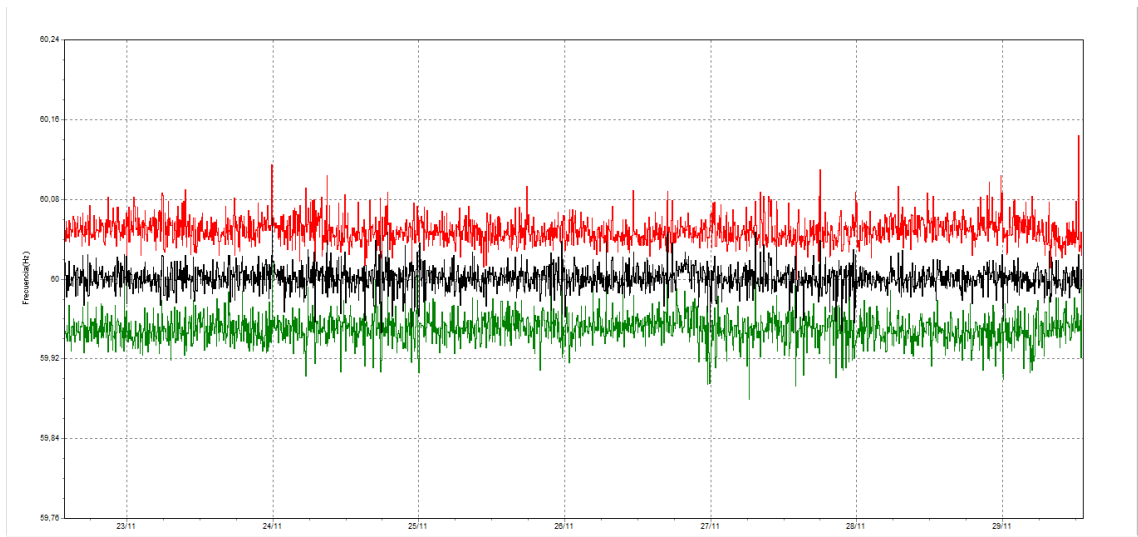


Figura 57. Frecuencia sección Poy

Tabla 37. Análisis medición de Frecuencia sección Poy

Análisis medición de Frecuencia				
	Valores medidos		ΔF (%)	
	Máx	Mín	Max	Mín
Frecuencia (Hz)	60.144	59.879	0.24	0.2016

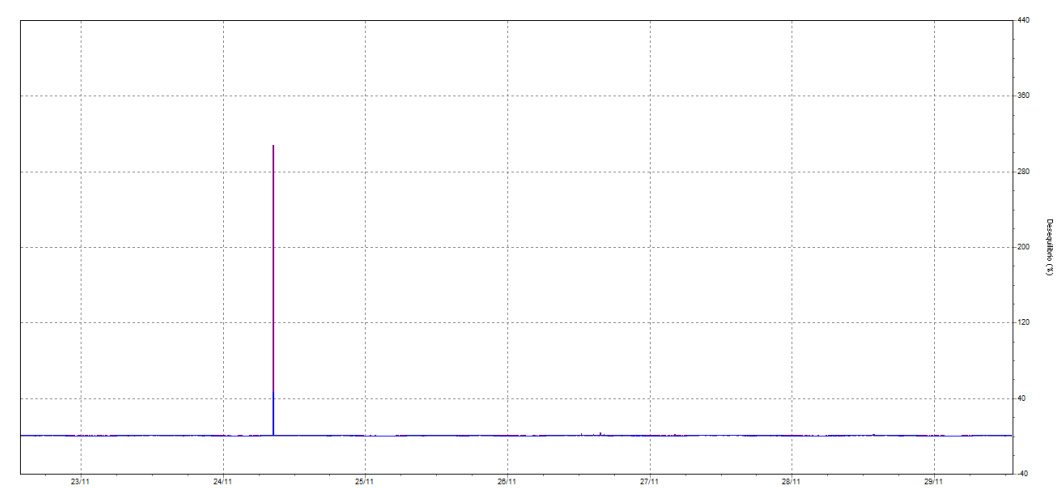


Figura 58. Desequilibrio (%) entre fases sección Poy

Tabla 38. Análisis medición de Desequilibrio sección Poy

Análisis medición de Desequilibrio				
	Normativa		Valor limite	
Valor medido	ARCERNNR – 002/20		2%	Observaciones
	IEEE	1159-2019		
	Máx	Min	Estado	
Desequilibrio (%)	307.87	0.11	Aprueba	Se presenta un valor extremadamente elevado debido a la duración prolongada del corte de suministro de energía. El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible.

4.1.2.1.4 Potencia

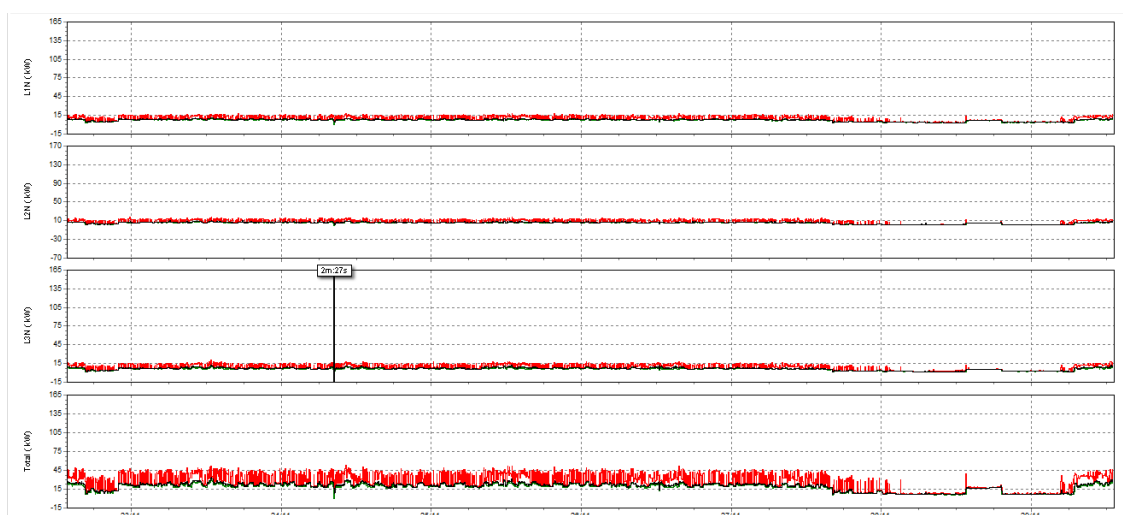


Figura 59. Potencia activa (kW) sección Poy

Tabla 39. Análisis medición de Potencia activa (kW) sección Poy

Análisis medición de Potencia activa (kW)				
Valores medidos			Observaciones	
	Máx	Min		
L1N (kW)	18.5	0	El consumo de energía presente es muy inferior si se relaciona con la capacidad del transformador. Y debido al corte de energía no se registra potencia en determinado intervalo.	
L2N (kW)	17.3	-0.2		
L3N (kW)	20.1	0		
Total (kW)	52.9	0		

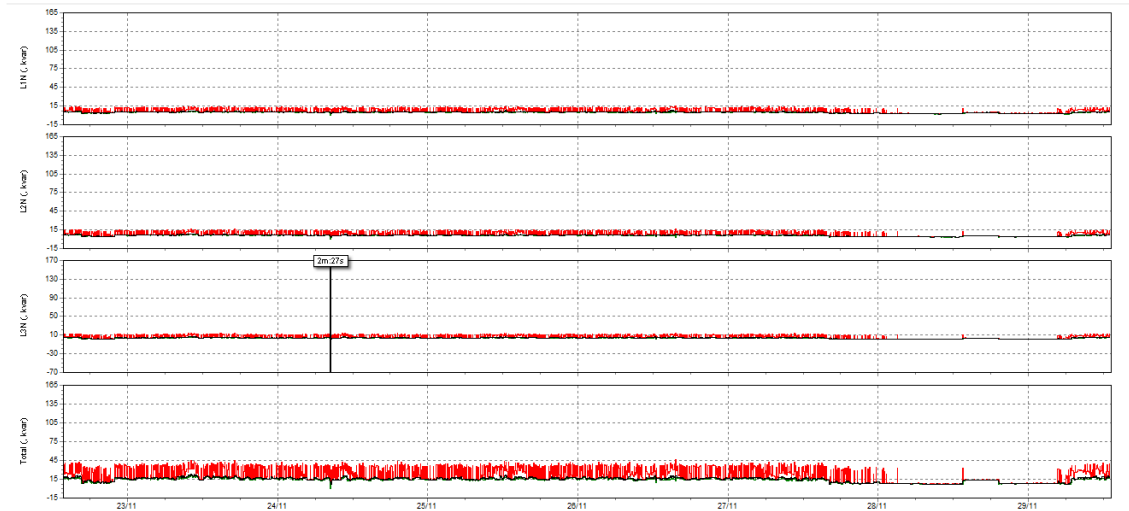


Figura 60. Potencia reactiva (kVAr) sección Poy

Tabla 40. Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr) sección Poy

Análisis medición de Potencia reactiva (kVAr)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kVAr)	15.4	0	No posee algún componente de compensación reactiva
L2N (kVAr)	16.5	0	
L3N (kVAr)	14.3	0	
Total (kVAr)	46.2	0	

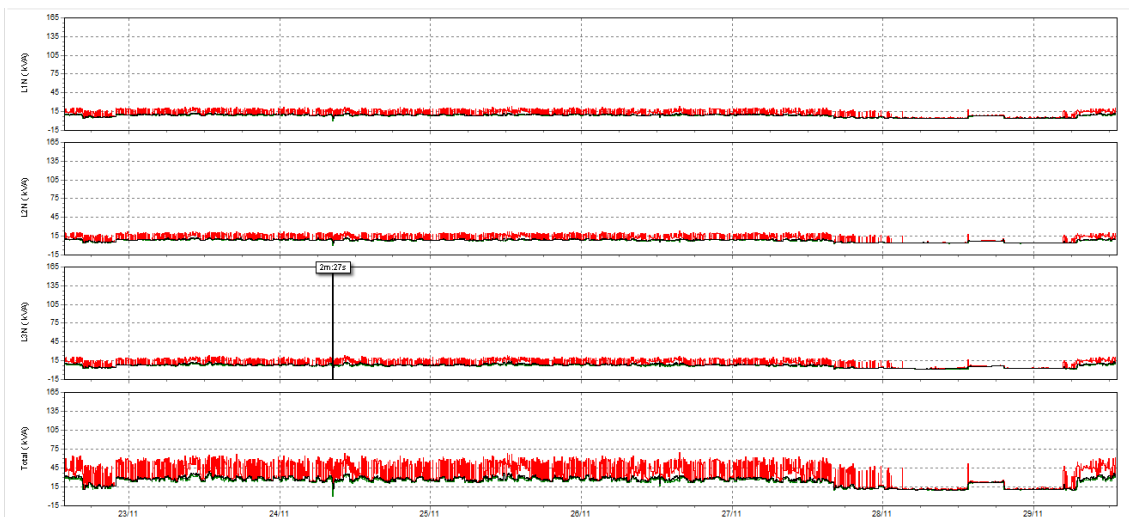


Figura 61. Potencia aparente (kVA) sección Poy

Tabla 41. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) sección Poy

Análisis medición de Potencia aparente (kVA)			Observaciones
	Valores medidos		
	Máx	Min	
L1N (kVA)	24.1	0	En el punto máximo de consumo, se ocupa tan solo el 6% de la capacidad del transformador. Un claro indicativo de que al transformador se le ha restado una gran cantidad de carga a través de los años y ya no se ocupa para abastecer a la misma carga para el cual fue dimensionado.
L2N (kVA)	22.8	0	
L3N (kVA)	23.6	0	
Total (kVA)	69.2	0	



Figura 62. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Poy

Tabla 42. Análisis medición (cos Φ) sección Poy

Análisis medición de Factor de Potencia (cos Φ)				
	Normativa		Valor	
			min.	
	Valor medido		ARCONEL 005/17	0.92
	Máx	Min	Estado	Observaciones
L1N (PF)	0.9	0.38	No aprueba	Los valores más bajos se presentan en las fechas correspondientes a sábado y domingo, el sistema no cuenta con una compensación reactiva la cual se conecte al secundario del transformador.
L2N (PF)	0.86	0.09	No aprueba	
L3N (PF)	0.99	0.45	No aprueba	
Total (PF)	0.89	0.44	No aprueba	

4.1.2.1.5 Parpadeo

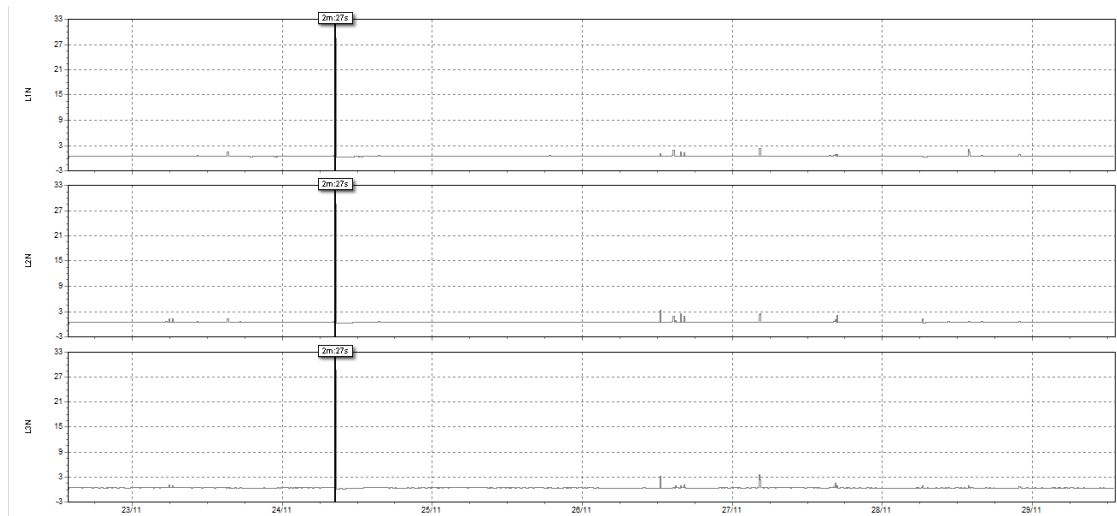


Figura 63. Parpadeo en L-N sección Poy

Tabla 43. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Poy

Análisis medición de Parpadeo (Pst)			
	Normativa	Valor máx.	
		(Pst)	
	ARCERNNR	-	
Valor medido	002/20	1	
	IEC 61000 4-15		Observaciones
Máx	Min	Estado	
L1N	28.487	0	Aprueba
L2N	28.552	0	Aprueba
L3N	28.578	0	Aprueba

El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible. Valor en extremo altos debido al corte de energía, sin embargo, si se desprecia dicho evento el valor más alto es de 4.3.

4.1.2.1.6 Armónicos

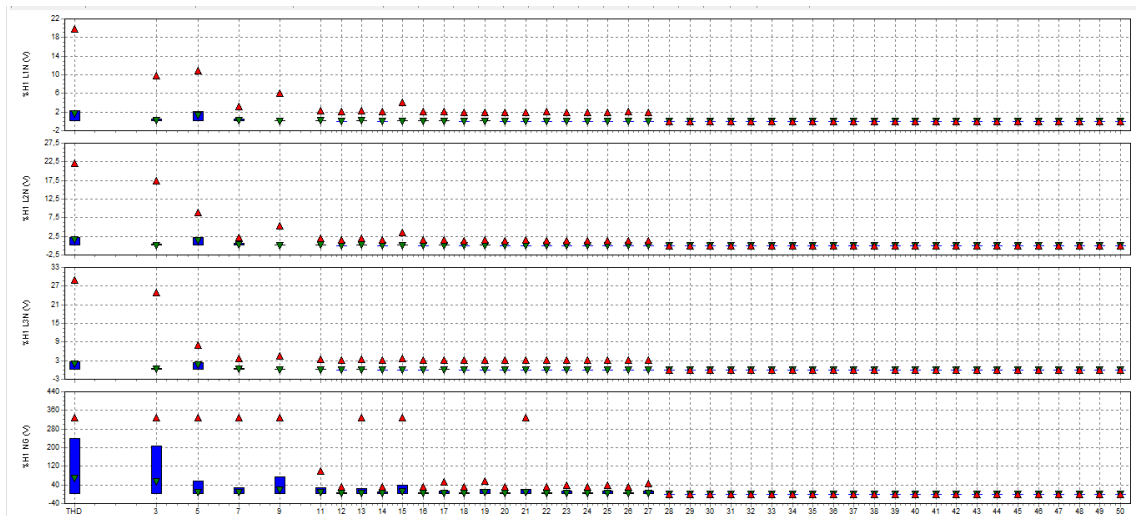


Figura 64. Armónicos de Voltaje sección Poy

Tabla 44. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Poy

Análisis medición de Armónicos de Voltaje		
Normativa:	ARCERNNR – 002/20	
	IEEE 519-2014	
	Armónico	THD
L1N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.344
Estado:	Aprueba	Aprueba
L2N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.3
Estado:	Aprueba	Aprueba
L3N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.612
Estado:	Aprueba	Aprueba
Observaciones:	El sistema no se ve afectado por armónicos de tensión.	

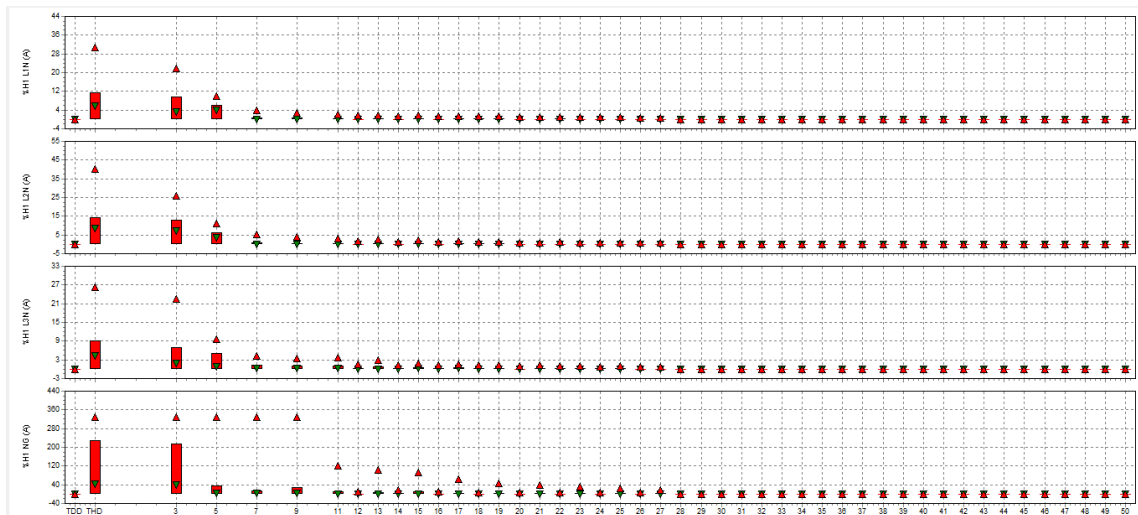


Figura 65. Armónicos de Corriente sección Poy

Para el análisis de armónicos es importante conocer la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de la carga se obtendrá promediando las corrientes máximas registradas en las líneas, los datos necesarios se encuentran en la placa del transformador correspondiente la cual se encontrará en el análisis previo realizado al transformador, la corriente de cortocircuito y su relación con la corriente de carga se detalla en los siguientes cálculos.

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} = \frac{1000[kVA]}{\sqrt{3} \times 0.21[kV]} = 2749.286996[A]$$

$$I_{CC} = \frac{I_n[p.u]}{Z_{CC}[p.u]} = \frac{1}{0.0552} = 18.1159[p.u]$$

$$I_{CC} = 2749.28 \times 18.1159 = 49818 [A]$$

$$I_{PromMax} = \frac{192 + 182 + 191}{3} = 188.33 [A]$$

$$I_{CC}/I_L = \frac{49818.84058}{188.33} = 264.5281$$

En base al resultado de la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de carga, los armónicos de corriente se evalúan en base a la cuarta fila de las tablas límites de armónicos según la regulación 002/20 de la ARCERNNR y la IEEE 519-2014.

Tabla 45. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Poy

Análisis medición de Armónicos de Corriente		
Normativa:	ARCERNNR – 002/20	I _{cc} /I _L =
	IEEE 519-2014	264.5281
	Armónico	THD
	L1N	11.462
Estado:		
	L2N H3=12.785	14.312
Estado:	No aprueba	
	L3N	8.975
Estado:		
Observaciones:	El armónico 13 de la L2 no cumple con el mínimo admisible y debe su valor a que el sistema en si alimenta las oficinas de la empresa, el resto de los armónicos cumplen con los valores mínimos correspondientes. En el caso del TDD para todas las líneas el analizador arrojó un valor de 0 por lo cual no entro en el análisis.	

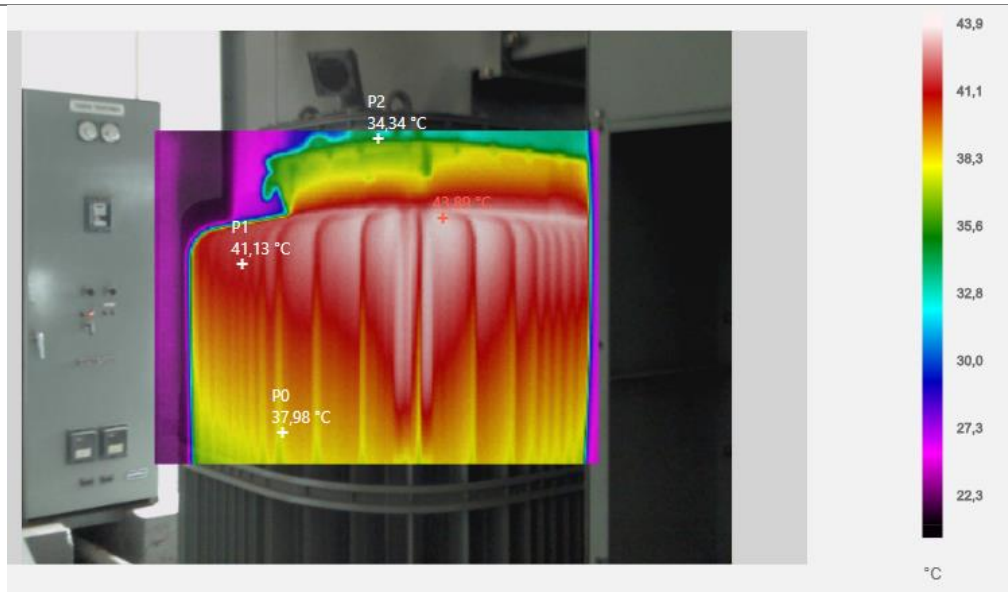
4.1.2.2 Termografía

Análisis termográfico de los componentes más importantes del sistema.

Tabla 46. Informe termografía Transformador sección Poy

Análisis Termográfico

Sección:	Poy - Oficina	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Transformador	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 43.89	24.89	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=37.98	18.98	Grave
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=41.13	22.13	Grave
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=34.34	15.34	Grave

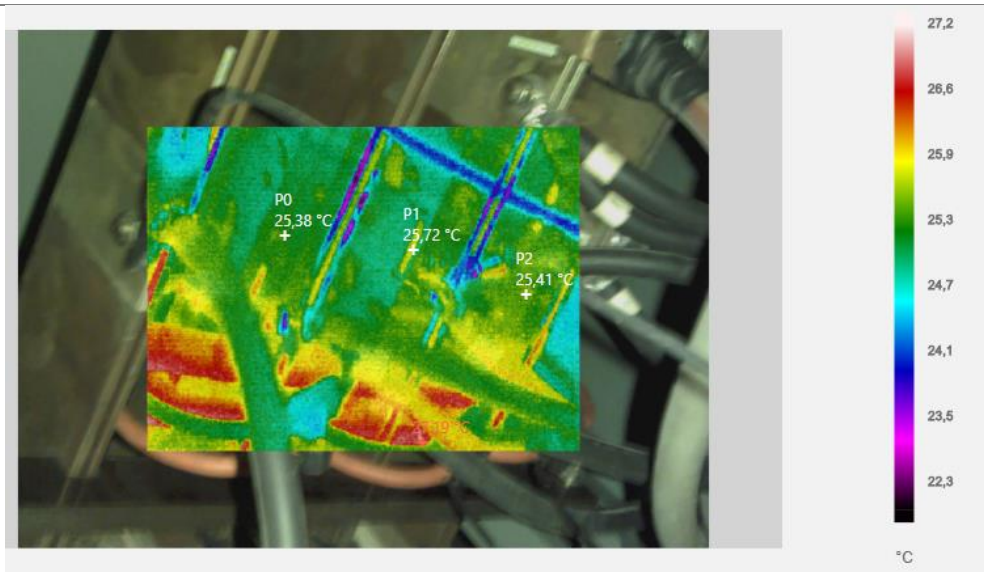
Análisis: Temperatura bastante elevada en comparación a la temperatura ambiente, existe una alta probabilidad de que el transformador ya haya cumplido con su vida. Además, la potencia que consume la carga instalada en relación con la capacidad del transformador es bastante baja.

Recomendaciones: Realizar un monitoreo de la temperatura del transformador y comprobar su estado actual, debido a que es posible se deba reemplazar.

Tabla 47. Informe termografía Barras Tablero Principal sección Poy

Análisis Termográfico

Sección:	Poy - Oficina	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Barras secundario del transformador a tablero principal	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
ΔT entre el dispositivo y el ambiente					
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 27.39	8.39	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=25.38	6.38	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=25.72	6.72	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=25.41	6.41	Normal

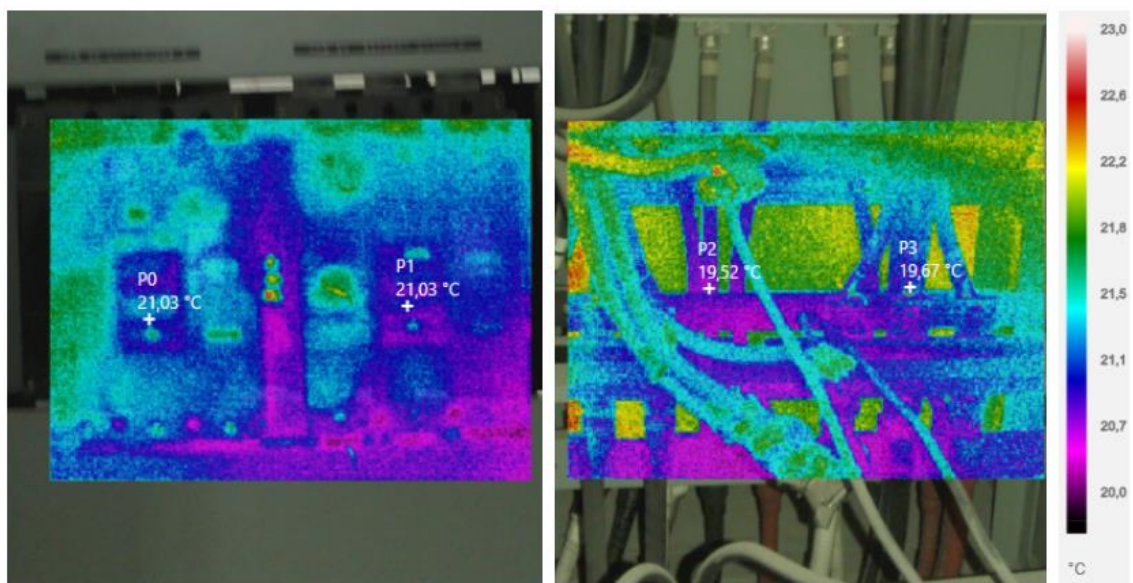
Análisis: La temperatura de las barras y conductores que salen de las mismas no muestran indicios de un fallo, sin embargo, se debe considerar que por allí circula una corriente significativa.

Recomendaciones: Realizar un monitoreo de la temperatura y verificar el estado

Tabla 48. Informe termografía Elementos Tablero Principal sección Poy

Análisis Termográfico

Sección:	Poy - Oficina	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Interruptores de sobre corriente y cableado	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones			
	ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
	1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=21.03	2.03	Normal
	11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=21.03	2.03	Normal
	21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=19.52	0.52	Normal
	> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=19.67	0.67	Normal

Análisis: La temperatura de los interruptores de sobre corriente y el cableado que sí está conectado al mismo no presenta alteraciones en temperatura que representen indicios de fallo

Recomendaciones: Realizar un monitoreo de la temperatura y verificar el estado

4.1.3 Sección Transformador 50 kVA

Para la sección de Poy las mediciones de calidad de producto que se tomaron con el analizador de red se realizaron desde el 4 de diciembre del 2021 hasta el 10 del mes en mención. En cuanto a las mediciones de temperatura se realizaron en los puntos más críticos e importantes de los diferentes componentes de los equipos más importantes. Todas las mediciones se realizaron el 11 de noviembre del mismo año. Particularmente del transformador no se cuentan con datos de placa, únicamente se tienen los datos de voltaje tanto del primario, secundario y su capacidad en kVA.

4.1.3.1 Mediciones Calidad de Producto

4.1.3.1.1 Tensión y Corriente

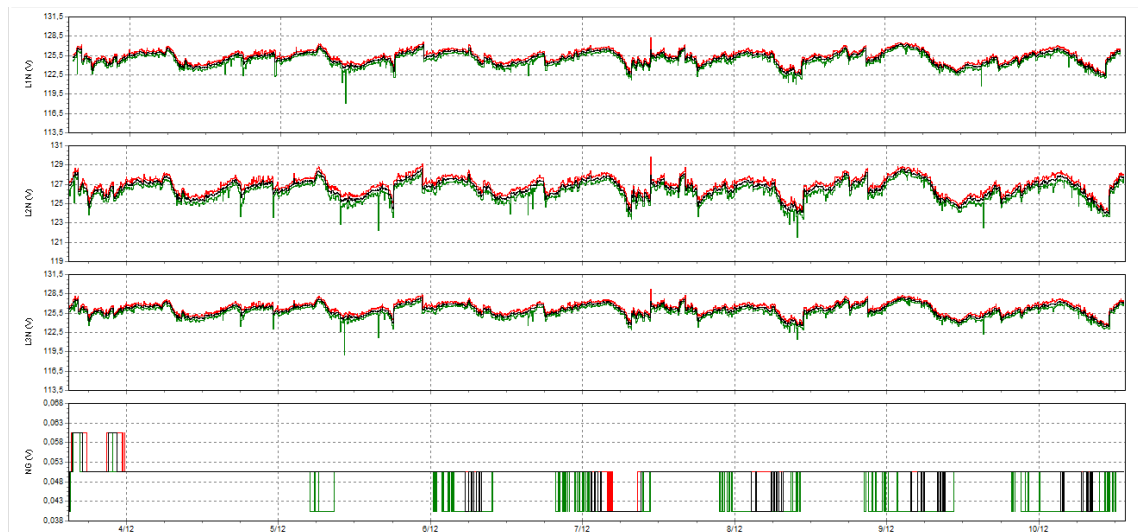


Figura 66. Voltaje L-N y N-G Transformador 50 kVA

Tabla 49. Análisis de medición voltaje L - N sección Transformador 50 kVA

Análisis de medición de voltaje				
	Normativa		Valor limite	
	ARCERNNR – 002/20		± 8%	
	Valor medido			Observaciones
	Máx	Min	Estado	
L1N (V)	128.27	118.04	Aprueba	-
L2N (V)	129.86	121.5	Aprueba	-
L3N (V)	129.26	119.02	Aprueba	-

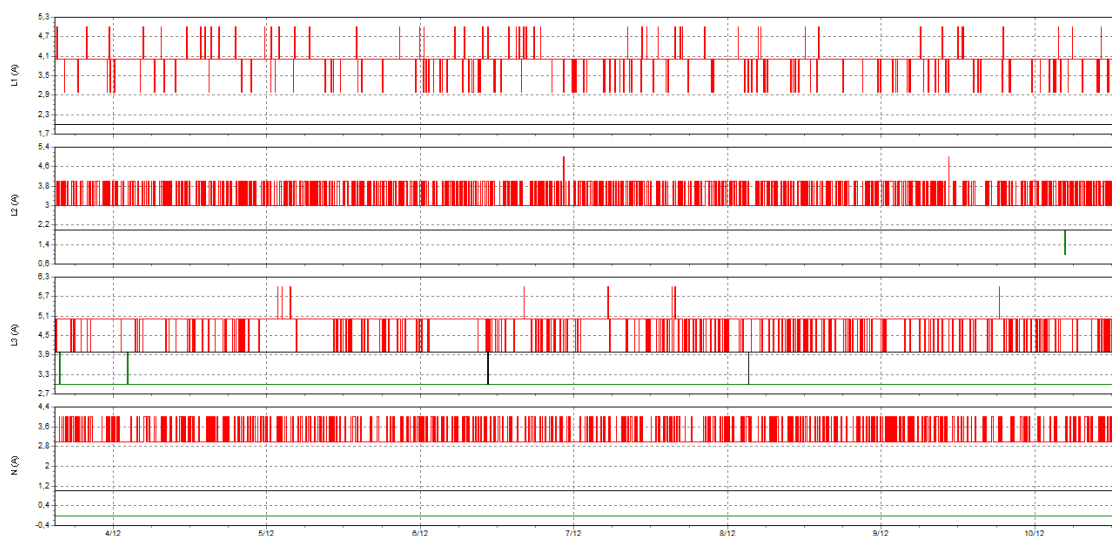


Figura 67. Corriente de cada Fase y Neutro sección Transformador 50 kVA

Tabla 50. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de corriente			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1 (A)	5	2	-
L2 (A)	5	1	-
L3 (A)	6	3	-
N (A)	4	0	-

4.1.3.1.2 Eventos de tensión

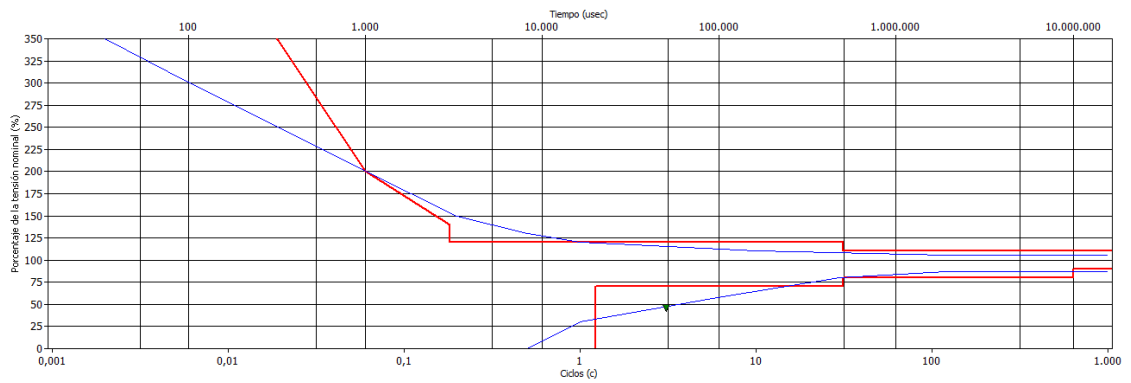


Figura 68. Eventos de tensión sección Transformador 50 kVA

Tabla 51. Análisis eventos de tensión sección Transformador 50 kVA

Análisis eventos de tensión				
		Normativa:		
		ARCERNR 002/20		
		IEEE 1159-2019		
N°	Duración (ms)	Magnitud (p.u)	Clasificación	Observaciones
1	50	0.5	Depresión instantánea de corta duración	Para la regulación del ARCRNR 002/20 no entra en el rango mínimo de consideración que es de 3 minutos

4.1.3.1.3 Frecuencia y Desequilibrio

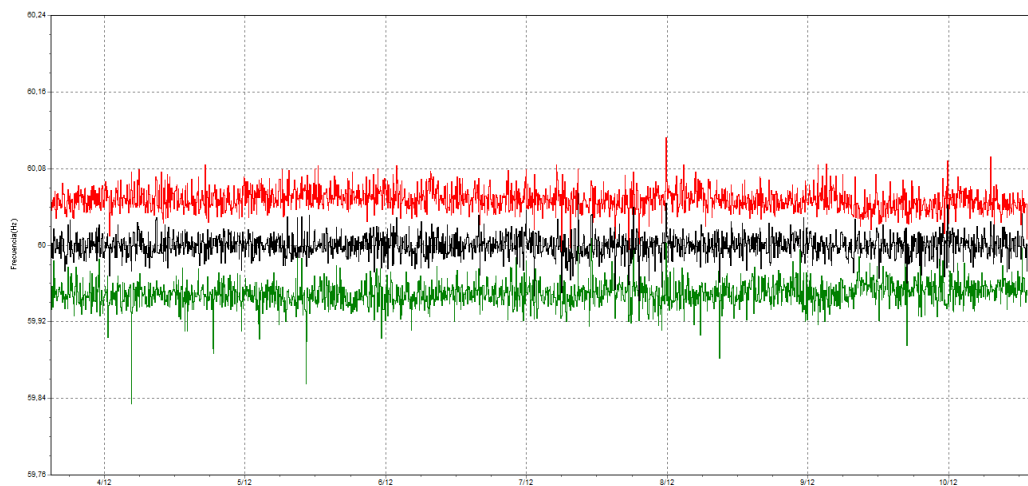


Figura 69. Frecuencia sección Transformador 50 kVA

Tabla 52. Análisis medición de Frecuencia sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Frecuencia				
	Valores medidos		ΔF (%)	
	Máx	Mín	Max	Mín
Frecuencia (Hz)	60.112	59.834	0.186	0.276

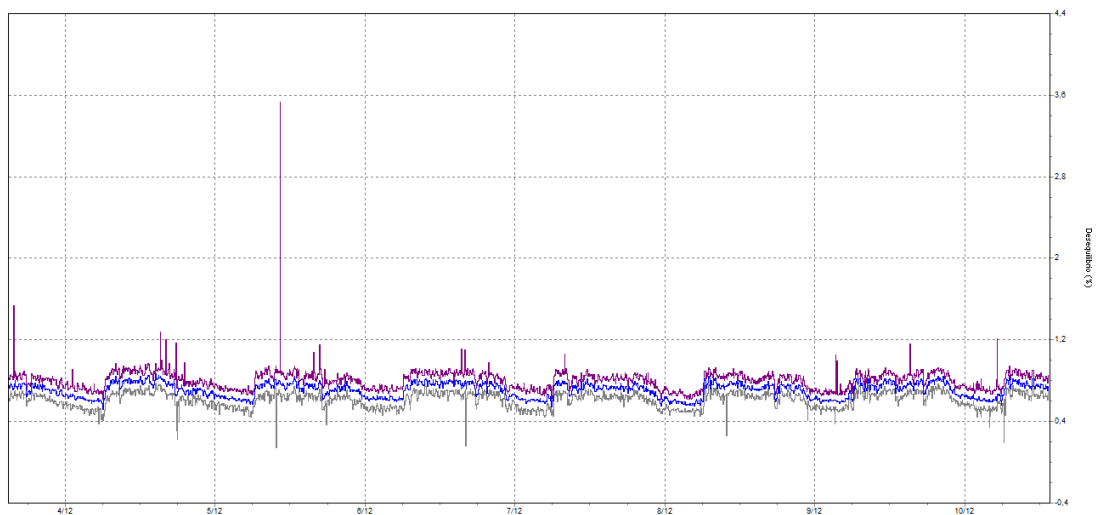


Figura 70. Desequilibrio (%) entre fases sección Transformador 50 kVA

Tabla 53. Análisis medición de Desequilibrio sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Desequilibrio				
	Normativa		Valor limite	
Valor medido	ARCERNR 002/20 IEEE 1159-2019		— 2%	Observaciones
	Máx	Mín	Estado	
Desequilibrio (%)	3.53	0.14	Aprueba	El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible

4.1.3.1.4 Potencia

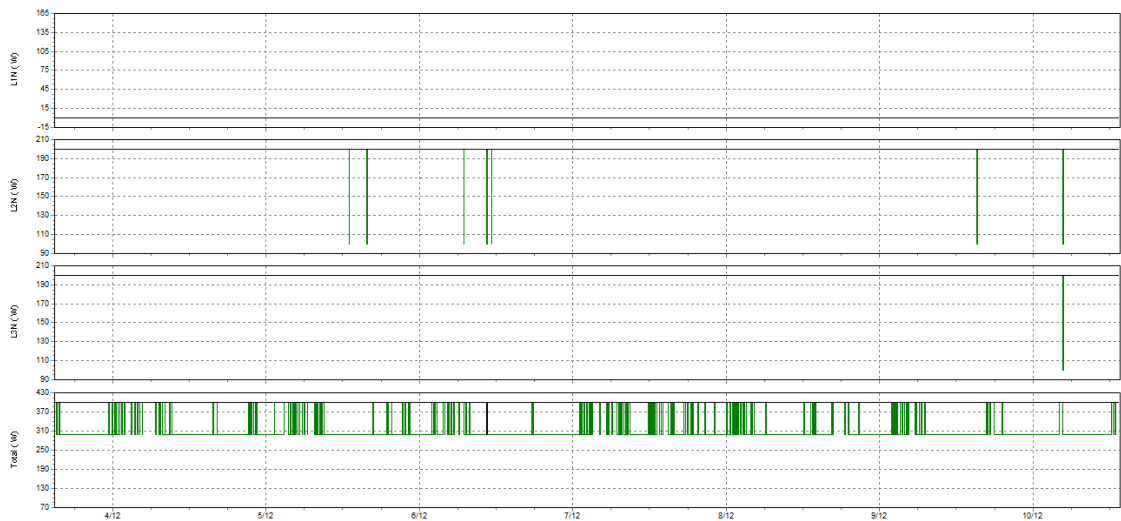


Figura 71. Potencia activa (W) sección Transformador 50 kVA

Tabla 54. Análisis medición de Potencia activa (W) sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Potencia activa (W)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (W)	-	0	Línea sin una carga aparentemente conectada
L2N (W)	200	100	-
L3N (W)	200	100	-
Total (W)	400	300	Actualmente el sistema únicamente alimenta los diferentes sistemas de control y protección en el caso puntual del generador.

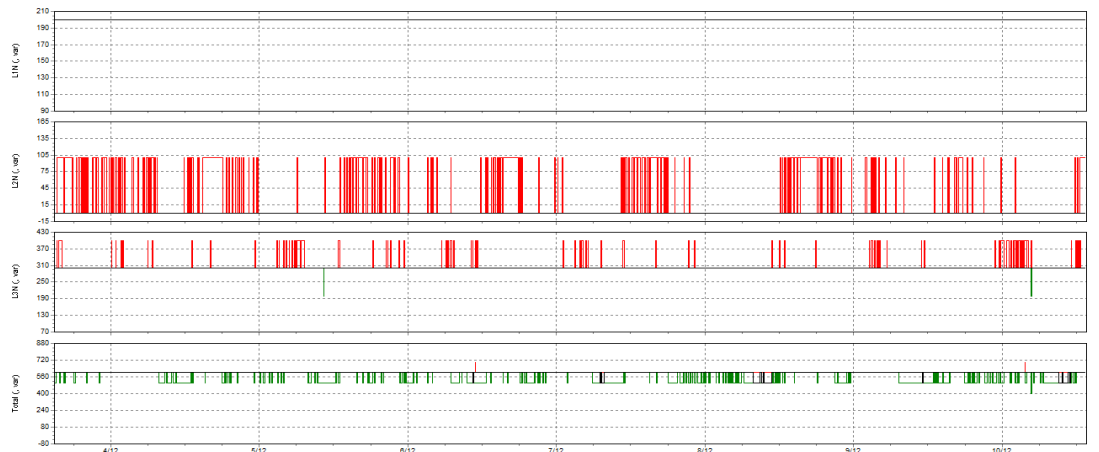


Figura 72. Potencia reactiva (VAr) sección Transformador 50 kVA

Tabla 55. Análisis medición de Potencia reactiva (VAr) sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Potencia reactiva (VAr)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (VAr)	200	-	-
L2N (VAr)	100	0	-
L3N (VAr)	400	200	-
Total (VAr)	700	400	-

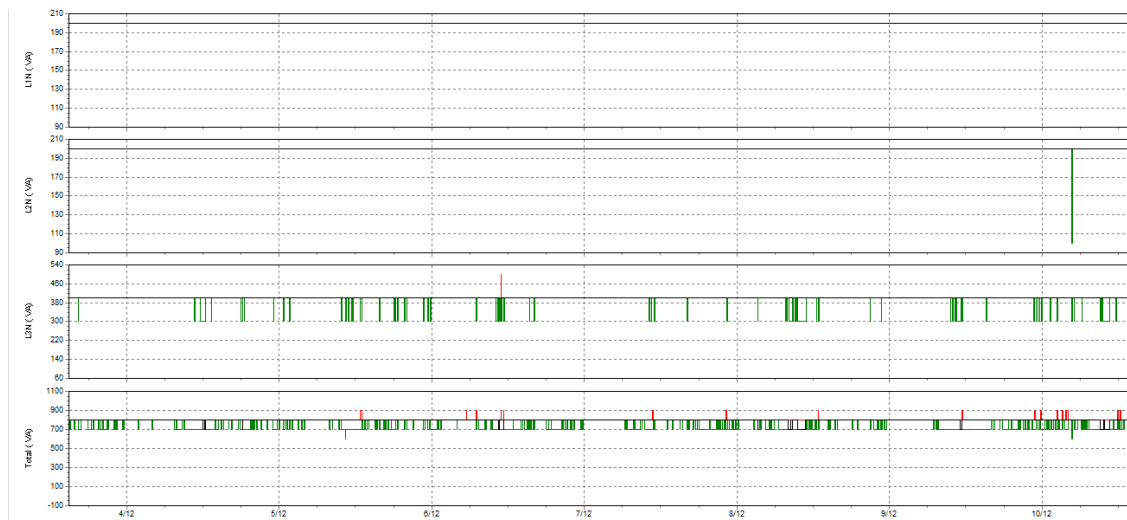


Figura 73. Potencia aparente (VA) sección Poy

Tabla 56. Análisis medición de Potencia aparente (kVA) Transformador 50 kVA

Análisis medición de Potencia aparente (VA)			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (VA)	200	200	-
L2N (VA)	200	100	-
L3N (VA)	500	300	-
Total (VA)	900	600	Si se compara la potencia aparente con la capacidad del transformador, se puede afirmar tan solo se ocupa cerca del 2%, ya que paulatinamente se le ha ido restando carga y por ende ya no se ocupa en su totalidad para lo cual se dimensionó el transformador

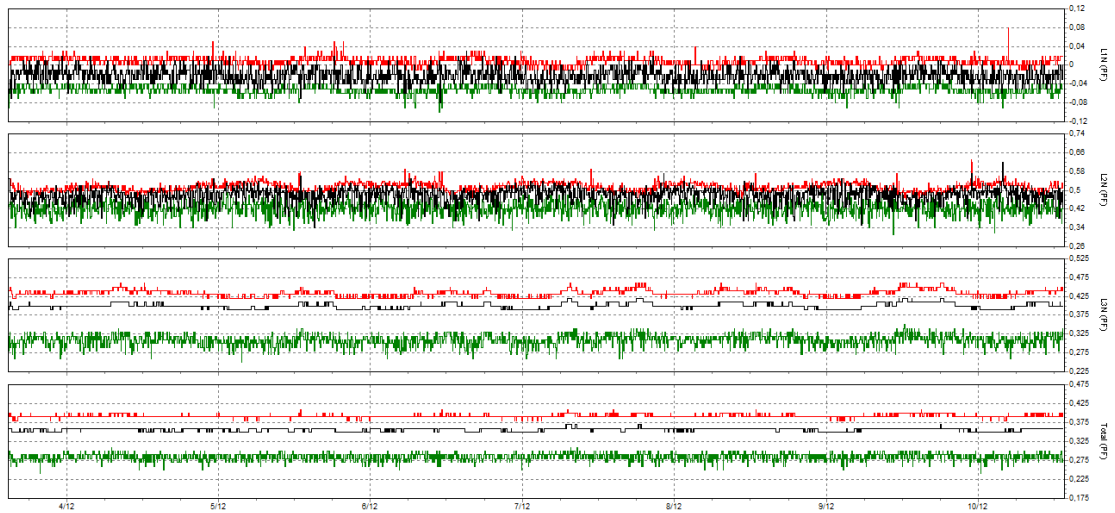


Figura 74. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Transformador 50 kVA

Tabla 57. Análisis medición ($\cos \Phi$) sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Factor de Potencia ($\cos \Phi$)				
	Normativa		Valor límite	
	ARCONEL 005/17		0.92	
	Valor medido			
	Máx	Min	Estado	Observaciones
L1N (PF)	0.08	-0.1	No aprueba	Al transformador se le ha ido quitando carga paulatinamente, por lo que en la actualmente se presentan valores tan bajos y diferentes de factor de potencia.
L2N (PF)	0.63	0.31	No aprueba	
L3N (PF)	0.46	0.25	No aprueba	
Total (PF)	0.41	0.24	No aprueba	

4.1.3.1.5 Parpadeo

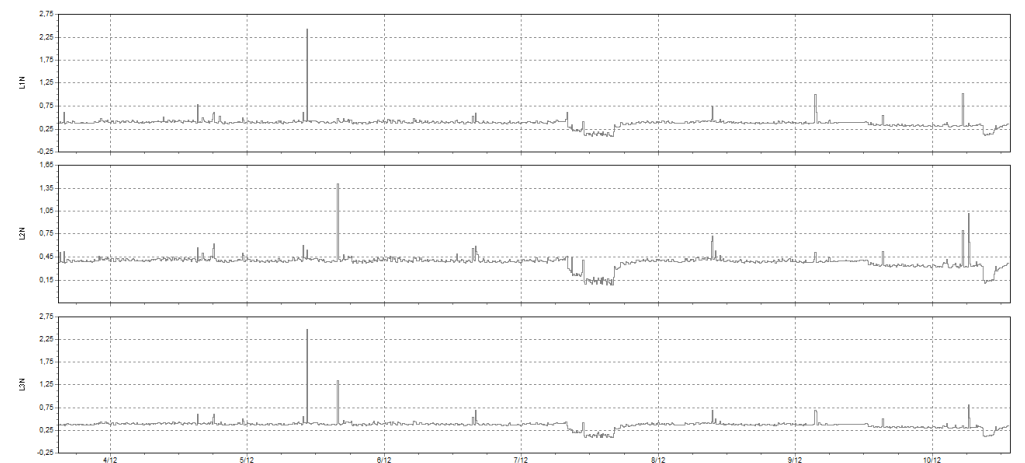


Figura 75. Parpadeo en L-N sección Transformador 50 kVA

Tabla 58. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Parpadeo (Pst)				
	Normativa		Valor límite	
	IEC 61000 4-15		1	
	Valor medido		Observaciones	
	Máx	Min	Estado	
L1N	2.423	0	Aprueba	
L2N	1.406	0	Aprueba	
L3N	2.482	0	Aprueba	

4.1.3.1.6 Armónicos

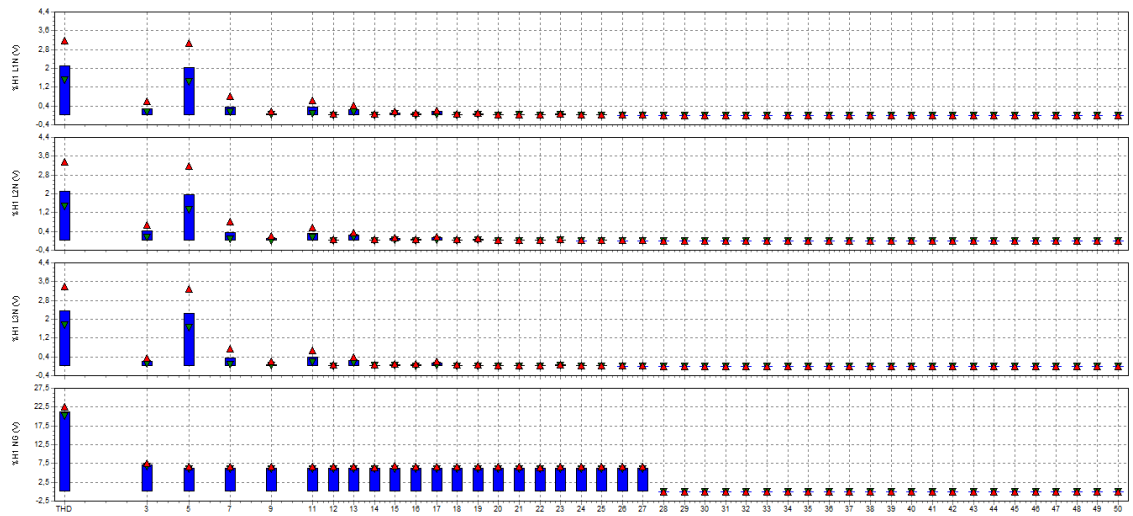


Figura 76. Armónicos de Voltaje sección Transformador 50 kVA

Tabla 59. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Armónicos de Voltaje		
Normativa:	ARCERNR – 002/20 IEEE 519-2014	
	Armónico	THD
L1N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	2.124
Estado:	Aprueba	
L2N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles.	2.108
Estado:	Aprueba	
L3N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles.	2.359
Estado:	Aprueba	
Observaciones:	El sistema no se ve afectado por armónicos de tensión.	

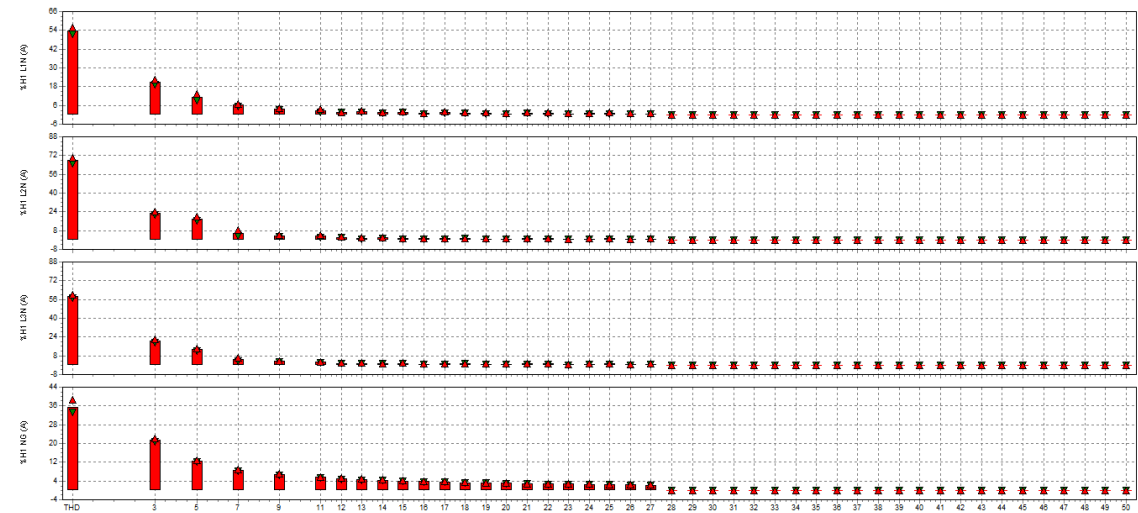


Figura 77. Armónicos de Corriente sección Transformador 50 kVA

Para el análisis de armónicos es importante conocer la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de la carga se obtendrá promediando las corrientes máximas registradas en las líneas. Los datos necesarios se encuentran en la placa del transformador. La corriente de cortocircuito y su relación con la corriente de carga se detalla en los siguientes cálculos.

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} = \frac{50[kVA]}{\sqrt{3} \times 0.21[kV]} = 137.464[A]$$

$$I_{cc} = \frac{I_n[p.u]}{Z_{cc}[p.u]} = \frac{1}{0.05} = 20[p.u]$$

$$I_{cc} = 137.464 \times 20 = 2749.28 [A]$$

$$I_{PromMax} = \frac{5 + 5 + 6}{3} = 5.33 [A]$$

$$I_{cc}/I_L = \frac{2749.28}{5.33} = 515.81$$

En base al resultado de la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de carga, los armónicos de corriente se evalúan en base a la cuarta fila de las tablas límites de armónicos según la regulación 002/20 de la ARCERNNR y la IEEE 519-2014.

Tabla 60. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Transformador 50 kVA

Análisis medición de Armónicos de Corriente		
Normativa:	ARCERNNR – 002/20 IEEE 519-2014	$I_{cc}/I_L = 515.81$
	Armónico	THD
L1N	H3=20.879	53.517
Estado:	No aprueban	
L2N	H3=22.743	67.964
Estado:	No aprueban	
L3N	H3=20.561	68.674
Estado:	No aprueban	
Observaciones:	El armónico 3 no cumple con el mínimo requerido debido particularmente al tipo de carga que alimenta, que en este caso sería únicamente sistemas electrónicos de control, el resto de los armónicos cumplen con los valores mínimos correspondientes. En el caso del TDD para todas las líneas el analizador arroja un valor de 0 por lo cual no entro en el análisis.	

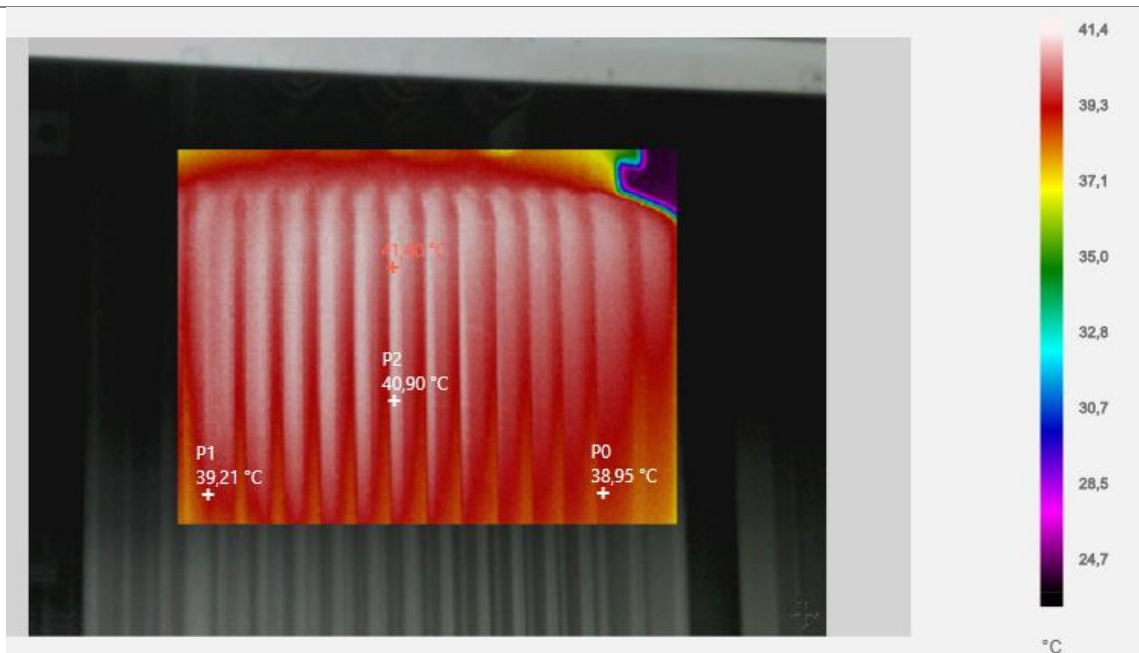
Realizado el análisis de las variables, el transformador como tal no alimenta carga que sea indispensable con lo cual se puede despreciar para los cálculos y consideraciones posteriores del rediseño del sistema eléctrico de la zona.

4.1.3.2 Termografía

Tabla 61. Informe termografía Transformador 50kVA

Análisis Termográfico

Sección:	Transformador 50 kVA	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Transformador	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Possible fallo	Max=41.40	22.4	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=38.95	19.95	Grave
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=39.21	20.21	Grave
> 40 °C	Crítico	Inmediata reparación	P2=40.9	21.9	Grave

Análisis: Las mediciones de temperatura indican particularmente que el transformador está siendo considerablemente afectado por la naturaleza de su carga, adicionalmente es preocupante la temperatura que se registra considerando que no se ocupa ni el 5% de su capacidad.

Recomendaciones: Comprobar el estado del transformador y verificar si no ha cumplido su vida útil.

Tabla 62. Informe termografía Elementos tablero del Transformador 50kVA

Análisis Termográfico

Sección:	Transformador 50 kVA	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Interruptores de sobre corriente y cableado	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=23.93	4.93	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=24.45	5.45	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=23.54	4.54	Normal
> 40 °C	Crítico	Inmediata reparación	P3=24.57	5.57	Normal

Análisis: Los elementos en los cuales se realizaron las mediciones no presentan indicios de alguna falla o que se vean afectados por alguna condición.

Recomendaciones: realizar nuevas mediciones y un análisis de estas.

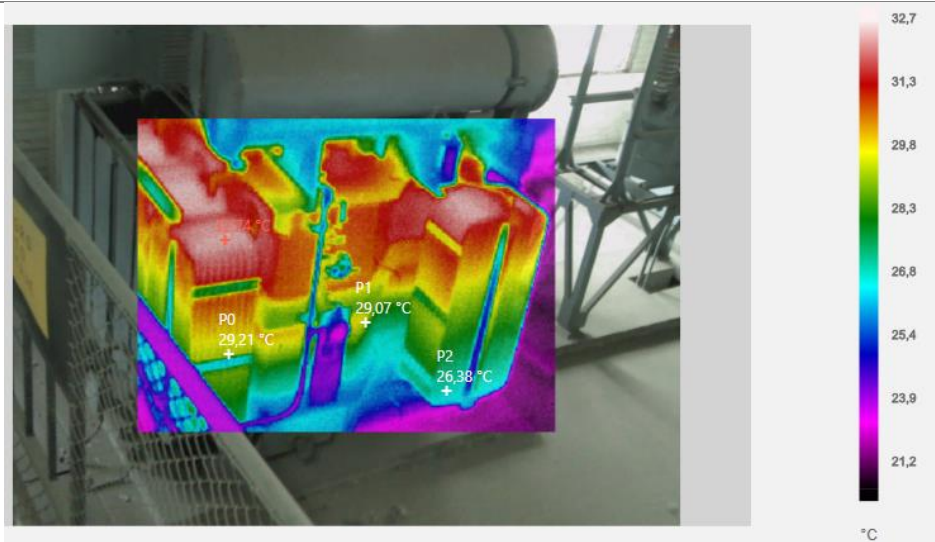
4.1.4 Termografía S/E Principal

De forma similar a los anteriores componentes, en el caso de la subestación principal se realizaron mediciones de termografía en los equipos más importantes que en este caso son el transformador de 2 MVA y el banco de capacitores de 150 kVAr. No se tomó en cuenta al generador en este caso debido a que no se encontraba activo en ese momento.

Tabla 63. Informe termografía Transformador 2 MVA

Análisis Termográfico

Sección:	S/E Principal	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Transformador 2 MVA	Distancia:	4 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa: ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones			
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max=32.74	13.7	Leve
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=29.21	10.2	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=29.07	10.07	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=26.38	7.38	Normal

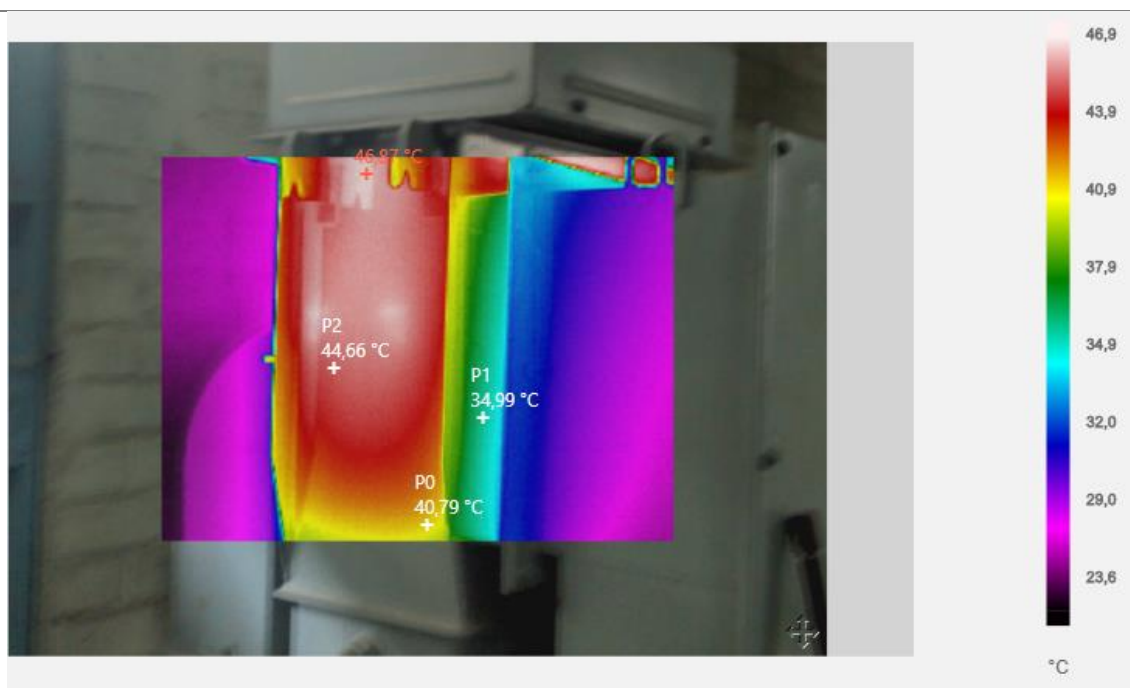
Análisis: No se encuentran mediciones elevadas de temperatura, sin embargo, es importante destacar que la parte inferior del transformador cuenta con una mejor refrigeración respecto a la parte superior del mismo. Por lo demás, no se encuentra algún indicio de falla en los demás componentes del transformador.

Recomendaciones: realizar nuevas mediciones y una evaluación a fondo del estado del transformador

Tabla 64. Informe termografía Banco de Condensadores 150 kVAr

Análisis Termográfico

Sección:	S/E Principal	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Banco de Condensadores 150 kVAr	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones			
	ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
	1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max=46.87	27.87	Grave
	11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=40.79	21.79	Grave
	21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=34.99	15.99	Leve
	> 40 °C	Crítico	Inmediata reparación	23=44.66	25.66	Grave

Análisis: Los altos valores de temperatura registrados principalmente en la parte central del contenedor del banco de capacitores podría ser una evidencia de falla, con lo cual debido al prolongado uso podría ser un indicativo de que está por cumplir su tiempo de vida útil.

Recomendaciones: realizar una evaluación a fondo del estado del banco de condensadores

4.2 SISTEMA ELÉCTRICO ZONA B

4.2.1 Sección Polyalgodon

Para la sección de Poy las mediciones de calidad de producto que se tomaron con el analizador de red se realizaron desde el 30 de octubre del 2021 hasta el 5 de noviembre.

En cuanto a las mediciones de temperatura, se realizaron en los puntos más críticos de los diferentes componentes de los equipos más importantes. Todas las mediciones se realizaron el 11 de noviembre del mismo año.

4.2.1.1 Mediciones Calidad de Producto

4.2.1.1.1 Tensión y Corriente



Figura 78. Voltaje L-N y N-G sección Polyalgodon

Tabla 65. Análisis de medición voltaje L - N sección Polyalgodon

Análisis de medición de voltaje				
	Normativa		Valor límite	Observaciones
	Valor medido	ARCERNNR – 002/20	± 8%	
	Máx	Min	Estado	
L1N (V)	262.54	231.49	No aprueba	Los valores más bajos de voltaje registrados se clasifican como huecos de tensión.
L2N (V)	264.4	205.68	No aprueba	
L3N (V)	260.84	187.89	No aprueba	

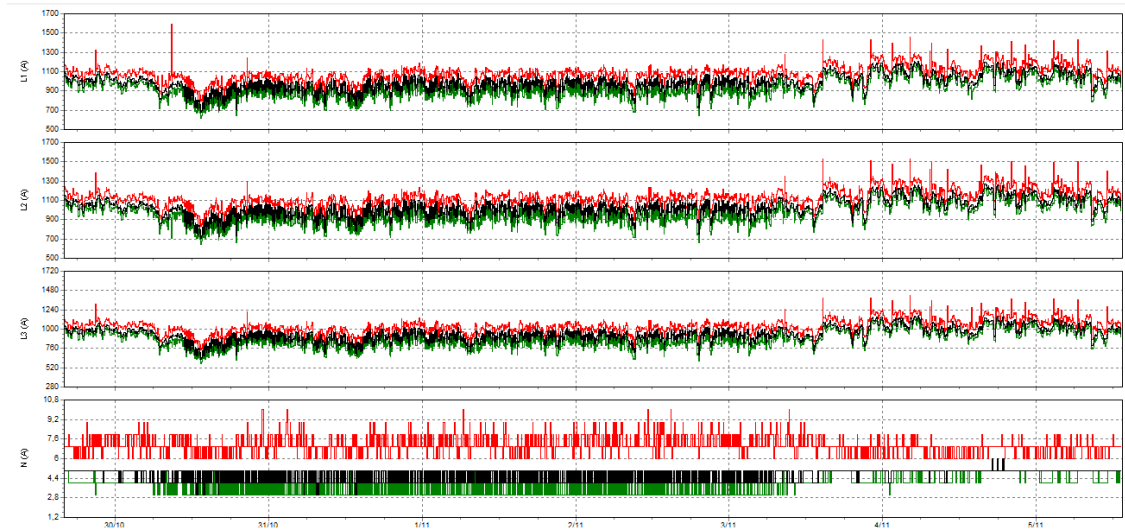


Figura 79. Corriente de cada Fase y Neutro sección Polyalgodon

Tabla 66. Análisis de medición corriente en Líneas y Neutro sección Polyalgodon

Análisis medición de corriente				
	Valores medidos			Observaciones
	Máx	Min		
L1 (A)	1596	612	-	
L2 (A)	1532	645	-	
L3 (A)	1415	565	-	
N (A)	10	3		Los valores de corriente en el neutro denotan un desbalance en las cargas de cada línea

4.2.1.1.2 Eventos de tensión

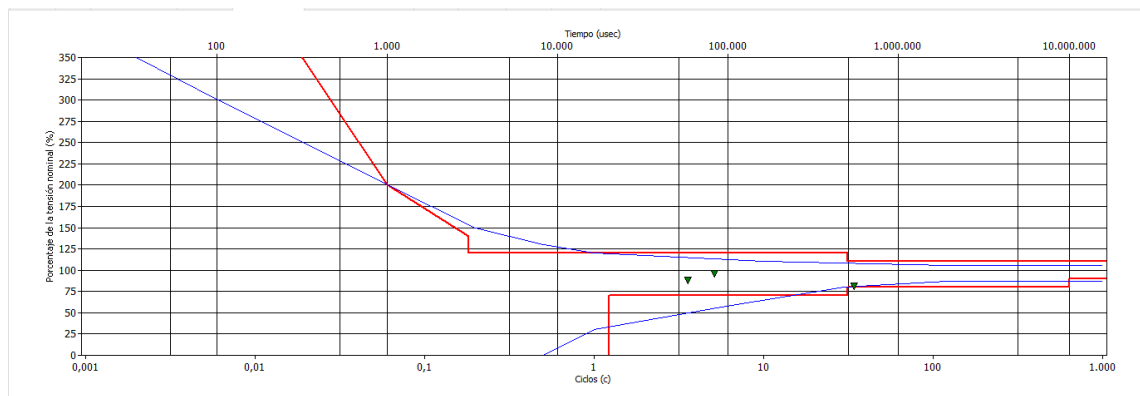


Figura 80. Eventos de tensión sección Polyalgodon

Tabla 67. Análisis eventos de tensión sección Polyalgodon

Análisis eventos de tensión				
Normativa:			ARCERNNR 002/20 IEEE 1159-2019	
N° Evento	Duración (ms)	Magnitud (p.u)	Clasificación	Observaciones
1	70	0.8	Depresión instantánea.	Para la regulación del ARCRNNR 002/20 no entra en el rango mínimo de consideración que es de 3 minutos.
2	90	0.9	Depresión instantánea.	
3	700	0.75	Depresión momentánea.	

4.2.1.1.3 Frecuencia y Desequilibrio

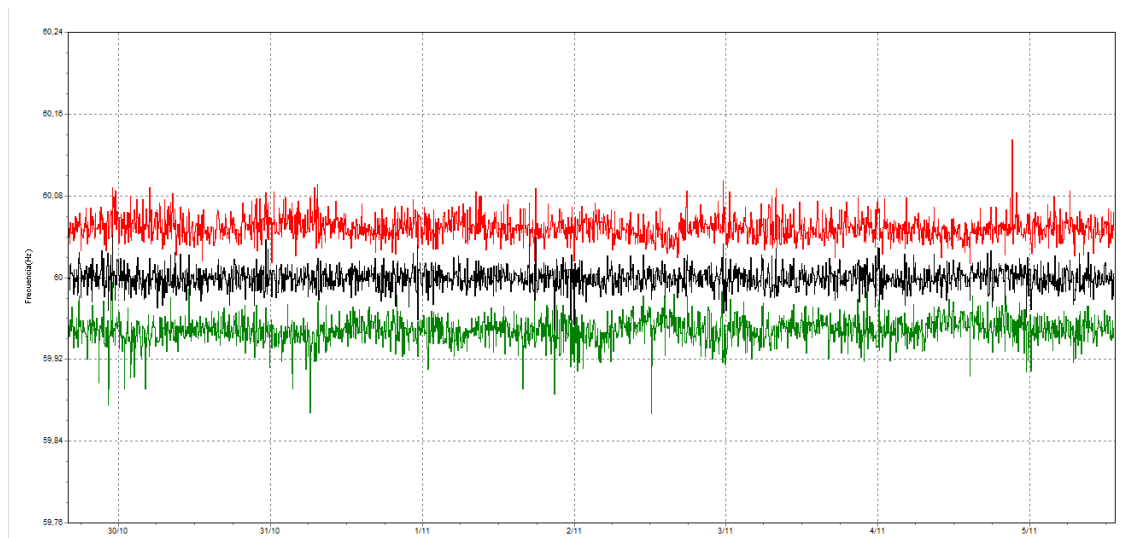


Figura 81. Frecuencia sección Polyalgodon

Tabla 68. Análisis medición de Frecuencia sección Polyalgodon

Análisis medición de Frecuencia				
	Valores medidos		ΔF (%)	
	Máx	Mín	Max	Min
Frecuencia (Hz)	60.135	59.867	0.225	0.221

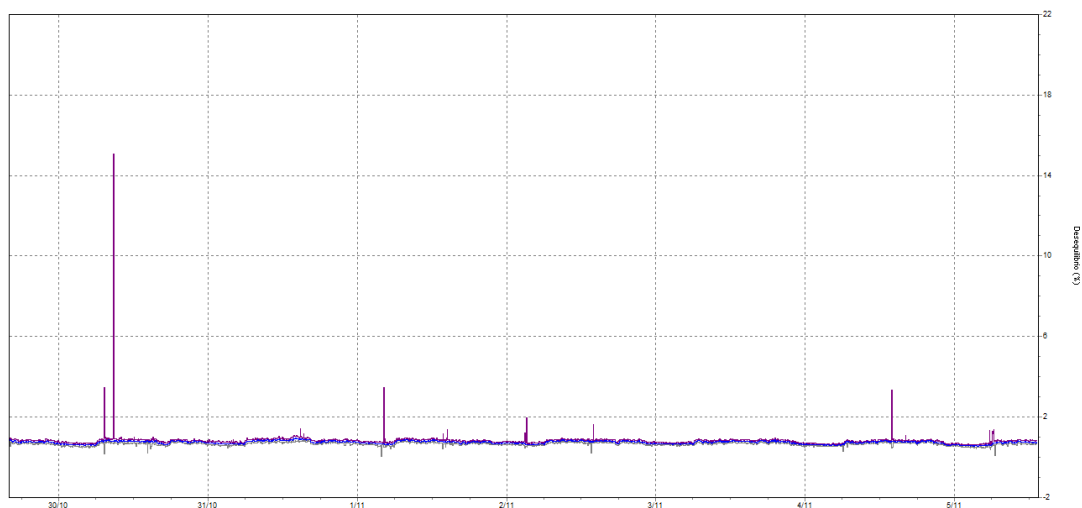


Figura 82. Desequilibrio (%) entre fases sección Polyalgodon

Tabla 69. Análisis medición de Desequilibrio sección Polyalgodon

Análisis medición de Desequilibrio				
	Normativa		Valor límite	
Valor medido	ARCERNNR – 002/20		2%	
	IEEE 1159-2019			Observaciones
	Máx	Mín	Estado	
Desequilibrio (%)	15.07	0.06	Aprueba	El valor tan elevado de desbalance se debe al hueco de tensión registrado en la línea 3. El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible

4.2.1.1.4 Potencia

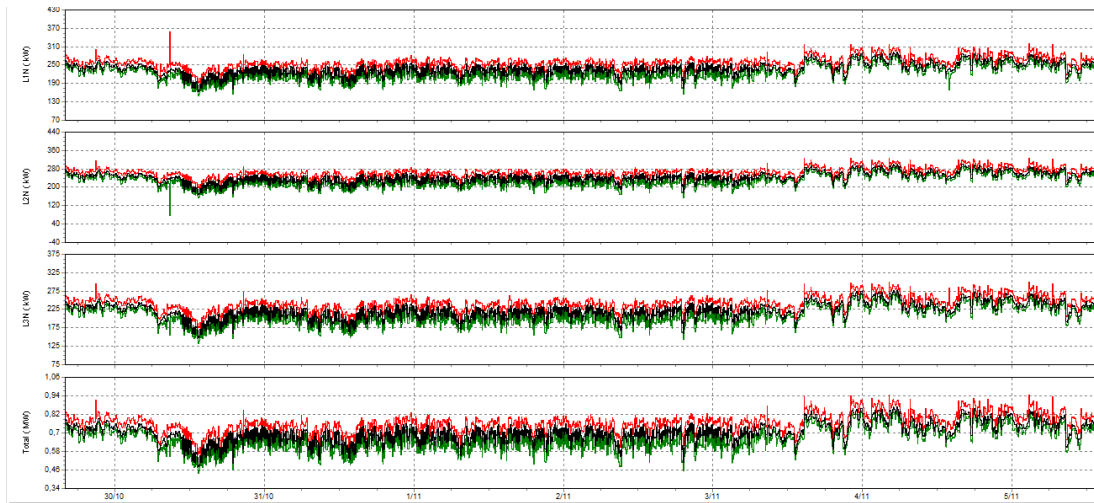


Figura 83. Potencia activa sección Polyalgodon

Tabla 70. Análisis medición de Potencia activa sección Polyalgodon

Análisis medición de Potencia activa			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kW)	358.2	149	-
L2N (kW)	327.7	75.6	-
L3N (kW)	300.5	133.2	-
Total (MW)	0.946	0.436	-



Figura 84. Potencia reactiva sección Polyalgodon

Tabla 71. Análisis medición de Potencia reactiva sección Polyalgodon

Análisis medición de Potencia reactiva			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kVAr)	185.2	24.2	-
L2N (kVAr)	214.8	13.3	-
L3N (kVAr)	190.6	-55.6	-
Total (MVar)	0.59	0.101	-

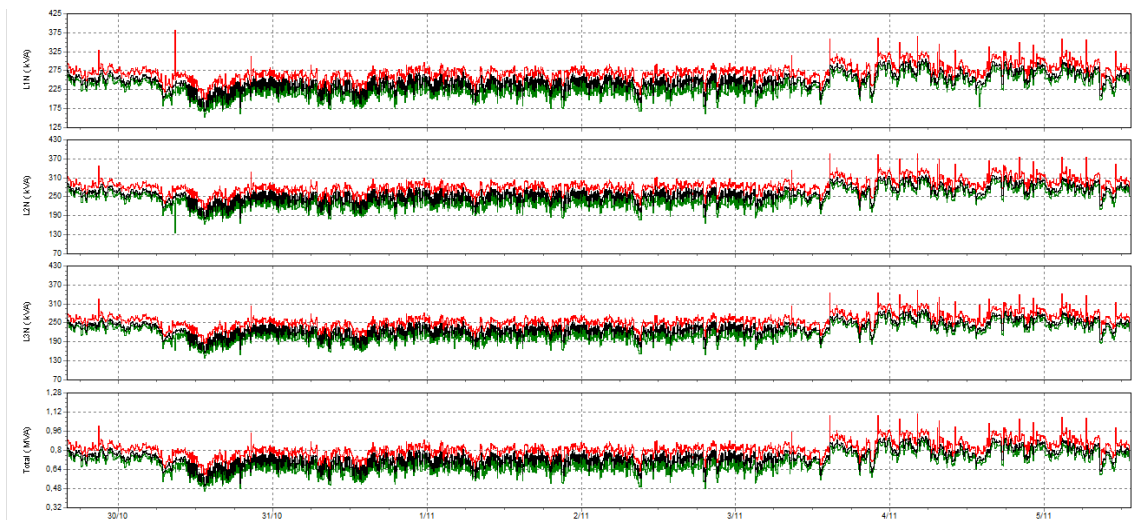


Figura 85. Potencia aparente sección Polyalgodon

Tabla 72. Análisis medición de Potencia aparente sección Polyalgodon

Análisis medición de Potencia aparente			
	Valores medidos		Observaciones
	Máx	Min	
L1N (kVA)	380.5	153.4	-
L2N (kVA)	386.7	136.4	-
L3N (kVA)	353.3	139.8	-
Total (MVA)	1.105	0.456	Si se compara el valor total del máximo de potencia aparente con respecto a la capacidad del transformador, el mismo estaría siendo utilizada cerca del 75 % de su capacidad nominal.



Figura 86. Factor de potencia ($\cos \Phi$) sección Polyaldodon

Tabla 73. Análisis medición ($\cos \Phi$) sección Polyaldodon

Análisis medición de Factor de Potencia ($\cos \Phi$)				
	Normativa		Valor limite	
	ARCONEL		0.92	Observaciones
	Valor medido	005/17		
	Máx	Min	Estado	
L1N (PF)	0.96	0.85	No aprueba	-
L2N (PF)	0.97	0.51	No aprueba	-
L3N (PF)	0.95	0.82	No aprueba	-
Total (PF)	0.95	0.82	No aprueba	El sistema cuenta con un banco de condensadores trifásico, sin embargo, se puede notar que por determinados instantes no logra elevar el f.p al mínimo establecido por la normativa, adicionalmente se debe destacar que la compensación reactiva es estática y no se adapta a la necesidad de compensación del sistema por ciertos intervalos.

4.2.1.1.5 Parpadeo

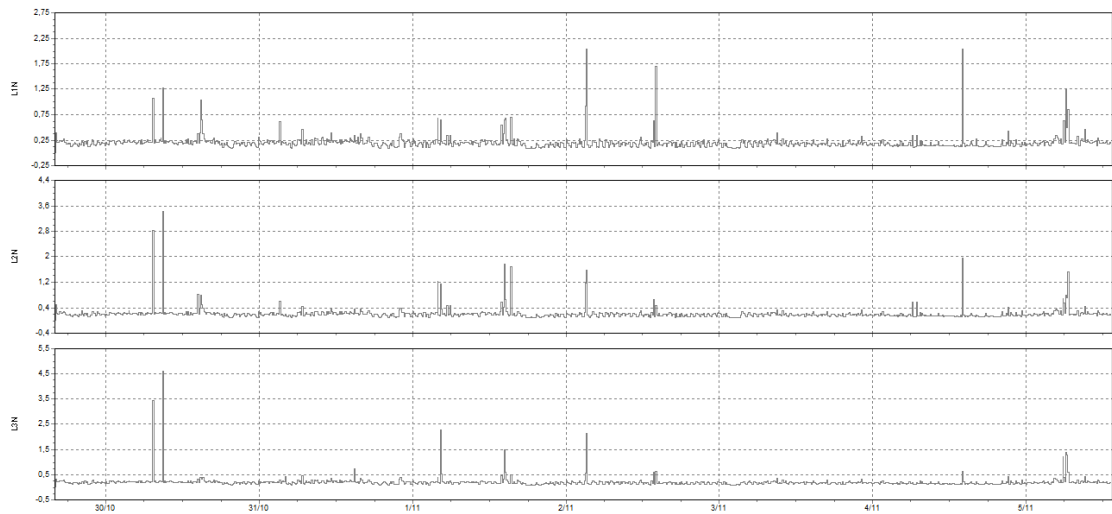


Figura 87. Parpadeo en L-N sección Polyalgodon

Tabla 74. Análisis medición de Parpadeo (Pst) sección Polyalgodon

Análisis medición de Parpadeo (Pst)				
		Normativa	Valor limite (Pst)	
Valor medido		ARCERNNR – 002/20 IEC 61000 4-15	1	Observaciones
	Máx	Mín	Estado	
L1N	2.046	0	Aprueba	El 95% de las mediciones cumplen con la normativa, sin embargo, si se registran pequeñas mediciones que exceden el límite permisible
L2N	3.414	0	Aprueba	
L3N	4.614	0	Aprueba	

4.2.1.1.6 Armónicos

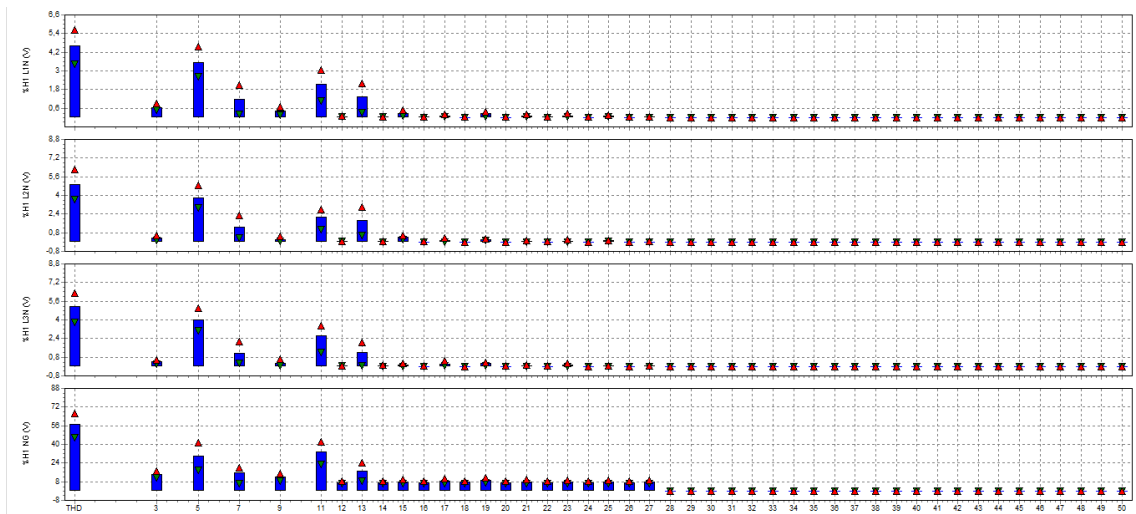


Figura 88. Armónicos de Voltaje sección Polyalgon

Tabla 75. Análisis medición de Armónicos de Voltaje sección Polyalgon

Análisis medición de Armónicos de Voltaje		
Normativa:	ARCERNR – 002/20 IEEE 519-2014	
	Armónico	THD
L1N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	4.623
Estado:	Aprueba	
L2N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	4.959
Estado:	Aprueba	
L3N	No se registran armónicos fuera de los valores admisibles	5.162
Estado:	Aprueba	
Observaciones:	El sistema no se ve afectado por armónicos de tensión	

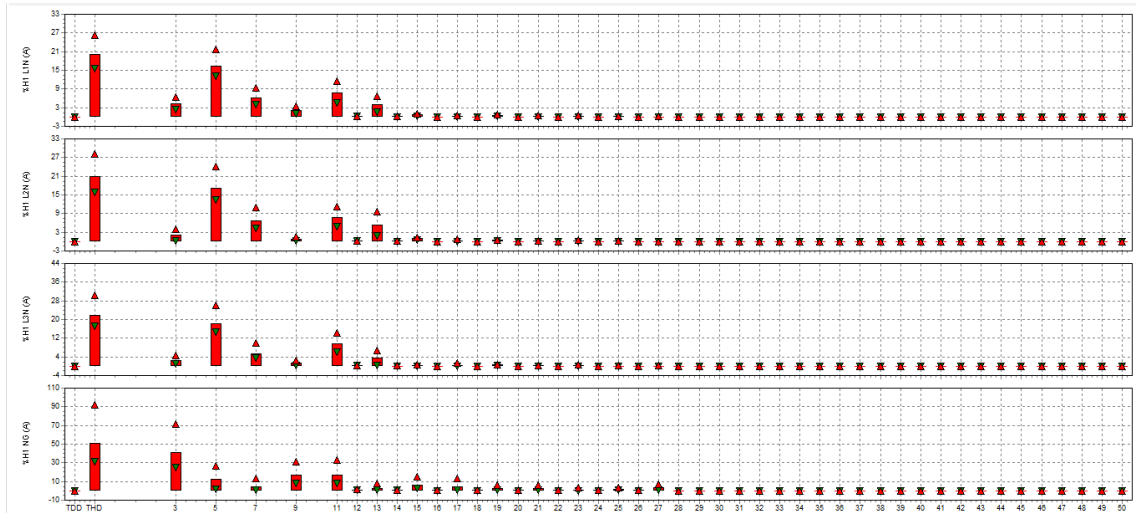


Figura 89. Armónicos de Corriente sección Polyalgon

Para el análisis de armónicos es importante conocer la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de la carga se obtendrá promediando las corrientes máximas registradas en las líneas, los datos necesarios se encuentran en la placa del transformador correspondiente la cual se encontrará en el análisis previo realizado al transformador, la corriente de cortocircuito y su relación con la corriente de carga se detalla en los siguientes cálculos.

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} = \frac{1500[kVA]}{\sqrt{3} \times 0.44[kV]} = 1968.2395[A]$$

$$I_{CC} = \frac{I_n[p.u]}{Z_{cc}[p.u]} = \frac{1}{0.052} = 19.2307[p.u]$$

$$I_{CC} = 1968.2395 \times 19.2307 = 37850.75962 [A]$$

$$I_{PromMax} = \frac{1596 + 1532 + 1415}{3} = 1514.33 [A]$$

$$I_{CC}/I_L = \frac{37850.7592}{1514.33} = 24.9950$$

En base al resultado de la relación entre la corriente de cortocircuito y la corriente de carga, los armónicos de corriente se evalúan en base a la segunda fila de las tablas límites de armónicos según la regulación 002/20 de la ARCERNNR y la IEEE 519-2014.

Tabla 76. Análisis medición de Armónicos de Corriente sección Polyalgodon

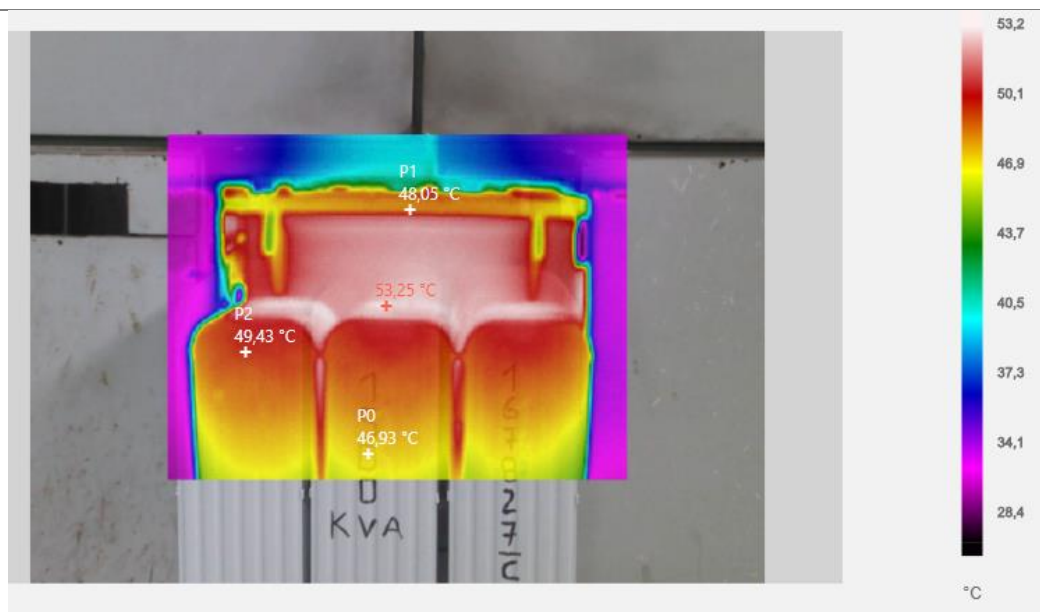
Análisis medición de Armónicos de Corriente				
Normativa:	ARCERNNR – 002/20 IEEE 519-2014			Icc/II = 24.9950
		Armónico		THD
L1N	H5=16.31	H11=7.716	H13=4.046	20.113
Estado:	No aprueban			
L2N	H5=17.245	H11=7.789	H13=5.42	21.006
Estado:	No aprueban			
L3N	H5=18.085	H11=9.765	H13=3.553	21.858
Estado:	No aprueban			
Observaciones:	Los armónicos 5, 11 y 13 habitualmente se deben a los dispositivos variadores de frecuencia o de control de la maquinaria en general. Adicionalmente es importante tener en cuenta que el sistema cuenta con un banco de condensadores, el cual no tiene un filtro para evitar aportar en la presencia de los armónicos, el resto de los armónicos está por debajo del límite permisible y el analizador de red registro un TDD igual a o en todas las líneas por lo que se desprecia del análisis.			

4.2.1.2 Termografía

Análisis termográfico de los elementos más importantes de la sección.

Tabla 77. Informe termografía Transformador sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Transformador	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 53.25	34.25	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=46.93	27.93	Grave
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=48.05	29.05	Grave
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=49.43	30.43	Grave

Análisis: La temperatura del transformador es bastante elevado con respecto a la temperatura ambiente, sin embargo, una de las razones podría encontrarse si se relaciona el porcentaje de ocupación con respecto a la capacidad del transformador.

Recomendaciones: realizar un monitoreo de la temperatura y un mantenimiento más a detalle en búsqueda de posibles falencias

Tabla 78. Informe termografía Autotransformador 200 kVA sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Poyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Autotransformador 200 kVA	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



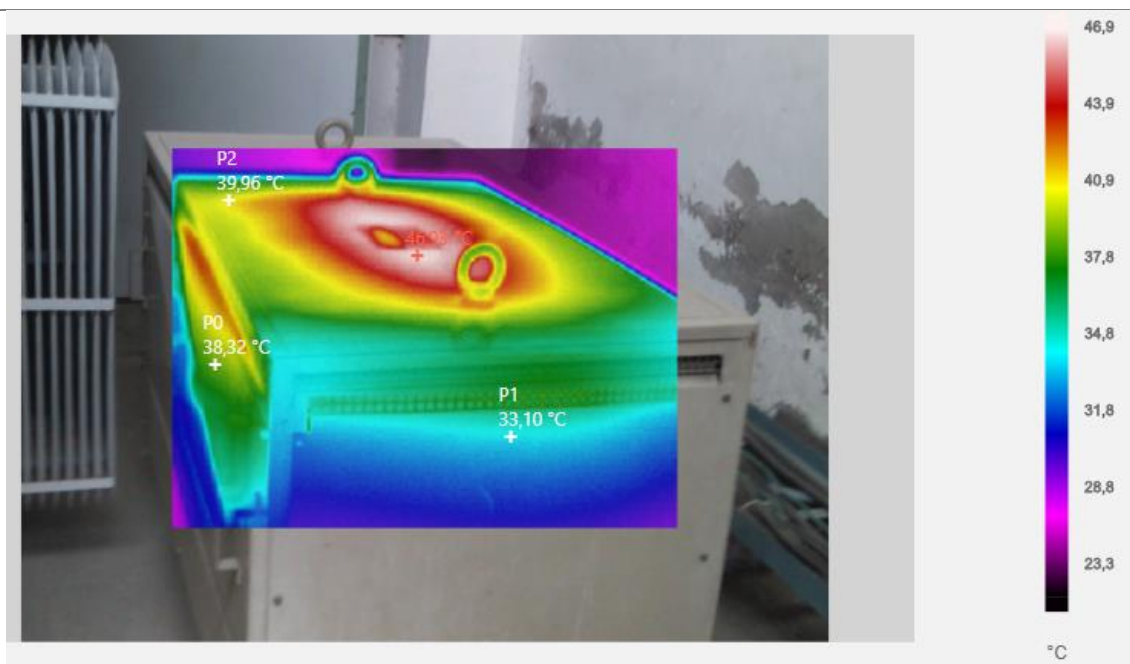
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011 Clasificación	Sugerencias	Mediciones		
			Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=22.93	3.93	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=23.1	4.1	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=22.53	3.53	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=23.11	4.11	Normal

Análisis: La temperatura del autotransformador es relativamente baja, no presenta indicios de afectación por algún facto degradante. La temperatura se asemeja a un estado en vacío o sin carga.

Recomendaciones: Realizar mediciones que indiquen el estado actual del autotransformador

Tabla 79. Informe termografía Autotransformador 100 kVA sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Autotransformador 100 kVA	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



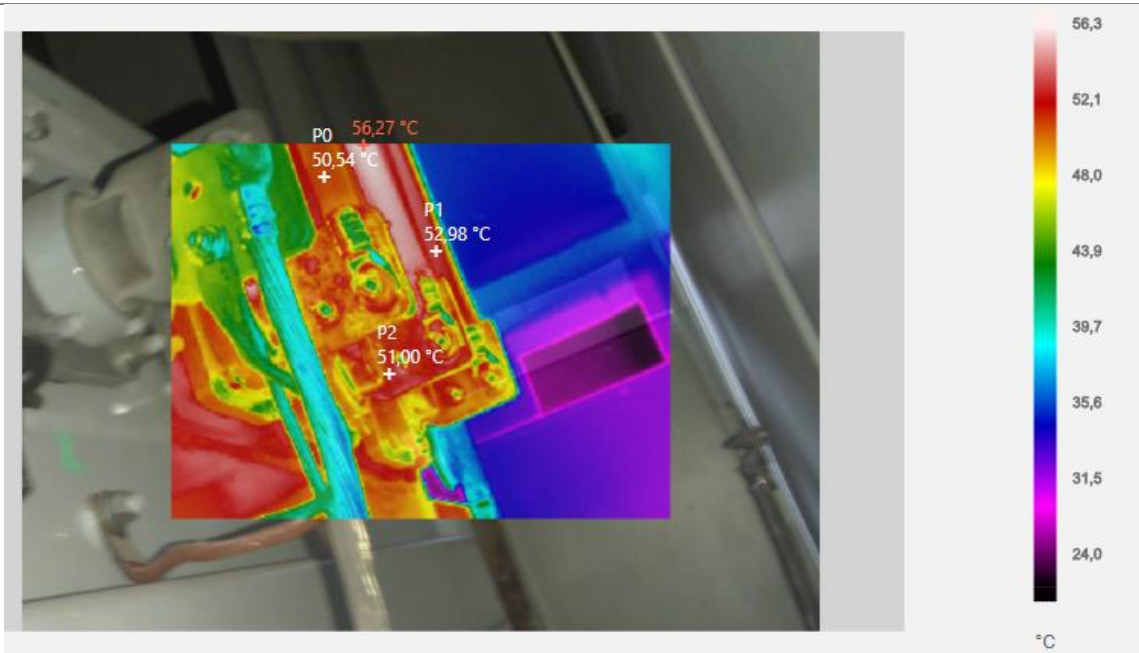
Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 46.33	27.33	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=38.32	19.32	Leve
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=33.1	14.1	Leve
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=39.96	20.36	Leve

Análisis: La temperatura del autotransformador es relativamente alta, lo cual podría ser un indicativo de un mal funcionamiento o que se encuentra trabajando cerca del límite máximo de su capacidad.

Recomendaciones: Realizar un mantenimiento al autotransformador en búsqueda de alguna alteración y corregirla

Tabla 80. Informe termografía Bushing Transformador 1.5 MVA sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Bushing del secundario del transformador y cableado al tablero principal	Distancia:	2 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



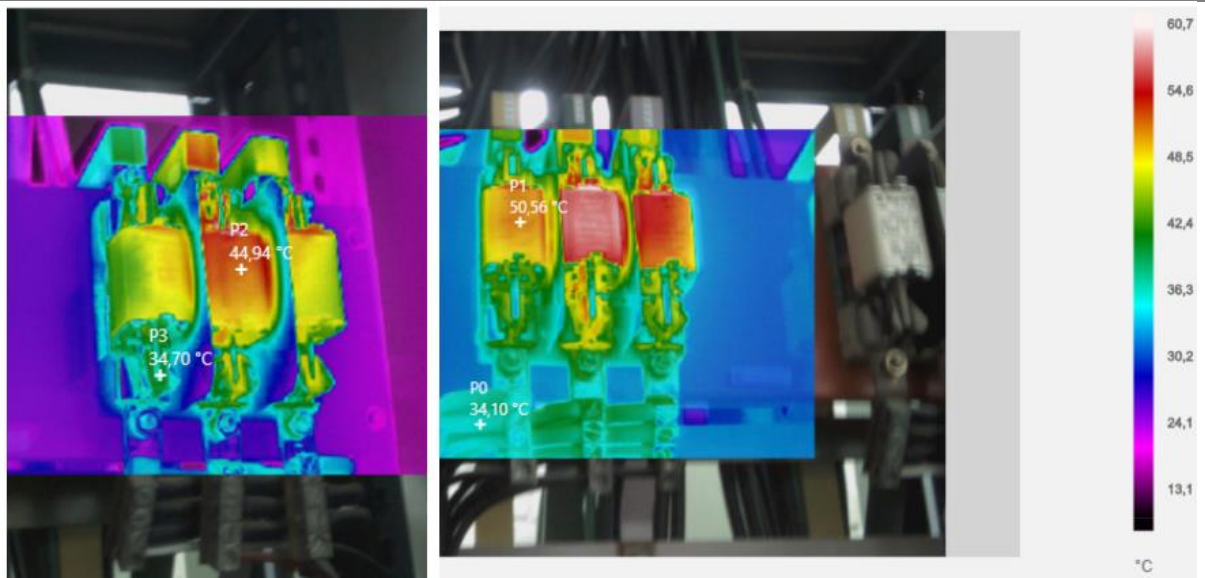
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011 Clasificación	Sugerencias	Mediciones		
			Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max= 56.27	37.27	Grave
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=50.54	31.54	Grave
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=52.98	33.98	Grave
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=51	32	Grave

Análisis: La temperatura tanto de los bushing como del cableado es bastante alta, consecuentemente se puede afirmar que por allí circula una cantidad considerable de corriente ya que no se encuentra una agrupación excesiva de cableado.

Recomendaciones: Realizar nuevas mediciones verificando diferentes condiciones

Tabla 81. Informe termografía Fusibles NH sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Fusibles NH	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



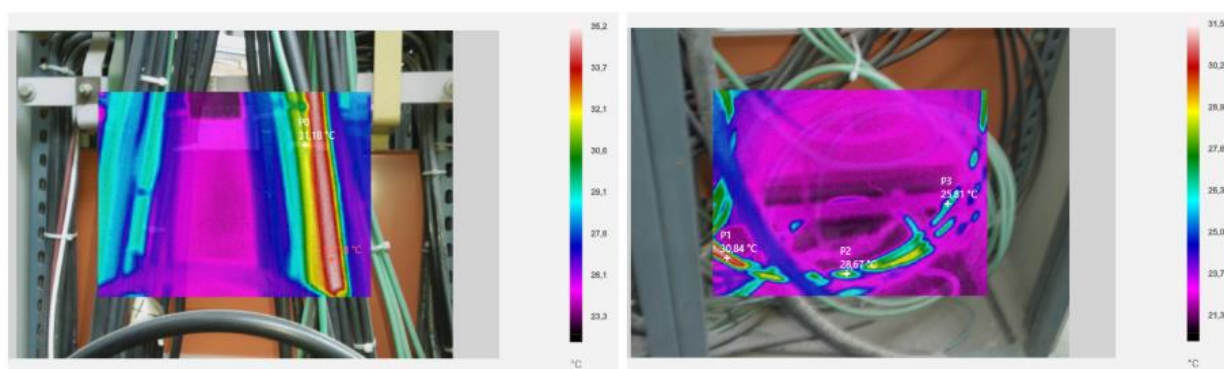
Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones			
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado	
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=34.1	15.1	Leve	
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=50.56	31.56	Grave	
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=44.94	25.94	Grave	
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=34.70	15.7	Leve	

Análisis: La temperatura del cableado tanto del que entra como del sale se encuentra relativamente bien. Su temperatura se puede deber al flujo de corriente que por ahí circula. Los fusibles NH que se tiene puede que presenten un desgaste ya sea por el tiempo de vida que llevan operando o por factores de degradación que se hayan presentado

Recomendaciones: evaluar la posibilidad del reemplazo de los fusibles

Tabla 82. Informe termografía cableado Tablero 2 sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Cableado Tablero 2	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



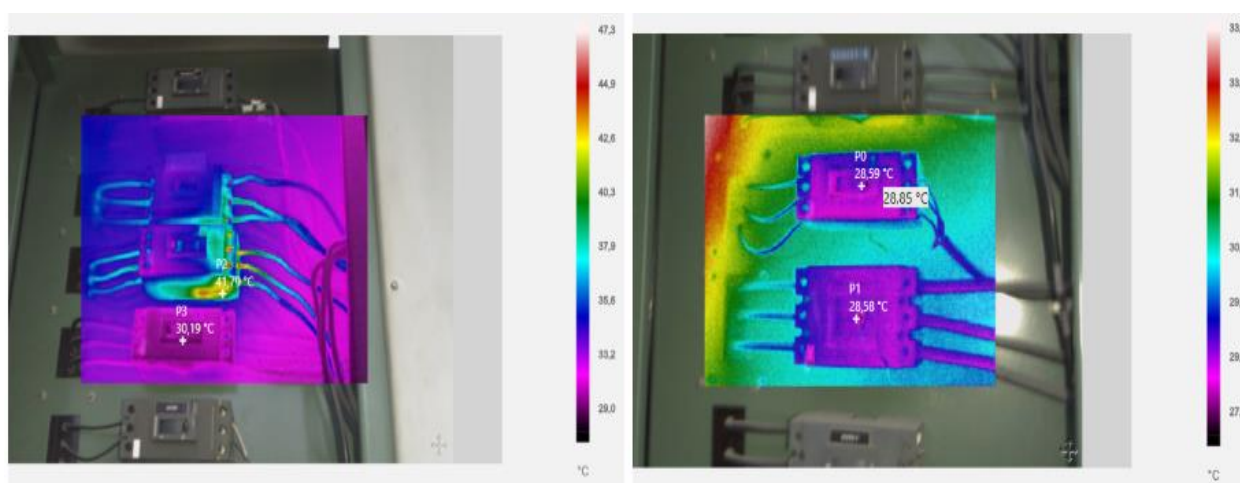
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=31.18	12.18	Leve
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=30.84	11.84	Leve
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=28.67	9.67	Normal
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=25.81	6.81	Normal

Análisis: Existe una elevación de consideración en la temperatura del cableado debido a la sobre agrupación de cables en un mismo punto lo cual está provocando un aumento de temperatura fuera de lo normal.

Recomendaciones: Colocar los cables de una forma que no se encuentre tan cercanos

Tabla 83. Informe termografía Interruptores de Sobre corriente sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Interruptores de sobre corriente	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



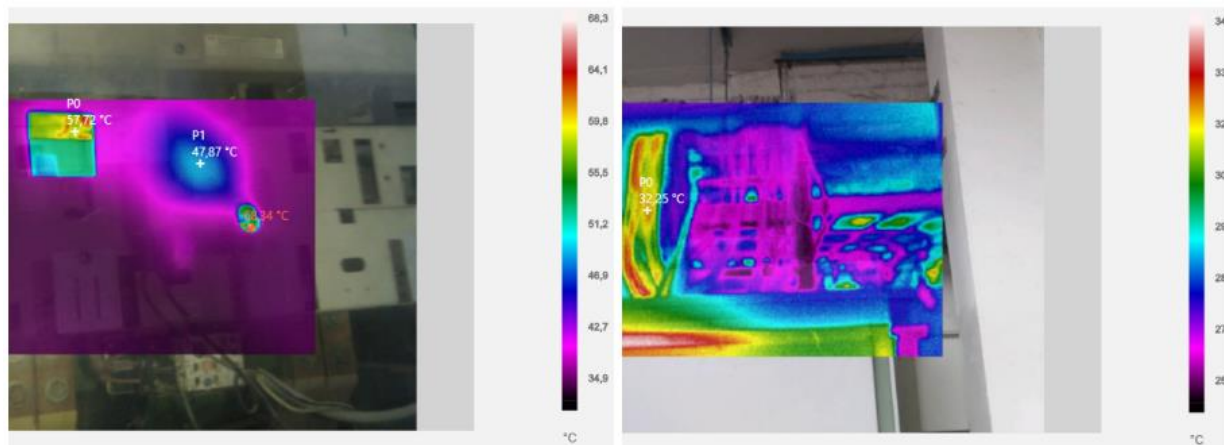
Normativa: ΔT entre el dispositivo y el ambiente	ANSI/NETA MTS-2011 Clasificación	Sugerencias	Mediciones		
			Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	P0=28.59	9.59	Normal
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P1=28.58	9.58	Normal
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P2=41.79	22.79	Grave
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P3=30.19	11.19	Leve

Análisis: La temperatura en un punto específico de uno de los interruptores de sobre corriente presenta una considerable elevación de su temperatura. Una de las posibles causas es que puede deberse a un contacto flojo ya que se da un punto caliente en una zona muy específica y cercana a los contactos del interruptor.

Recomendaciones: realizar una comprobación del correcto ajuste de los contactos

Tabla 84. Informe termografía Disyuntor sección Polyalgodon

Análisis Termográfico			
Sección:	Polyalgodon	T. Ambiente (°C):	19
Equipo:	Disyuntor sobre corriente principal y cableado	Distancia:	1 m
Realizado por:	Bryan Rodríguez	Fecha:	16/11/2021



Normativa:	ANSI/NETA MTS-2011		Mediciones		
ΔT entre el dispositivo y el ambiente	Clasificación	Sugerencias	Temperatura (°C)	ΔT	Estado
1 – 10 °C	Normal	Posible fallo	Max=68.34	49.34	Critico
11 – 20 °C	Leve	Indicio de fallo	P0=57.72	38.72	Grave
21 – 40 °C	Grave	Mantener supervisión	P1=47.87	28.87	Grave
> 40 °C	Critico	Inmediata reparación	P2=32.25	13.25	Leve

Análisis: Existe dos puntos en el disyuntor de sobre corriente principal que se encuentra con una temperatura extremadamente alta y coinciden con los puntos donde se presentó un conato de incendio, con lo cual representa un alto riesgo ya que es posible que vuelva a suceder debido a la degradación extrema del equipo. Mientras que, para el cableado, el valor es alto principalmente debido a la sobre agrupación de cables provenientes del tablero principal.

Recomendaciones: Cambio inmediato del disyuntor de sobre corriente principal debido al riesgo que representa y separar los cables que salen del tablero principal sin perder las conexiones.

4.3 MEDICIONES RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Las mediciones de resistividad del terreno se tomaron el 8 de diciembre del año en curso, dichas mediciones se tomaron en tres ubicaciones distintas de la empresa, con la finalidad de encontrar la ubicación más idónea para una malla de puesta a tierra.

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
2	Parqueadero	Horizontal	4,16 x 7
Terreno 1	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	12,62	2,1	2,1

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
1	Parqueadero	Vertical	4,16 x 7
Terreno 1	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	22,25	2,1	2

Figura 90. Mediciones de resistividad terreno 1

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
2	Texturizado	Horizontal	15 x 6
Terreno 2	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	4,19	3,3	3,3

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
4	Texturizado	Horizontal	15 x 6
Terreno 2	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	2,19	2,7	3,6

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
2	Texturizado	Vertical	15 x 6
Terreno 2	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	4,21	3,3	3,3

Figura 91. Mediciones de resistividad terreno 2

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
2	Poy	Horizontal	9 x 9
Terreno 3	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	9,68	2,2	1,3

Medición resistividad del suelo			
Separación entre picas (m)	Ubicación	Disposición picas:	Medidas del terreno (m)
2	Poy	Vertical	9 x 9
Terreno 3	Mediciones		
	R_E (Ω)	R_H ($k\Omega$)	R_S ($k\Omega$)
	8,18	2,7	1,5

Figura 92. Mediciones de resistividad terreno 3

CAPÍTULO V

PROPUESTA DE REDISEÑO

5.1 PROPUESTA REDISEÑO Y MEJORA ZONA A

En base a las mediciones del analizador, cámara termográfica y adicionalmente considerando que el sistema eléctrico completo pertenece al año 1978, cumpliendo como tal con su tiempo de vida útil es que se propone el rediseño del sistema eléctrico. Donde en su mayoría se considerará reemplazar los transformadores existentes por un único transformador, el cableado y barras correspondiente que alimentaran y ubicaran en los tableros correspondientemente, eliminar y dimensionar filtros para la compensación de potencia y correspondiente eliminación de armónicos, además de un dimensionar un grupo electrógeno que suministre la energía y potencia necesaria en caso de un corte de energía.

5.1.1 Transformador

El dimensionamiento del transformador será considerando un factor de potencia de 0.8 y en base a las mediciones máximas de potencia activa de las secciones de Texturizado y Poy, se desprecia o elimina como tal la sección del transformador de 50 kVA debido principalmente a que la carga que alimenta únicamente corresponde al sistema de control del generador y los relés de protección del sistema.

$$DD = \frac{(220.2 + 52.9) \times 1}{1}$$

$$DD = 273.1 \text{ kW}$$

$$= 273.1 \div 0.8$$

$$= 341.375 \text{ kVA}$$

La demanda de diseño y por ende la capacidad del transformador será de 341.375 kVA, sin embargo es importante en este caso considerar que al tratarse de un consumidor industrial, su carga puede aumentarse con el paso de los años con lo cual se debe tener un

margen de maniobra entre el 20 y 30% de capacidad del transformador [9] y recientemente se planea ingresar nueva maquinaria de la cual no se tiene un valor específico de potencia, por lo que para el dimensionamiento del transformador se tomara un amplio margen teniendo en cuenta dichas consideraciones.

Se tomará un margen del 30% de la capacidad del transformador y un límite máximo de ocupación de este del 80% de su capacidad.

$$Trafo_{cap} = 682.75 \text{ kVA}$$

El transformador se colocará al interior de una cámara de transformación y la capacidad final del transformador será de 750 kVA basándose en [45], el mismo se conectará en su lado de alta a 22.8 kV y el lado de baja tendrá una tensión de línea de 220V, la configuración del transformador será Δ -Y con neutro aterrizado, con la finalidad de evitar que fallas o armónicos pasen hacia el lado de baja.

5.1.2 Conductores y Barras

Al haberse eliminado la sección del transformador de 50 kVA, se calculará y dimensionara los conductores subterráneos que alimentaran los nuevos tableros y las barras de estos, para las secciones de Texturizado y Poy, al igual que la acometida del transformador, tomando como referencia el catálogo presentado más adelante en el Anexo 2.

- Acometida y secundario del transformador:

El cálculo y dimensionamiento de la acometida que se conectará al primario del transformador será:

$$I_{nom} = \frac{750 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22.8 \text{ kV}} = 18.99 \text{ A}$$

$$I_{cond} = 19.41 \times 1.25 = 23.73 \text{ A}$$

$$I_{total} = 23.73 \times \left(1 + \frac{5}{100}\right) = 24.9267[A]$$

El calibre obtenido en base a los cálculos es de 14 AWG, sin embargo, tomando a consideración lo indicado en el Anexo A de la EEQ, el calibre del conductor a instalar en este caso debido a que será subterráneo es un calibre 1/0 AWG THHN.

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sqrt{3} \times 18.99 \times 0.345 \times 0.02 \times (0.7 \times 1 + 0.3) \times 100}{22.8kV \times 0.92 \times 2}$$

$$\%P\acute{e}rdidas = 0.00054098\%$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 0.3455 \times 0.02 \times 24.11 = 0.2885 V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{3.29411}{22.8 kV} \times 100 = 0.001265$$

Es importante destacar que al secundario del transformador se colocará un tablero principal, a partir del cual se alimentarán los tableros de las secciones de Texturizado y Poy.

$$I_{nom} = \frac{750 kVA}{\sqrt{3} \times 210V} = 2061.965 A$$

$$I_{cond} = 2061.965 \times 1.25 = 2577.4565 A$$

$$I_{total} = 2577.4565 \times \left(1 + \frac{8}{100}\right) = 2783.653[A]$$

El calibre seleccionado será uno de 600 MCM THHN, para cada fase se usarán 6 conductores, el neutro tendrá el mismo calibre seleccionado para cada fase, adicionalmente se deberá considerar que en este caso será un conductor desnudo conectado a tierra debido a la conexión Y con neutro aterrizado.

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sqrt{3} \times 2061.965 \times 0.071 \times 0.01 \times (0.7 \times 1 + 0.3) \times 100}{210 \times 0.92 \times 6}$$

$$\%P\acute{e}rdidas = 0.21874\%$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 0.071 \times 0.01 \times 2061.965 = 2.535 V$$

$$\Delta V(\%) = \frac{2.535}{210} \times 100 = 1.2074$$

Las pérdidas se encuentran dentro del rango permisible por lo cual no es necesario volver a dimensionar. Para la sección de las barras se considerará colocar 2 barras pintadas para cada fase y el neutro con una sección de 100 x 10 mm.

○ Texturizado: la longitud del tramo del conductor será referencial en basado en ArcGIS [44].

$$I_{nom} = \frac{227.01 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 210 \text{ V}} = 624.11 \text{ A}$$

$$I_{cond} = 1081 \times 1.25 = 780.144$$

$$I_{total} = 1351.25 \times \left(1 + \frac{2.635}{100}\right) = 800.701[A]$$

En este caso según se muestra más adelante en el Anexo 1 donde se muestran los diferentes calibres de conductores THHN, se escogió colocar por cada fase 2 conductores de calibre 500 MCM.

$$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} \times 624.11 \times 0.0735 \times 0.04458 \times (0.7 \times 0.81 + 0.3) \times 100}{210 \times 0.92 \times 2}$$

$$\%Pérdidas = 0.79475\%$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 0.0735 \times 0.04458 \times 624.11 = 3.542 \text{ V}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{3.542}{210} \times 100 = 1.686$$

El dimensionamiento del conductor cumple con los requisitos mínimos, el calibre del neutro en este caso será el mismo que el dimensionado para cada fase. Las barras correspondientes del tablero tomando como referencia la corriente nominal multiplicada por el factor de seguridad, dio como resultado que para cada fase y el neutro si se toma en cuenta que las barras están pintadas y tendrán una sección de 40 x 10 mm.

○ Poy: la longitud del tramo del conductor será referencial en basado en ArcGIS [44].

$$I_{nom} = \frac{69.2 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 210 \text{ V}} = 190.25 \text{ A}$$

$$I_{cond} = 190.25 \times 1.25 = 237.813$$

$$I_{total} = 237.813 \times \left(1 + \frac{2.612}{100}\right) = 244.025 \text{ [A]}$$

Se escogió colocar por cada fase 1 conductor de calibre 350 MCM. El neutro tendrá el mismo calibre de las fases. La sección correspondiente será de 20x5 mm.

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sqrt{3} \times 190.25 \times 0.105 \times 0.11864 \times (0.7 \times 0.81 + 0.3) \times 100}{210 \times 0.92 \times 1}$$

$$\%P\acute{e}rdidas = 1.8416\%$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 0.105 \times 0.11864 \times 190.25 = 4.1049 \text{ V}$$

$$\Delta V(\%) = \frac{4.1049}{210} \times 100 = 1.95$$

El dimensionamiento del conductor cumple con los requisitos mínimos.

5.1.3 Grupo electrógeno

Para el dimensionamiento del grupo electrógeno en este caso se tomará como valor referencial la capacidad del transformador de 750 kVA, con lo cual adicionalmente si se considera un factor de potencia de 0.8 dara como resultado 600 kW, para lo cual se considerará un grupo electrógeno de la marca Caterpillar modelo C18 con una capacidad máxima de entrega de potencia de 600 kW, las demás características del grupo electrógeno se encuentran más adelante en el Anexo 30, es importante considerar que el interruptor de transferencia será uno de la misma marca, modelo ATS MX, de una capacidad máxima de 3000 A [46][47]. Por último, el cableado de conexión del grupo electrógeno hacia el tablero principal dara como resultado el mismo que se ha dimensionado para el secundario del transformador hacia el tablero principal.

5.1.4 Malla de puesta a tierra

Al considerar instalar un nuevo transformador se debe tomar en cuenta contar con una malla de puesta a tierra la cual proteja a la instalación de posibles fallas. Por lo cual se considerará el siguiente diseño. Las medidas del terreno serán de 15x6, el tiempo de despeje será de 0.333 segundos.

$$I_B = \frac{S[kVA]}{\sqrt{3} \times V_L[kV]} = \frac{750[kVA]}{\sqrt{3} \times 0.21[kV]} = 2061.9652[A]$$

$$I_{CC} = \frac{I_n[p.u]}{Z_{cc}[p.u]} = \frac{1}{0.05} = 20[p.u]$$

$$I_{CC} = 2061.9652 \times 20 = 41239.304 A$$

$$S_{min} = \frac{1000 \times 41.239 \times \sqrt{0.333}}{\sqrt{9.64 \times \frac{0.092 \times 8.96}{0.0171 \times 0.004} \times \ln(1 + 0.004 \times (800 - 35))}}$$
$$= 58.98267 \times 0.5068 = 29.8924 \text{ mm}^2$$

La sección correspondería a un calibre 1/0 AWG, el cual posee una sección de 53.52 mm^2

La resistividad del terreno se calculará por el método de Wener y dio como resultado:

$$\rho = 2\pi \times 2.19 \times 4 = 55.0407$$

La sección de la malla es:

$$Sm = 17 * 10 = 170 \text{ m}^2$$

La profundidad se considerará de 0.5 m. El valor de k1 será:

$$x = \frac{17}{10} = 1.7$$

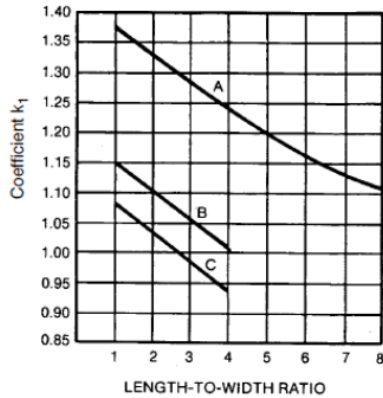
$$\frac{1}{10} \sqrt{Sm} = 1.303840$$

$$\frac{1}{6} \sqrt{Sm} = 2.173$$

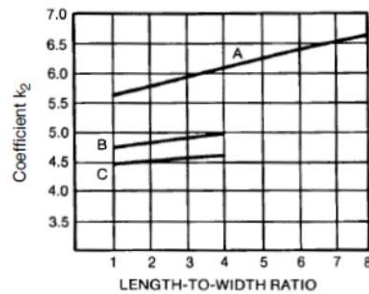
$$k1 = -0.05(1.7) + 1.20 = 1.115$$

El valor de k2 será:

$$k2 = 0.1(1.7) + 4.68 = 4.85$$



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$
 $\gamma_A = -0.04x + 1.41$
 CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_B = -0.05x + 1.20$
 CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_C = -0.05x + 1.13$



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$
 $\gamma_A = 0.15x + 5.50$
 CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_B = 0.10x + 4.68$
 CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_C = -0.05x + 4.40$

$$\phi_c = \sqrt{\frac{4 \times 53.52}{\pi}} = 8.25492 \text{ mm}$$

$$Lm = (17 * 8) + (10 * 5) = 186$$

$$R_m = \frac{55.0407}{\pi \times 186} \left[\ln \left(\frac{2 \times 186}{\sqrt{0.00825492 \times 0.5}} \right) + \frac{2 \times 1.115 \times 186}{\sqrt{170}} - 4.85 \right]$$

$$R_m = 3.3557$$

Se escogerá varilla de alta camada con una longitud de 2.4 m y radio de 5/8 pulgadas

$$R_v = \frac{55.0407}{2 \times \pi \times 24 \times 2.4} \left[\ln \left(\frac{4 \times 2.4}{0.0079} \right) - 1 + \frac{2 \times 1.115 \times 2.4}{\sqrt{170}} (\sqrt{24} - 1)^2 \right]$$

$$R_v = 1.8764$$

$$R_{mt} = \frac{55.0407}{\pi \times 186} \left[\ln \left(\frac{2 \times 186}{2.4} \right) + \frac{1.115 \times 186}{\sqrt{170}} - 4.85 + 1 \right] = 1.6107$$

Finalmente se podrá obtener la resistencia del sistema, obteniendo dicho valor podrá comprobar si la malla cumple con los requisitos mínimos.

$$R_s = \frac{R_m R_v - R_{mt}^2}{R_m + R_v - 2 \times R_{mt}}$$

$$R_s = 1.8413 \Omega$$

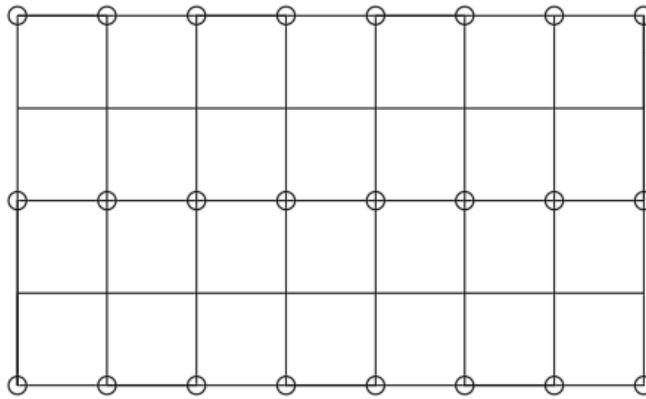


Figura 93. Diseño malla a tierra

La malla cumple con los requisitos en cuanto a resistencia según el estándar IEEE 80. Adicionalmente, la resistencia de la malla no es la única que debe cumplir con dichas condiciones, debe de cumplir con los requisitos que interpone el estándar IEEE 80, el cual nos dice que el V_m y V_s deben ser inferiores al V_{toque} y V_{paso} respectivamente [18].

Tabla 85. Corriente que circula por el cuerpo

Corriente por el cuerpo	
50 kg	$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{0.333}} = 0.20101$
70 kg	$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{0.333}} = 0.2720$

Tabla 86. Voltaje de toque

Voltaje de toque	
50 kg	$V_{toque} = 0.201(1000 + 1.5 \times 55.0407) = 217.594$
70 kg	$V_{toque} = 0.2720(1000 + 1.5 \times 55.0407) = 294.456$

Tabla 87. Voltaje de paso

Voltaje de paso	
50 kg	$V_{paso} = 0.201(1000 + 6 \times 55.0407) = 267.379$
70 kg	$V_{paso} = 0.2720(1000 + 6 \times 55.0407) = 361.8264$

Una vez obtenidos los valores de voltaje de paso y toque es necesario calcular V_m y V_s para poder realizar la correspondiente comparación y así identificar si se cumple con los requisitos establecidos en [18]. Se calculan los coeficientes necesarios:

$$n_a = \frac{2 \times 186}{54} = 6.88$$

$$n_b = \sqrt{\frac{54}{4 \times \sqrt{186}}} = 0.9949$$

$$n_c = 1$$

$$n_c = 1$$

$$n = 6.88 \times 0.9949 \times 1 \times 1 = 6.8449$$

$$k_{ii} = 1$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.2247$$

$$km = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{2.5^2}{16 \times 0.5 \times 0.00825492} \right) + \frac{(2.5 + 2 \times 0.5)^2}{8 \times 2.5 \times 0.00825492} - \frac{0.5}{4 \times 0.00825492} \right) + \frac{1}{1.2247} \times \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \times 6.8449 - 1)} \right)$$

$$km = 8.81176$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 \times 6.8449 = 1.6570452$$

$$Lm' = 186 + \left(1.55 + 1.22 \left(\frac{2.4}{\sqrt{17^2 + 10^2}} \right) \right) * 24 * 2.4 = 283.8310$$

V_m se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$V_m = \frac{55.0407 \times 8.81176 \times 1.6570452 \times I_f}{283.8310} = 116.7439$$

El cálculo de V_s:

$$L_s = 0.75 \times 186 + 0.85 \times 24 \times 2.4 = 188.46$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{2.5 + 0.4} + \frac{1}{2.4} (1 - 0.5^{6.8449-2}) \right)$$

$$= 0.5560$$

$$V_s = \frac{\rho_T \times 0.556 \times 1.65704 \times I_f}{188.46} = 11.102$$

Si se hace la comparación entre los voltajes V_s y V_m se comprueba que en efecto el diseño de la malla cumple con los requisitos establecidos en la normativa IEEE 80.

5.1.5 Filtros sintonizados

Basándose en los resultados y el análisis correspondiente en cada sección se dimensionará los filtros pasivos correspondientes con la finalidad de eliminar los armónicos existentes y mejorar el factor de potencia. Los valores con los que se dimensionen serán obtenidos de las mediciones realizadas

5.1.5.1 Filtro sección Texturizado

El filtro por instalar se sintonizará al quinto armónico y tendrá las siguientes características:

$$Q_{eff} = 51.84 \text{ kVAr}$$

$$X_{eff} = \frac{(210)^2}{51.84 \text{ kVAr}} = 0.8506$$

$$h_f = \frac{300}{60} \times 0.06 = 0.3$$

$$h' = 5 - 0.3 = 4.7$$

$$X_c = \frac{(4.7)^2}{(4.7)^2 - 1} \times 0.8506 = 0.8909319 \Omega$$

$$C = \frac{1}{2\pi \times 60 \times 0.8909319} = 2977.3121 \mu F$$

$$X_L = \frac{0.8909319}{(4.7)^2} = 0.04033 \Omega$$

$$L = \frac{0.04033}{2\pi \times 60} = 0.106983 mH$$

$$R = \frac{0.04033 \times 3}{25} = 0.0048396 \Omega$$

$$Q_{filtro}(VAr) = \frac{210^2}{0.8909319 - 0.04033} = 51.845 kVAr$$

$$I_{filt} = \frac{51.845 kVAr}{\sqrt{3} * 0.21 kV} = 142.536 A$$

$$I_{RMS} (A) = \sqrt{142.536^2 + 15.4537^2 + 8.3298^2 + 11.3857^2} = 144.0636$$

$$I_{fundamental} (A) = \frac{220.2 kW}{\sqrt{3} * 0.21 kV} = 145.43$$

$$\%M. corriente = \frac{144.0636}{145.43} \times 100 = 99.06$$

El filtro cumple con el margen de corriente establecido. Los componentes a instalar serán en el caso del inductor para el filtro anti-armónicos sintonizado de la marca Schneider modelo LVR05X00A40T, con un costo aproximado de 998.19 \$, considerando se deben instalar dos unidades, mientras que para el capacitor se utilizará un módulo de compensación automático marca ARTECHE modelo CAB 0090 236 06P N1, dichos componentes comercialmente hablando cumplen con los requisitos del filtro. El calibre del cableado será:

$$I_{nom} = 142.536 A$$

$$I_{cond} = 142.536 \times 1.25 = 178.17 A$$

El cable que se conectará al filtro será de un conductor por fase de calibre 2/0 AWG

5.1.5.2 Filtro sección Poy

El filtro por instalar se sintonizará al tercer armónico y tendrá las siguientes características:

$$\cos(\theta_1) = 0.44$$

$$\theta_1 = 63.896$$

$$\cos(\theta_2) = 0.97$$

$$\theta_2 = 14.0698$$

$$Q_{eff} = 7.8(\tan(\theta_1) - \tan(\theta_2)) = 9.2386 kVAr$$

$$X_{eff} = \frac{(210)^2}{9.2386 kVAr} = 4.7734$$

$$h_f = \frac{180}{60} \times 0.06 = 0.18$$

$$h' = 3 - 0.18 = 2.82$$

$$X_C = \frac{(2.82)^2}{(2.82)^2 - 1} \times 4.7734 = 5.45998305 \Omega$$

$$C = \frac{1}{2\pi \times 60 \times 5.45998305} = 485.822 \mu F$$

$$X_L = \frac{5.45998305}{(2.82)^2} = 0.686583 \Omega$$

$$L = \frac{0.686583}{2\pi \times 60} = 1.82121 mH$$

$$R = \frac{0.686583 \times 3}{25} = 0.08238996 \Omega$$

$$Q_{\text{filtro}}(\text{VAr}) = \frac{210^2}{5.459 - 0.68653} = 9.24049 \text{ kVAr}$$

$$I_{\text{filt}} = \frac{9.24049 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} * 0.21 \text{ kV}} = 25.404 \text{ A}$$

$$I_{\text{RMS}} (\text{A}) = \sqrt{25.404^2 + 3.2796^2} = 25.8083$$

$$I_{\text{fundamental}} (\text{A}) = \frac{52.9 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 0.21 \text{ kV}} = 145.43$$

$$\%M. \text{ corriente} = \frac{25.8083}{145.43} \times 100 = 17.7602$$

El filtro cumple con el margen de corriente establecido. Los componentes a instalar serán en el caso del inductor para el filtro anti-armónicos sintonizado de la marca Schneider modelo LVR05125B48T, con un costo aproximado de 492.41 \$, mientras que para el capacitor se utilizara uno de la misma marca modelo BLRCS100A120B44, con un costo aproximado de 194.31 \$, dichos componentes comercialmente hablando cumplen con los requisitos del filtro.

El calibre del cableado será:

$$I_{\text{nom}} = 25.6 \text{ A}$$

$$I_{\text{cond}} = 25.6 \times 1.25 = 32 \text{ A}$$

El cable que se conectará al filtro será de un conductor por fase de calibre 10 AWG

5.1.6 Diagrama unifilar rediseño

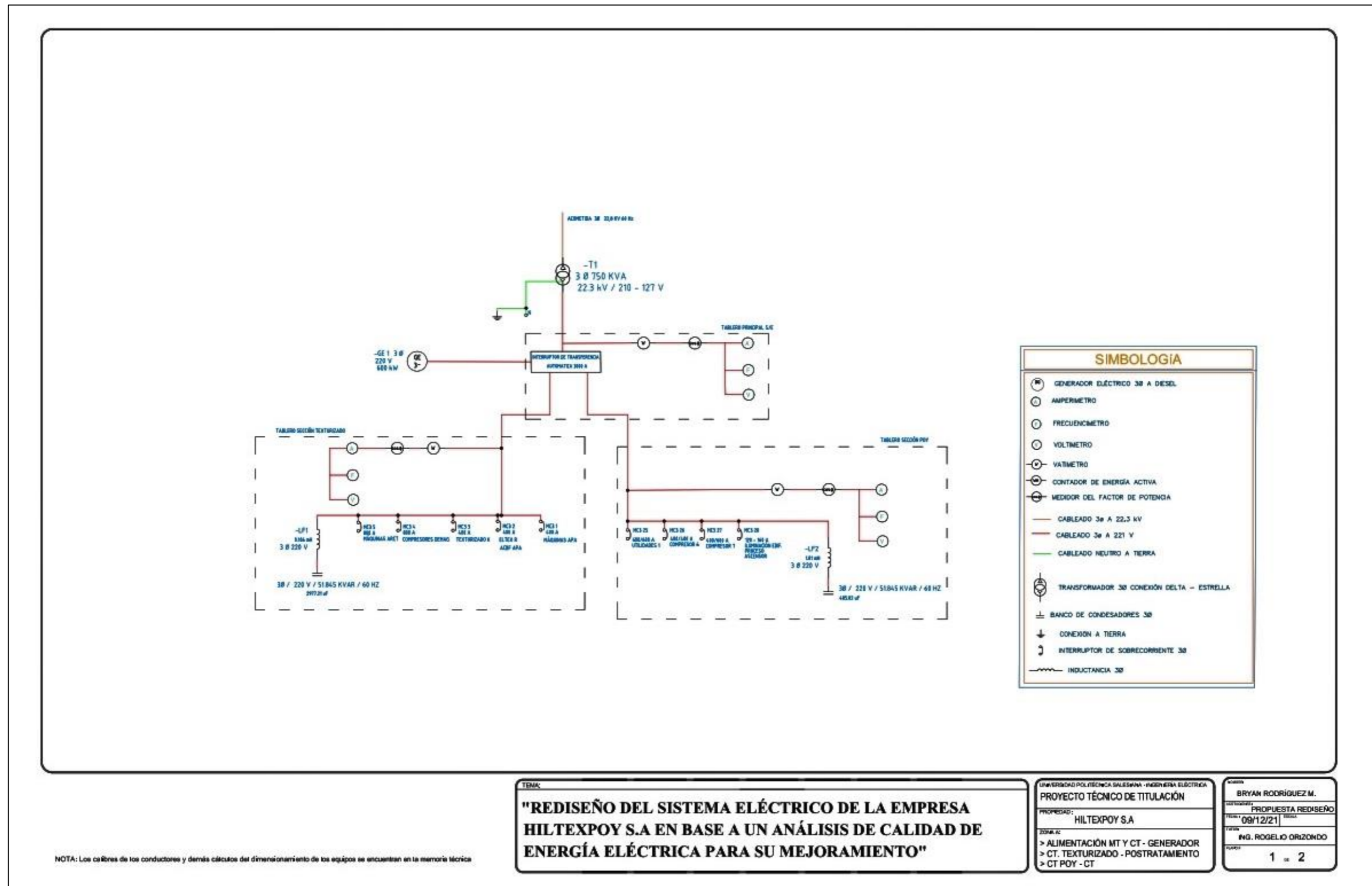


Figura 94. Diagrama unifilar rediseño zona A

5.2 PROPUESTA REDISEÑO Y MEJORA ZONA B

Teniendo en cuenta que el sistema en su mayoría no presenta afectaciones en sus componentes principales como se observa en el análisis previo, la principal propuesta se presenta considerando el alto nivel de armónicos, el bajo nivel en el factor de potencia y que no se cuenta con un sistema de respaldo en caso de corte de energía.

5.2.1 Diseño Filtro Activo

La propuesta se presenta teniendo en cuenta el análisis de medición realizado a la sección como tal, donde resulta mucho más conveniente tener un filtro activo ya que nos permite eliminar un amplio espectro de armónicos, elevar el factor de potencia e inclusive resulta más favorable debido a que el filtro se puede adaptar a las condiciones de compensación que requiera el sistema ya que como se pudo observar en el análisis previamente realizado el sistema se ve afectado por varios armónicos, tiene un bajo nivel de factor de potencia e inclusive los armónicos podrían estar reduciendo el tiempo de vida útil del transformador, cableado y demás componentes del sistema eléctrico. Por ello partiendo de ese punto, se plantea como principal cambio retirar el banco de condensadores actual, debido a que se conecta directo a la red sin ningún tipo de filtro que evite aportar corriente a los armónicos, adicional que no logra elevar el factor de potencia hasta un valor aceptable, con lo cual se dimensionará un filtro activo, tomando en cuenta las fórmulas correspondientes para el cálculo del mismo.

- Se toma como valor referencia, la mayor corriente de las tres líneas, que en este caso será de 1532 A, en la línea 2, no se toma en cuenta la corriente de la línea 1 debido a que el valor presentado se da por efecto de un hueco de tensión, en el mismo instante en el que se registra la medición. Se toma el valor del THD de corriente y voltaje en ese instante.

$$I_{armónicofase} = 1532 \times \sqrt{\frac{20.63^2}{100^2 + 20.63^2}} \times \left(1 + \frac{5.83}{10}\right) \left[\frac{A}{fase}\right]$$

$$I_{armónicofase} = 489.9914 A$$

$$I_{PotenciaQ} = \frac{261.34 \text{ kVAr}}{260.2 V} = 1004.38 A$$

$$I_{balanceadocarga} = \text{mayor valor de } \begin{bmatrix} I_{promedio} - I_{min} \\ I_{max} - I_{promedio} \end{bmatrix}$$

$$I_{balanceocarga} = \text{mayor valor de } \begin{bmatrix} 1449.33 - 1384 = 65.33 \\ 1532 - 1449.33 = 82.67 \end{bmatrix}$$

$$I_{Filtroactivo} = \sqrt{489.9914^2 + 1004.38^2 + 82.67^2} = 1120.58 A$$

$$FAlt = 1 + \left(\frac{2850}{10000} - 0.1\right) = 1.185 \quad (52)$$

Se desprecia el valor de sobredimensionamiento por temperatura

$$I_{AFT} = 1120.58 \times 1.185 \quad (50)$$

$$I_{AFT} = 1327.89 A$$

Contando con el valor referencial, de la corriente necesaria y basándose en los criterios anteriores, se define retirar la compensación reactiva presente ya que no cuenta con un filtro correspondiente para evitar aportar armónicos, además de que no es capaz de elevar el factor de potencia hasta un nivel adecuado y no puede adaptarse a las diferentes condiciones de potencia reactiva requerida, por lo cual se debe instalar cinco equipos de la marca Schneider de modelo: PCSP300D5IP31 [48], el cual tiene un costo aproximado de 59339.12 \$. Considerando la corriente máxima del equipo de 300 A, se dimensionará el conductor.

$$I_{nom} = 300 A$$

$$I_{cond} = 300 \times 1.25 = 375 A$$

El calibre corresponderá a dos conductores por fase de calibre 2/0 AWG.

5.2.2 Grupo electrógeno

Adicionalmente, como se observó en el sistema original de la zona B, no se cuenta con un sistema de apoyo o un grupo electrógeno que abastezca de energía al sistema eléctrico, con lo cual, en base a las mediciones de potencia registradas por el analizador red, se propone la instalación de un grupo electrógeno con su correspondiente interruptor de transferencia automática. El generador por usar será un Caterpillar modelo C32 (60Hz), el cual tiene una potencia máxima de entrega de 1250 kW suficientes para abastecer la carga de la sección completa, se consideró dicho generador debido a la importancia de mantener un abastecimiento de energía en toda la sección. Por último, el interruptor de transferencia será uno de la misma marca, modelo ATS MX, de una capacidad máxima de 3000 A [46][47]. La mayoría del sistema se encuentra en buenas condiciones, exceptuando las recomendaciones presentadas en el análisis termográfico correspondiente del cableado en ciertos lugares donde debido a la sobre agrupación del mismo ha provocado elevaciones en la temperatura, con lo cual se propone retirar los interruptores de sobre corriente, el cableado y el autotransformador que ya no se encuentra en uso.

El calibre del conductor se calculará tomando en cuenta la potencia máxima entregada por el generador y un factor de potencia de 0.8:

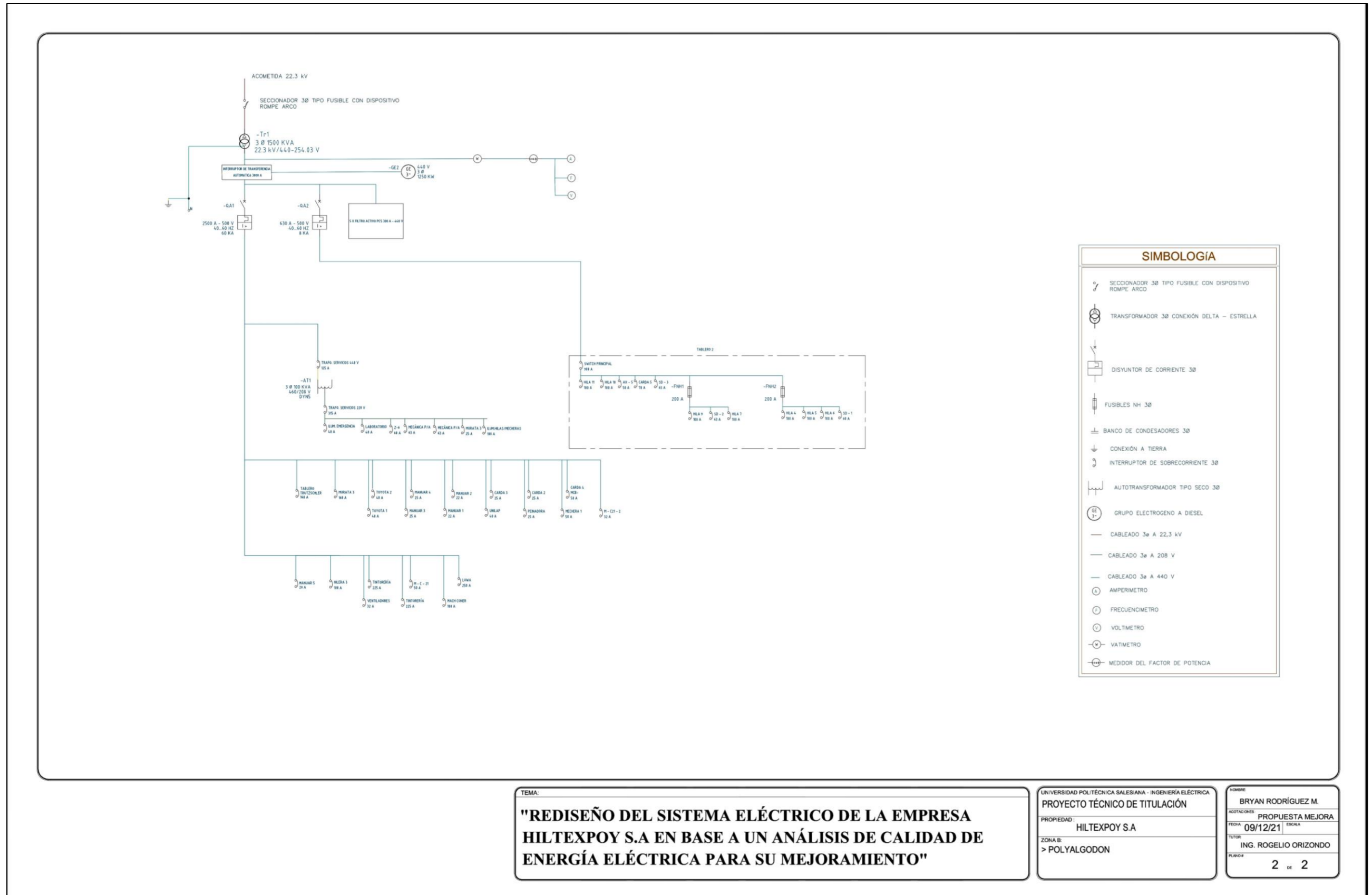
$$S_{3\phi} = \frac{1250kW}{0.8} = 1562.5 kVA$$

$$I_{nom} = \frac{1562.5 kVA}{\sqrt{3} \times 440} = 2050.249 A$$

$$I_{cond} = 2050.249 \times 1.25 = 2562.81 A$$

Despreciando las pérdidas y los demás criterios, se dimensionan 5 conductores por fase calibre 750 MCM.

5.2.3 Diagrama unifilar rediseño



TEMA:
"REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU MEJORAMIENTO"

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - INGENIERÍA ELÉCTRICA
 PROYECTO TÉCNICO DE TITULACIÓN
 PROPIEDAD: HILTEXPOY S.A
 ZONA B:
 > POLYALGODON

ALUMNO:
 BRYAN RODRÍGUEZ M.
 ADOTACIONES: PROPUESTA MEJORA
 FECHA: 09/12/21 ESCALA:
 TUTOR:
 ING. ROGELIO ORIZONDO
 PLANO#
 2 de 2

Figura 95. Rediseño sistema eléctrico zona B

CONCLUSIONES

Tomando en cuenta el análisis realizado físicamente los equipos se encuentran en aceptables condiciones a pesar de no poder verificar la presencia de puestas a tierra, por lo cual teniendo en cuenta las mediciones termográficas de los diferentes componentes se encontraron inconvenientes tales como puntos calientes en borneras, elevaciones considerables por sobre agrupación de cableado en determinados puntos de la instalación y temperaturas altas, indicativo de fallas en los transformadores de la zona A, a pesar de tener mucha carga conectada. El estado de los transformadores, particularmente el de Texturizado, del cual ya se tiene un informe de la EEQ que ha cumplido con su vida útil, es importante destacar que el sistema eléctrico tanto en la zona A, como en la zona B al no contar con un generador de respaldo que funcione automáticamente cuando detecte un corte de energía, lo vuelve vulnerable a que la producción de la empresa se detenga y esperar el retorno de la energía eléctrica por parte de la empresa distribuidora.

El sistema eléctrico se ve afectado por armónicos de corriente debido a la naturaleza de la carga que se conecta al mismo y al no contar con un método o dispositivo de eliminación de armónicos, lo vuelve aún más vulnerable. En ciertos puntos no se cuenta con una adecuada regulación de factor de potencia, singularmente como se ve en la zona A la sección de Texturizado a pesar de contar con un banco de condensadores, el hecho de que no sea automático provoca que de presentarse una baja demanda de potencia el factor de potencia caiga cerca de 0, mientras que en la zona B, donde a pesar de contar un banco de condensadores conectado, el factor de potencia se encuentra muy cercano al límite establecido por la regulación nacional.

RECOMENDACIONES

Una vez realizado el rediseño del sistema se recomienda realizar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico tanto de la zona A, como de la zona B, con la finalidad de garantizar los equipos que se conecten al sistema se encuentren correctamente protegidos en caso de alguna sobre corriente.

Realizar una inspección con mayor detalle del sistema eléctrico, principalmente del cableado, para constatar que no existan sobre agrupaciones de conductores en un mismo punto y validarlo mediante un análisis termográfico. Adicionalmente se debe considerar el cambio de ciertos componentes como el disyuntor principal de la sección de Polyalgodon, el cual ya constataba un gran deterioro y se convertía en un peligro potencial.

Considerar la realización de un balance de carga, ya que como se pudo constatar, la corriente en el neutro se elevaba de forma considerable siendo un indicativo de desbalance en las cargas que se conectan.

Realizar mantenimiento a los transformadores de ambas secciones y constatar que su estado es operativo.

Identificar y etiquetar las fases y neutros principalmente de los tableros correspondientes a cada sección, además considerar utilizar equipos con protección IP, con la finalidad de evitar acumulación excesiva de polvo u otros agentes deteriorantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Polo, J. Bernardo, and J. B. Peña, “Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra,” *Cienc. e Ing.*, vol. 38, no. 2, pp. 167–176, 2017.
- [2] O. Churio Silvera, M. Vanegas Chamorro, and G. Valencia Ochoa, “Estudio y diagnóstico de la calidad de la energía de un campus universitario en la Costa Norte de Colombia,” *Avances: Investigación En Ingeniería*, vol. 15, no. 1, pp. 271–285, 2018.
- [3] COLLAGUAZO CHIPANTASI PEDRO JAVIER, “ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN (BT) DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR USANDO LA CAPTURA DE DATOS EN CAMPO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, 2020.
- [4] C. E. de la N. E. de la Construcción, “Norma Ecuatoriana De Construcción NEC Capítulo 15 INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS.” p. 173, 2013, [Online]. Available: <https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECANICAS2013.pdf>
- [5] IEEE Std 80, *Guide for Safety In AC Substation Grounding*, no. February. New York: IEEE, 2013.
- [6] National Fire Protection Association - NFPA, *National Electrical Code (NEC)*. 2017.
- [7] C. Silva Montes, I. Silva Castro, and O. Martinez, “VIDA ÚTIL DE ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN.” CNE - COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, Santiago, Chile, p. 102, 2017.
- [8] J. Barroso, S. Abata, P. Asanza, and M. Chimarro, “NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARTE A - GUÍA PARA DISEÑO DE REDES PARA DISTRIBUCIÓN.” EEQ S.A, Quito, p. 194, 2021.

- [9] C. C. S.A, “GM-05 Guía Metodológica : Cálculo de transformadores y cuadros de carga.” Empresas Públicas de Medellín, Medellín, pp. 1–29, 2019.
- [10] Schneider Electric, *Electrical Installation Guide*, 1st ed. Schneider Electric, 2018.
- [11] C. C. S.A, “GM-01 Guía Metodológica : Cálculo de conductor económico.” Empresas Públicas de Medellín, Medellín, pp. 1–56, 2019.
- [12] J. GUERRERO MÁRQUEZ and F. Y. JÚPITER, *PROYECTOS ELÉCTRICOS RESIDENCIALES*, COLEGIAL B. Caracas - Venezuela, 2016.
- [13] S. Cominsa, “¿Cómo elegir la barra de cobre adecuada para un tablero eléctrico?,” 2021. <https://syzcominsa.pe/blog/como-elegir-la-barra-de-cobre-adecuada-para-un-tablero-electrico> (accessed Dec. 23, 2021).
- [14] A. I. DISTRIBUCIÓN, “NORMAS TÉCNICAS - Medidas de Resistividad del Suelo,” *Normas técnicas*. pp. 1–20, 2008, [Online]. Available: https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD_V3.pdf.
- [15] E. M. Reyes González, Carla Marisol; Cruz Granda, “Análisis de técnicas para medición de la resistividad de terreno mediante modelado,” INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, 2016.
- [16] C. C. S. . José, J. D. Acosta Moreno, and M. Rueda Aguilar, “GM-04 Guía Metodológica: Cálculo del sistema de puesta a tierra.” EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP - EPM, Medellín, p. 57, 2019.
- [17] J. ASDRÚBAL HERRERA and O. CASTRO HERNANDES, “CALCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN,” *Scientia et Technica*, no. 22, pp. 37–42, 2003.
- [18] IEEE, “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding - IEEE 80 Std-2013,” *Group*. New York, p. 226, 2013.

- [19] O. M. CERVANTES ROA, “METODOLOGÍA DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES PARA LA UNIVERSIDAD DE LA COSTA - CUC,” UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC, 2014.
- [20] L. E. CAJAS FLORES, “LABORATORIO PARA LA INVESTIGACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA,” ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO, 2008.
- [21] E. Guzmán Máximo and L. Á. Ríos García, “ÍNDICES DE DESEMPEÑO DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE DE CORTA DURACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL, 2008.
- [22] “Estudio del efecto flicker en una empresa industrial: Caso aplicado a la heladería El Chalán S.A.C.,” 2021.
- [23] S. Electric, “Eliminación de armónicos en instalaciones.” Schneider Electric, pp. 1–21, 2015.
- [24] J. D. Arcila, “Armónicos En Sistemas Eléctricos,” *INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A.* p. 26, 2016, [Online]. Available: https://www.ingenieros.es/files/proyectos/Armonicos_en_sistemas_electricos.pdf.
- [25] J. S. Molano Aguas and R. E. Tique Rojas, “Diseño y construcción de un kit de filtros pasivos para la mitigación corriente armónicas,” Universidad de La Salle, 2013.
- [26] S. Mikkili and A. K. Panda, *Power Quality Issues - Current Harmonics*, 1st ed. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, 2018.
- [27] J. Carpio, J. V. Míguez, R. Guirado, and J. del Valle-Inclán, *Alimentación de cargas críticas y calidad de la energía eléctrica*, 1st ed. Madrid, España: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2013.
- [28] A. Delgado Lara, “Webinar: Conoce y resuelve los problemas causados por los

armónicos,” *Circuitos*, 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=cOth8X1kWpC> (accessed Dec. 24, 2021).

[29] Y. Hernández Rivero, “Diseño de un Filtro de Armónico,” UNIVERSIDAD CENTRAL “MARTA ABREU” DE LAS VILLAS, 2008.

[30] IEEE, “IEEE Guide for Application and Specification of Harmonic Filters Standards 1531,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. 15. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, USA, p. 69, 2009, doi: 10.1109/MPER.1995.350411.

[31] ARCONEL, “REGULACIÓN Nro. ARCONEL 005/17 Regulación para la ‘Distribución y comercialización de energía eléctrica.’” pp. 1–41, 2017.

[32] J. C. Campos Avella *et al.*, “CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA Y CONTROL DE LA DEMANDA,” *COLCIENCIAS COLOMBIA*. p. 20, 2011, [Online]. Available: <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Guia/Guia.pdf>.

[33] D. A. Rodríguez, “Aplicación de la termografía infrarroja como método de inspección no destructivo para el mantenimiento predictivo del proceso de extrusión de tubería en PVC.,” 2017.

[34] L. Y. NEITA DUARTE and P. R. E. OMAR, “PRINCIPIOS BÁSICOS DE LA TERMOGRAFÍA INFRARROJA Y SU UTILIZACIÓN COMO TÉCNICA PARA MANTENIMIENTO PREDICTIVO,” UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA, 2011.

[35] V. BOSSIO ARANGO and A. E. RUIZ REYES, “TERMOGRAFÍA EN EL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS INSTALADOS EN SUBESTACIONES DE POTENCIA CONVENCIONALES,” UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR, 2008.

[36] I. A. Izquierdo Sócola, “TEMA: Análisis termográfico del sistema de accionamiento eléctrico en la avícola INAVISA , en la ciudad de Manta AUTOR :

Izquierdo Sócola , Ismael Alex Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico-Mecánico con mención en,” UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL, 2019.

[37] ARCERNNR, “Regulacion-002-20.pdf.” p. 36, 2020, [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>.

[38] I. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “IEC 61000-4-7,” vol. 2.1. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, p. 86, 2009.

[39] I. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “IEC 61000-4-15,” vol. 2.0. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, p. 88, 2010.

[40] I. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “IEC 61000-4-30,” vol. 3.1. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, p. 298, 2021.

[41] I. S. Association, “IEEE Standard 1159 - 2019,” *IEEE Std 1159 - 2019*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, p. 76, 2019, [Online]. Available: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=5154067.

[42] D. Committee, I. Power, and E. Society, “IEEE 519 Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society.” IEEE Power and Energy Society, New York, p. 29, 2014.

[43] ANSI/NETA, “ANSI/NETA MTS-2011-STANDARD FOR MAINTENANCE TESTING SPECIFICATIONS for Electrical Power Equipment and Systems.” InterNational Electrical Testing Association, Portage, USA, p. 272, 2011.

[44] E. E. Q. EEQ, “ArcGIS Sistema de Distribución EEQ.” 2019, [Online]. Available: <https://gis-sigde.maps.arcgis.com/apps/mapviewer/index.html?layers=285eb795ee4942be95a3c5c259bf8b59>.

[45] ECUATRAN, “TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

- MONOFÁSICOS - TRIFÁSICOS.” ECUATRAN, p. 16, 2021, [Online]. Available: <https://www.ecuatran.com/es/portafolio/camara-de-distribucion/>.
- [46] Caterpillar, “C32-(60-Hz).” Ca, p. 10, 2021.
- [47] Caterpillar, “Interrupor-de-transferencia-automática-Serie-CTG.pdf.” Ca, p. 4, 2021.
- [48] S. Electric, “Filtro activo PCS+ 300 amperios y tensión de servicio380.480V ac envolvente ip31.” p. 3, 2021, [Online]. Available: <https://www.se.com/es/es/product/download-pdf/DF101>.
- [49] Electro cable, “Electrocables - Catálogo de Productos,” *Electro cable*. p. 182, 2018.
- [50] Caterpillar, “C18-(60-Hz).pdf.” Caterpillar, p. 10, 2021, [Online]. Available: https://www.cat.com/es_ES/products/new/power-systems/electric-power/diesel-generator-sets/1000029525.html#.
- [51] Schneider Electric, “Power factor correction,” *Electrical Engineer (Melbourne)*, vol. 78. 2020, doi: 10.1201/9781439800706-3.
- [52] ARTECHE, “Bancos de capacitores automáticos. Baja tensión.” p. 20, 2020, doi: 10.1177/1206331213508679.

ANEXOS

Anexo 1. Calibre y características de conductores [49]

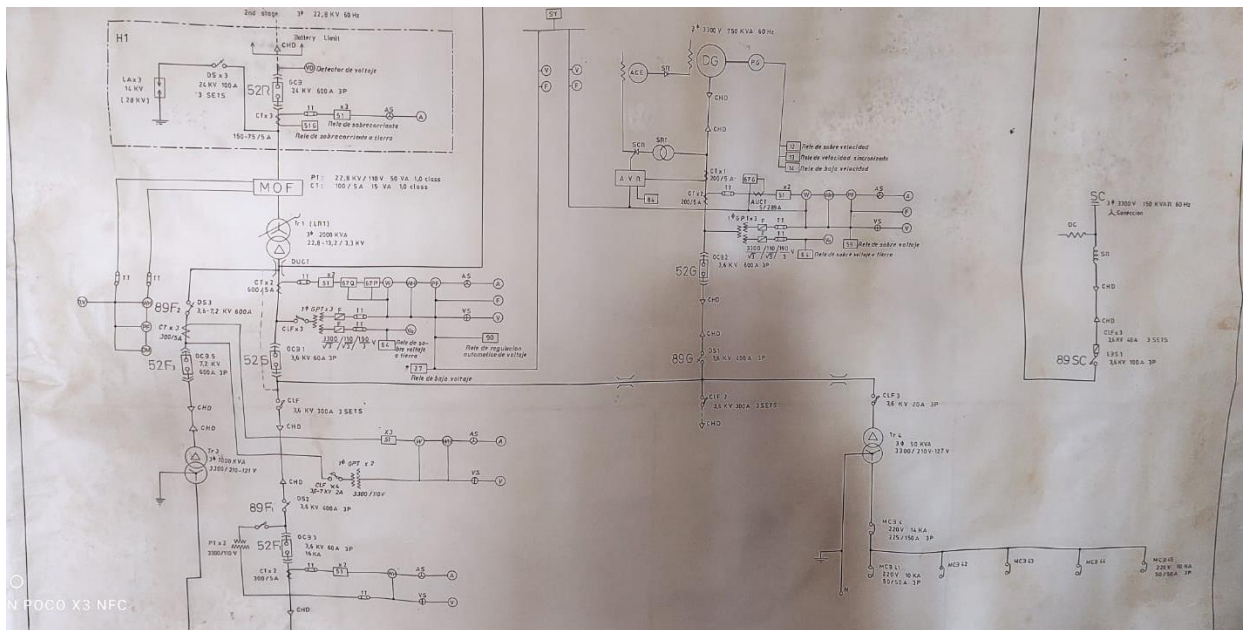
Calibre (AWG o MCM)	Sección Transversal (mm^2)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Capacidad de Corriente (A)	Resistencia eléctrica (ohm/km)
14	2.08	2.76	25	8.61
12	3.31	3.26	30	5.43
10	5.261	4.11	40	3.41
8	8.367	5.40	55	2.14
6	13.3	6.34	75	1.38
4	21.15	8.09	95	0.865
2	33.62	9.59	130	0.544
1	42.4	11.04	150	0.431
1/0	53.49	12.05	170	0.345
2/0	67.44	13.17	195	0.273
3/0	85.02	14.13	225	0.217
4/0	107.2	15.85	260	0.172
250	126.7	18.06	290	0.174
300	152	19.44	320	0.122
350	177	20.74	350	0.105
400	203	21.93	380	0.0920
500	253	24.1	430	0.0735
600	304	26.7	475	0.071
750	380	29.37	535	0.062
1000	507	33.28	615	0.049

Medidas (mm)	Sección de Barra (mm ²)	Peso (Kg/m)	Desnudas				Pintadas			
			1 Barra (Amp)	2 Barras (Amp)	3 Barras (Amp)	4 Barras (Amp)	1 Barra (Amp)	2 Barras (Amp)	3 Barras (Amp)	4 Barras (Amp)
12x2	23.5	0.21	108	182	216		123	202	228	
15x2	29.5	0.27	128	212	247		148	240	261	
15x3	44.5	0.40	162	282	361		187	316	381	
20x2	39.5	0.36	162	264	298		189	302	313	
20x3	59.5	0.54	204	348	431		237	394	454	
20x5	99.1	0.89	274	500	690		319	560	728	
20x10	199	1.77	427	825	1180		497	924	1320	
25x3	74.5	0.67	245	412	498		287	470	525	
25x5	124	1.12	327	586	795		384	662	839	
30x3	89.5	0.80	285	476	564		337	544	593	
30x5	149	1.34	379	672	896		447	760	944	
30x10	299	2.68	573	1060	1480		676	1200	1670	
40x3	119	1.07	366	600	690		435	692	725	
40x5	199	1.79	482	836	1090		573	952	1140	
40x10	399	3.57	715	1290	1770	2280	850	1470	2000	2580
50x5	249	2.23	583	994	1260	1920	697	1140	1330	2010
50x10	499	4.46	852	1510	2040	2600	1020	1720	2320	2950
60x5	299	2.68	688	1150	1440	2210	826	1330	1510	2310
60x10	599	5.36	985	1720	2300	2900	1180	1960	2610	3290
80x5	399	3.57	885	1450	1750	2720	1070	1680	1830	2830
80x10	799	7.14	1240	2110	2790	3450	1500	2410	3170	3930
100x5	499	4.47	1080	1730	2050	3190	1300	2010	2150	3300
100x10	988	8.94	1490	2480	3260	3980	1810	2850	3720	4530
120x10	1200	10.72	1740	2860	3740	4500	2110	3280	4270	5130
160x10	1600	14.20	2220	3590	4680	5530	2700	4130	5360	6320
200x10	2000	17.80	2690	4310	5610	6540	3290	4970	6430	7490

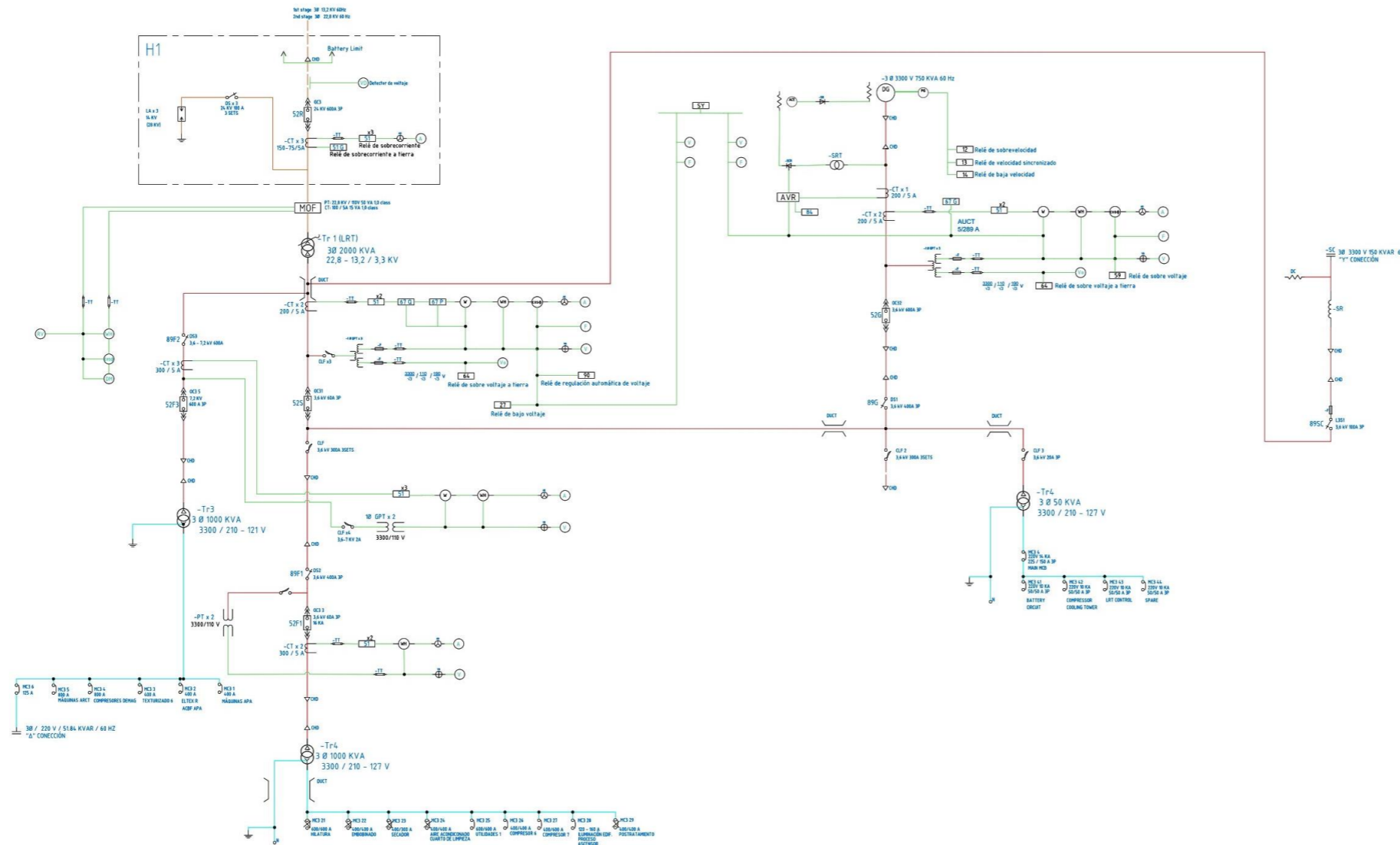
Anexo 2. Tabla de características de barras para tableros

Categoría	Rango de frecuencia	Tiempo	Magnitud de voltaje (p.u)
Variaciones de corta duración			
-Instantánea			
-	Depresiones	0.5-30 ciclos	0.1-0.9
-	Picos	0.5-30 ciclos	1.1-1.8
-Momentánea			
-	Interrupción	0.5 ciclos-3s	< 0.1
-	Depresiones	30 ciclos-3s	0.1-0.9
-	Picos	30 ciclos-3s	1.1-1.4
-Temporal			
-	Interrupción	3s-1 min	< 0.1
-	Depresiones	3s-1 min	0.1-0.9
-	Picos	3s-1 min	1.1-1.2
Variaciones de larga duración			
-Interrupción sostenida		>1 min	0
-Subtensión		>1 min	0.8-0.9
-Sobrevoltaje		>1 min	1.1-1.2
Desbalance de voltaje		Estado estable	0.5-2%
Distorsión de la forma de onda			
-Compensación CC		Estado estable	0-0.1%
-Armónicos		0 – 100avo H	Estado estable 0-20%
-Inter armónicos		0-6 Hz	Estado estable 0-2%
-Ruido		Banda ancha	Estado estable 0-1%
Fluctuaciones de voltaje		>25Hz	Intermitente 0.1-7%

Categoría	Ajuste Sugerido		Contemplación
Desequilibrio de tensión	2%	Voltaje de fase	< 3 % desequilibrio de voltaje
Variación de frecuencia	60 Hz		
Armónico	5% THD		Basado en IEEE 519
Transitorios	200 V		2 veces voltaje entre fase y neutro
Depresiones	108 Vrms		< 10% del voltaje nominal
Picos	126 Vrms		> 5% del voltaje nominal
Ruido	1.5 V		1% de voltaje entre fase y neutro
Pico Transitorio	3 Vrms / 20 Vpeak	Voltaje entre neutro y tierra	(10-20) % de voltaje entre fase y neutro
Ruido	1.5 Vrms		Sensibilidad del equipo
Corriente entre fase y neutro	Iload/Inom	Corriente	
Corriente en tierra	0.5 A		Máximo de seguridad
Armónicos	(20% pequeños clientes/5% grandes clientes)		Basada en IEEE 519



Anexo 5. Plano del diagrama unifilar del sistema eléctrico original



SIMBOLOGÍA	
	GENERADOR ELÉCTRICO 3Ø A DIESEL
	AMPERIMETRO
	FRECUENCIOMETRO
	VOLTIMETRO
	WATIMETRO
	CONTADOR DE ENERGÍA ACTIVA
	MEDIDOR DEL FACTOR DE POTENCIA
	PUNTO DE CONEXIÓN AMPERIMETRO
	PUNTO DE CONEXIÓN VOLTIMETRO
	COSFIMETRO
	FUSIBLE
	ENLACE DE CONEXIÓN A NEUTRO CERRADO
	MÓDULO DE TRANSFERENCIA
	REGULADOR AUTOMÁTICO DE TRANSFERENCIA
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON 3 BOBINADOS
	INTERRUPTOR EXTRAIBLE
	BANCO DE CONDENSADORES 3Ø
	DIODO SCHOTTKY
	TRISTOR DE CONTROL DE FASE
	TRANSFORMADOR 3Ø CONEXIÓN ESTRELLA - DELTA CON CAMBIADOR DE TAPS EN EL LADO DE ALTO VOLTAJE
	TRANSFORMADOR 3Ø CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA
	SECCIONADOR 3Ø TIPO FUSIBLE CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO
	SECCIONADOR 3Ø TIPO CUCHILLA CON DISPOSITIVO ROMPEARCOS
	CONEXIÓN A TIERRA
	INTERRUPTOR DE SOBRECORRIENTE
	DETECTOR DE VOLTAJE
	INTERRUPTOR DE SOBRECORRIENTE DESCONECTADO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON 2 BOBINADOS
	MEDIDOR DE DEMANDA
	VARISTOR
	DUCTERÍA
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE - TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	Relé de sobretensión
	Relé de velocidad sincronizado
	Relé de baja velocidad
	Relé de bajo voltaje
	Relé de sobrecorriente
	Relé de sobrecorriente a tierra
	Relé de sobre voltaje
	Relé de sobre voltaje a tierra
	Relé direccional de máxima corriente ca
	Relé direccional de máxima corriente ca
	Relé direccional de máxima corriente ca
	Mecanismo Operador
	Relé de regulación automática de voltaje
	RESISTENCIA DE CARGA
	MOTOR DE EXCITACIÓN
	CABLEADO 3ø A 22,3 kV
	CABLEADO 3ø A 3,3 kV
	CABLEADO 3ø A 221 V
	CABLEADO SISTEMAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y RELES DE PROTECCIÓN

TEMA:
"REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU MEJORAMIENTO"

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - INGENIERÍA ELÉCTRICA
 PROYECTO TÉCNICO DE TITULACIÓN
 PROPIEDAD:
 HILTEXPOY S.A
 ZONA A:
 > ALIMENTACIÓN MT Y CT - GENERADOR
 > CT. TEXTURIZADO - POSTRATAMIENTO
 > CT POY - CT

NOMBRE:
 BRYAN RODRÍGUEZ M.
 ADOTACIONES:
 SISTEMA ORIGINAL
 FECHA:
 09/12/21 ESCALA
 TUTOR:
 ING. ROGELIO ORIZONDO
 PLANO#
 1 de 2

Anexo 6. Diagrama unifilar sistema eléctrico actualizado zona A

ARRANQUE DEL GENERADOR YAMMAR

INS: 001-99-001

ANTE UN CORTE DE ENERGIA DE LA RED PUBLICA ARRANCAR DE INMEDIATO EL GENERADOR YAMMAR (DEG), MEDIANTE EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO:

- 1.- CHEQUEOS PRELIMINARES OBLIGATORIOS:
 - CONFIRMAR EL NIVEL DE ACEITE DEL DEG.
 - VERIFICAR QUE LA PRESION DE AIRE EN LAS BOTELLAS SEA AL MENOS 14 KG/CM2. EL VALOR MAXIMO ES 18 KG/CM2 EN LAS DOS BOTELLAS.
 - VERIFICAR QUE LA LUZ DE "STANDBY" SE ENCUENTRE ENCENDIDA.
 - VERIFICAR QUE NINGUNA PROTECCION PRESENTA BANDERA EN EL TABLERO DE INDICACION.
- 2.- COLOCAR LA PERILLA SELECTOR DEL PANEL DEL GENERADOR N° 1 GENERATOR EN ACCIONAMIENTO "LOCAL".
- 3.- CONFIRMAR QUE LAS VALVULAS DE PASO DE AIRE DE LAS BOTELLAS: TANTO PEQUEÑA DE CONTROL COMO LA GRANDE DE OPERACION SE ENCUENTRAN ABIERTAS.
- 4.- EN EL MISMO PANEL MOVER LA PERILLA DE ARRANQUE A LA POSICION "START", LA BANDERA ROJA DE DICHA PERILLA DEBE APARECER. ESPERAR 30 SEGUNDOS HASTA QUE EL AIRE PRESURIZADO ACTUE OBLIGANDO AL DEG A ENTRAR EN OPERACION.
- 5.- UNA VEZ ARRANCADO EL MOTOR DIESEL CONFIRMAR LAS SIGUIENTES CONDICIONES DE OPERACION NORMAL DEL DEG:
 - PRESION DE ACEITE, PRINCIPAL 3.8 KG/CM2. Y 0.6 KG/CM2 EN BALANCINES.
 - OPERACION NORMAL DE LA TORRE DE ENFRIAMIENTO.
 - COLORACION DE LOS GASES DE SALIDA.
- 6.- ENERGIZAR LOS TABLEROS DE LA SIGUIENTE MANERA:
 - CERRAR EL SECCIONADOR "89G", ESTE DEBE SER ACCIONADO SOLO SIN CARGA PROCEDIENDO DE LA SIGUIENTE MANERA:
 - COLOCAR EL MANGO DE ACCIONAMIENTO EN LA PALANCA CORRESPONDIENTE
 - PONER DE LA LLAVE DEL INTERLOCK EN LA MARCA VERDE
 - SIMULTANEAMENTE SUBIR EL SEGURO HASTA LA MARCA VERDE
 - MANTENIENDO LA LLAVE Y EL SEGURO EN LAS MARCAS VERDES RESPECTIVAS ACCIONAR LA PALANCA DE CIERRE DEL SECCIONADOR. SI LA MANIOBRA SE REALIZA CORRECTAMENTE, EL FOCO ROJO DE INDICACION "CERRADO", DEBE ENCENDERSE. ENTONCES VERIFICAR QUE LA LLAVE VUELVA A SU POSICION ORIGINAL, MARCA ROJA.
 - CERRAR ENTONCES EL DISYUNTOR "52G" ACCIONANDO LA MANIJA CORRESPONDIENTE. EN EL PANEL N° 1 GENERATOR. LA PLANTA POY HA SIDO ENERGIZADA
 - EN EL CASO DE FALLA DE ESTA MANIOBRA, OPERAR EL 52G EN FORMA MANUAL, MEDIANTE LA PALANCA CORRESPONDIENTE POSICIONAR EL DISYUNTOR EN ON. RECUERDE QUE EL 52G PUEDE SER ACCIONADO EN LOCAL O EN REMOTO DESDE EL "SBD", POR LO TANTO REVISAR LA POSICION DEL SELECTOR
 - AJUSTAR EN EL "SBD" TANTO EL VOLTAJE COMO LA FRECUENCIA, USANDO LAS PERILLAS CORRESPONDIENTES.
 - CONFIRMAR QUE EL COMPRESOR DE ARRANQUE OPERA AUTOMATICAMENTE. PARA RECARGAR LAS BOTELLAS DE AIRE PARA UN PROXIMO ARRANQUE.

Anexo 7. Procedimiento arranque generador 750 kVA

DIVISION DE EJECUCION Y RECEPCION DE OBRAS
SECCION LABORATORIO

CERTIFICADO DE ENSAYOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

PROCEDENCIA: INDUSTRIA HILTEXPOY		ORDEN DE TRABAJO No.	EGRESO DE BODEGA No.	CERTIFICADO No.
TRANSFORMADOR MARCA: OCREV		PROPIEDAD: CLIENTE		
POTENCIA NOMINAL: 1000 kVA	GRUPO DE CONEXION: Dyn11	No. DE SERIE: 50454	No. DE EMPRESA	
TENSION NOMINAL: 3300/210-121 V	POLARIDAD:	ENSAYOS: X		
CORRIENTE NOMINAL: 174.95 - 2749.28 A	CLASE DE AISLAMIENTO: Ao	REPARACION:		
No. DE FASES: 3	BIL: 150 KV	RECONSTRUCCION:		
AÑO DE FABRICACION: 1981	IMPEDANCIA: 4.8 %	MANTENIMIENTO:		
TIPO: CONVENCIONAL	ALTITUD (DISEÑO): 3000 msnm	OTROS:		
		MATERIAL: AT: BT:		

VALORES NOMINALES	TENSION		CORRIENTE		DERIVACIONES %	
	PRIMARIO	3300 V	174,955 A	+/-2X2.5		
	SECUNDARIO	210 V	2749,29 A			

1.-RESISTENCIA ENTRE BORNES DE DEVANADOS Tap: 1 T ^m 22	H1-H2		H1-H3		H2-H3		H1-H2		H1-T	
	72.12 Ω		72.17 Ω		72.22 Ω		Ω		Ω	
	Xo-X1	Xo-X2	Xo-X3	X1-X2	X2-X3	X1-X3				
BT	0.13 mΩ	0.13 mΩ	0.13 mΩ	.26 mΩ	0.26 mΩ	0.27 mΩ				

2.-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		Medida entre:		AT y BT	246 MΩ
T ^m 22				AT y T	250 MΩ
CON MEGGER DE 5 KV				BT y T	230 MΩ

3.-RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	MUESTRA No. 1	1°DESCAR 34 KV	2°DESCAR 36 KV	3°DESCAR 33 KV	4°DESCAR 37 KV	5°DESCAR 35 KV	Promedio 35 KV.
NORMA ASTM D 877							

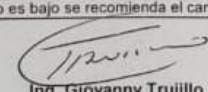
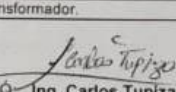
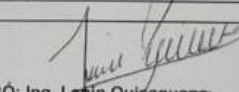
4.-ENSAYO DE CORTOCIRCUITO-IMPEDANCIA EN VOLT.					5.-ENSAYO SIN CARGA-CORRIENTE DE EXCITACION				
H1	H2	H3	H1	PROMEDIO	H1	H2	H3	H1	Promedio
V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
A	A	A	A	A	A	A	A	A	A

Pérdidas (Cu)	W	Uz%	0,00	T ^m C 22	w	w	w	w	w
Pérdidas referidas a 85°C:	W				PERDIDAS (Po)	W			CALCULADAS: W
Impedancia referida a 85°C:	% CORRIENTE DE EXCITACION:				%In				

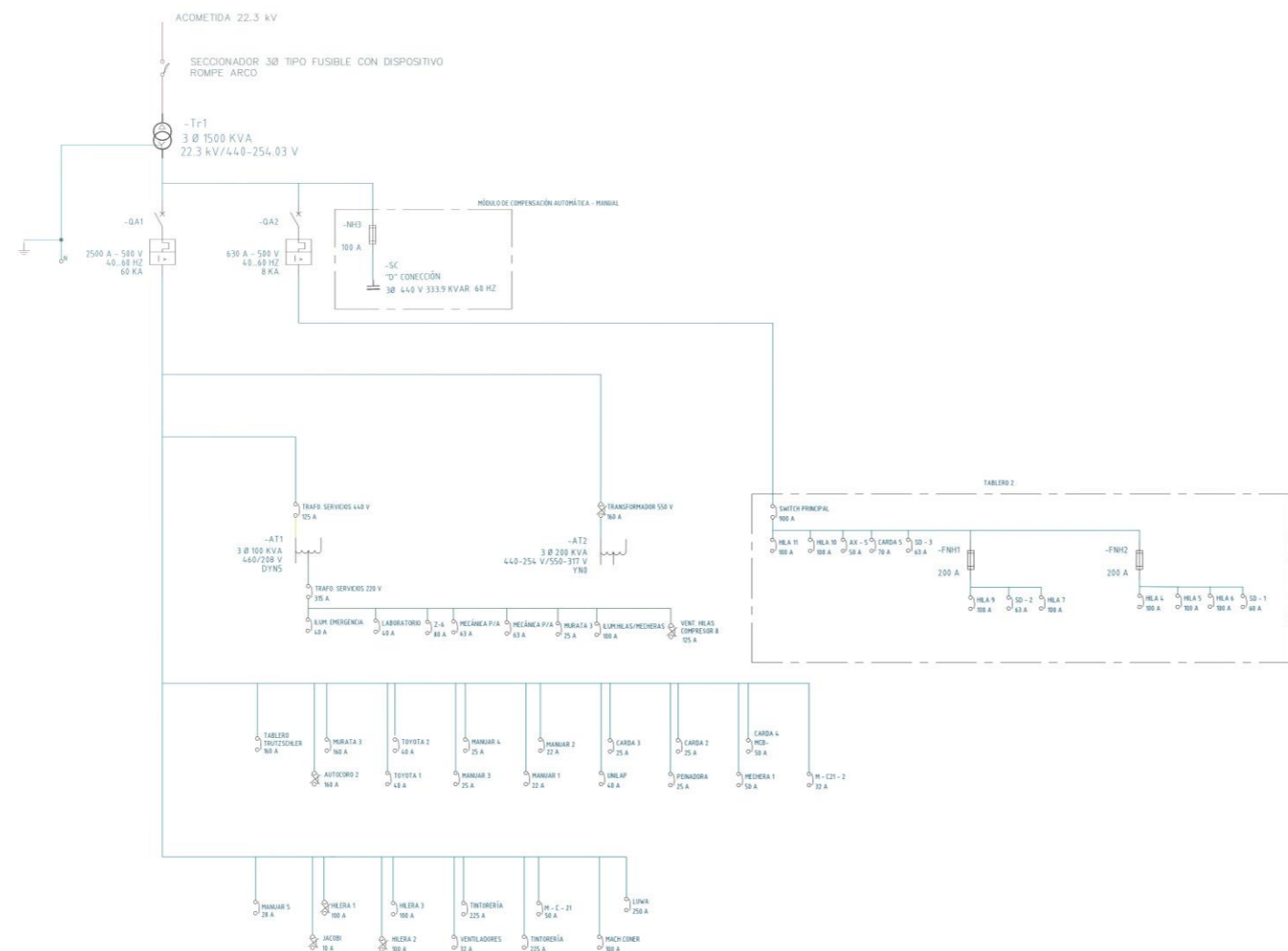
6.-RELACION DE TRANSFORMACION-SECUENCIA DE FASES-POLARIDAD-GRUPO DE CONEXION									
Voltaje de alimentacion: 121 V En vacio. Secuencia:					GRUPO Dyn11		POLARIDAD		
TAP	H1	R/T	H2	R/T	H3	R/T	H1	R/T	
1	3464	28,63	3464	28,63	3464	28,63			
2	3382	27,95	3382	27,95	3382	27,95			
3	3300	27,27	3300	27,27	3300	27,27			
4	3217	26,59	3217	26,59	3217	26,59			
5	3134	25,90	3134	25,90	3134	25,90			

7.- ENSAYO DE RESISTIVIDAD Y PUESTA A TIERRA	
MEDICION DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	Ohmios
MEDICION DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	Ohmios-metro

OBSERVACIONES: Libre de PCB's, el transformador es del año 1981, cumplió su vida útil. Queda operativo en la primera posición del cambiador de derivaciones. Voltaje fase-neutro 121-121-121 V y voltaje fase-fase 210-210-210 voltios respectivamente. El nivel de aislamiento es bajo se recomienda el cambio del transformador.

ENSAYADO POR:  Ing. Giovanny Trujillo FECHA: 07/01/2019	REVISÓ:  Ing. Carlos Tupiza FECHA: 07/01/2018	APROBÓ:  Ing. Lenin Quisaguano FECHA: 07/01/2019
--	---	---

Anexo 8. Informe EEQ mantenimiento transformador Texturizado



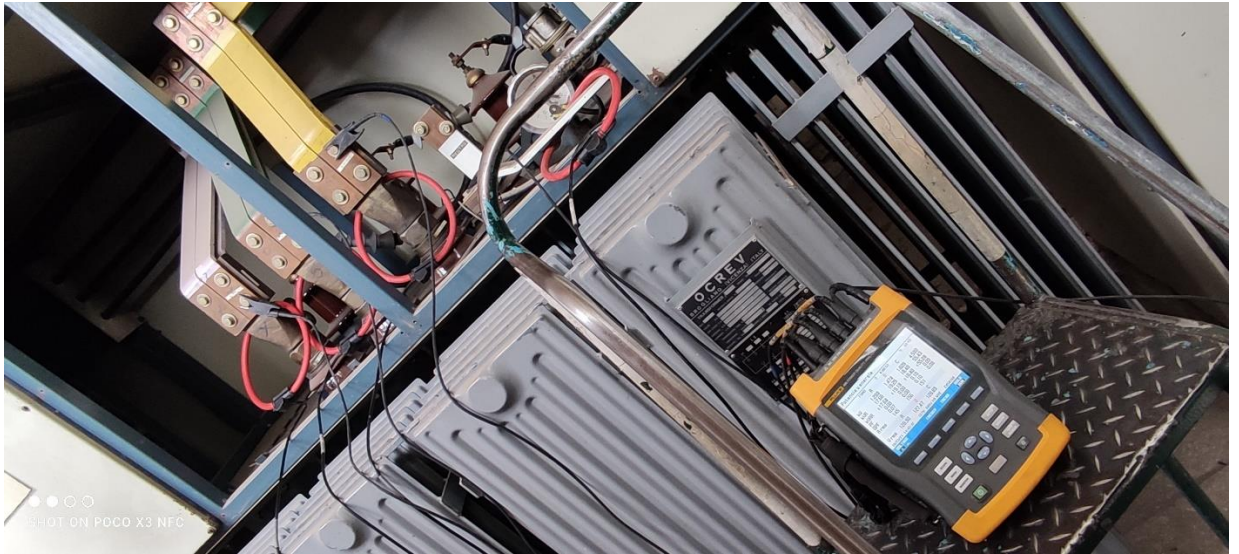
SIMBOLOGÍA	
	SECCIONADOR 30 TIPO FUSIBLE CON DISPOSITIVO ROMPE ARCO
	TRANSFORMADOR 3Ø CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA
	DISYUNTOR DE CORRIENTE 3Ø
	FUSIBLES NH 3Ø
	BANCO DE CONDESADORES 3Ø
	CONEXIÓN A TIERRA
	INTERRUPTOR DE SOBRECORRIENTE 3Ø
	INTERRUPTOR DE SOBRECORRIENTE 3Ø DESCONECTADO
	AUTOTRANSFORMADOR TIPO SECO 3Ø
	CABLEADO 3ø A 22,3 kV
	CABLEADO 3ø A 208 V
	CABLEADO 3ø A 440 V

TEMA:
"REDISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA HILTEXPOY S.A EN BASE A UN ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU MEJORAMIENTO"

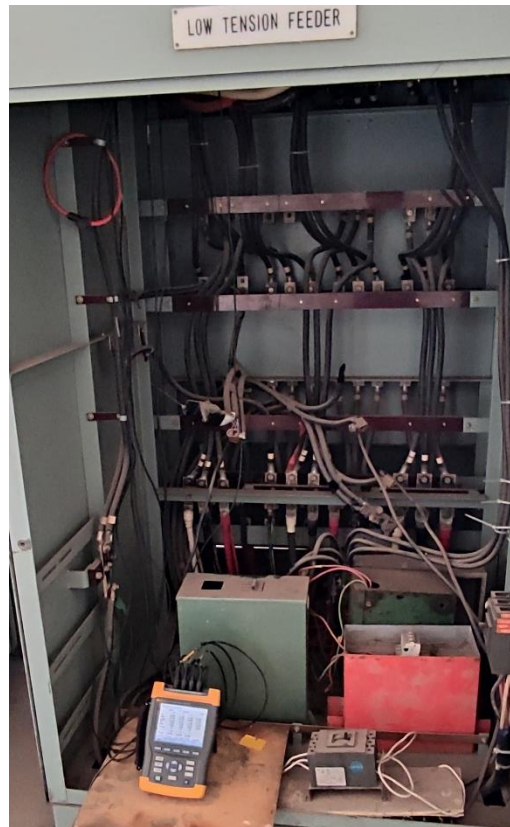
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - INGENIERÍA ELÉCTRICA
PROYECTO TÉCNICO DE TITULACIÓN
 PROPIEDAD: HILTEXPOY S.A
 ZONA A:
 > ALIMENTACIÓN MT Y CT - GENERADOR
 > CT. TEXTURIZADO - POSTRATAMIENTO
 > CT POY - CT

NOBRE: BRYAN RODRÍGUEZ M.
 ASESORADO: SISTEMA ORIGINAL
 FECHA: 09/12/21 ESCALA:
 TUTOR: ING. ROGELIO ORIZONDO
 PLANO: 2 DE 2

Anexo 9. Diagrama Unifilar sistema eléctrico zona B



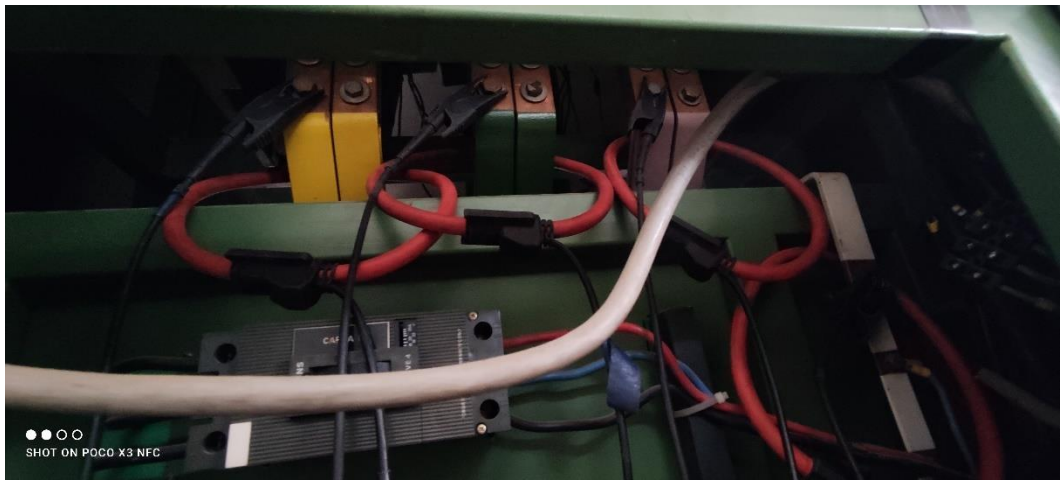
Anexo 10. Analizador de red conectado al secundario transformador Texturizado



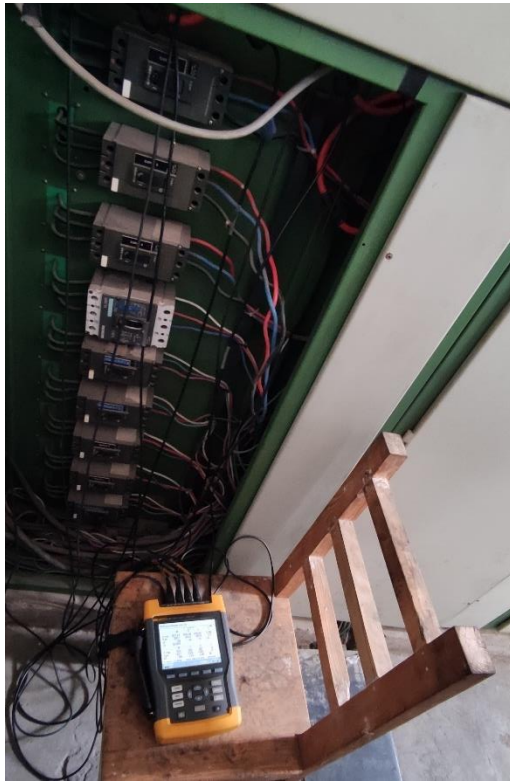
Anexo 11. Analizador de red conectado al secundario transformador Poy



Anexo 12. Analizador de red conectado al secundario transformador 50 kVA



Anexo 13. Conexión del analizador de red al secundario transformador Polyalgon



Anexo 14. Analizador de red conectado al secundario transformador Polyalgodon



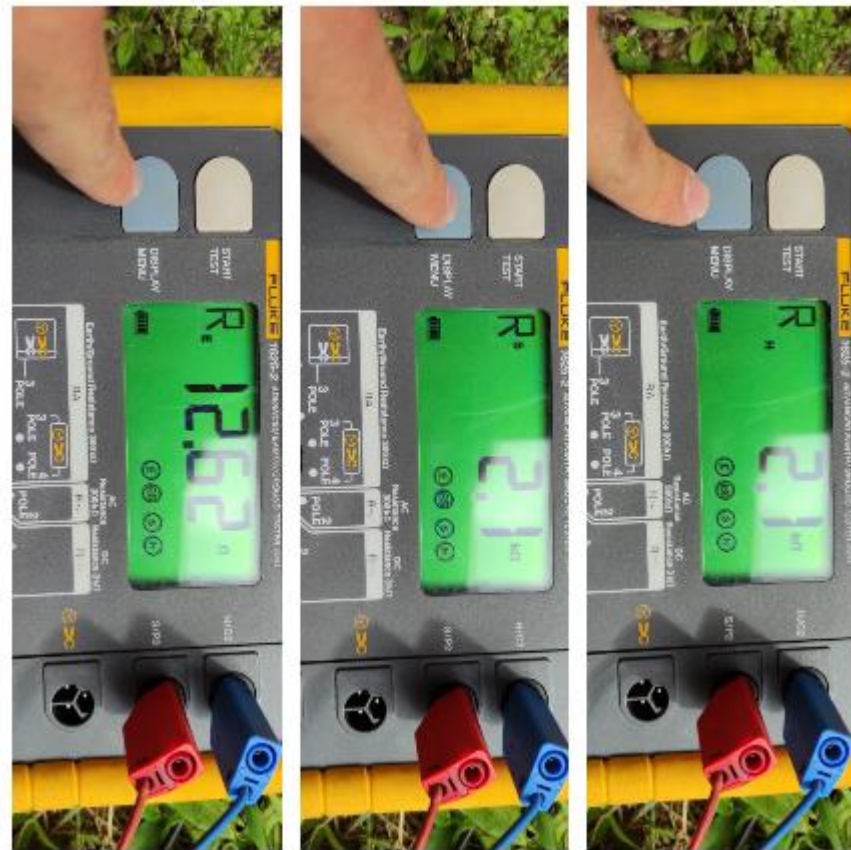
Anexo 15. Ubicación Terreno 1



Anexo 16. Ubicación Terreno 2



Anexo 17. Ubicación Terreno 3



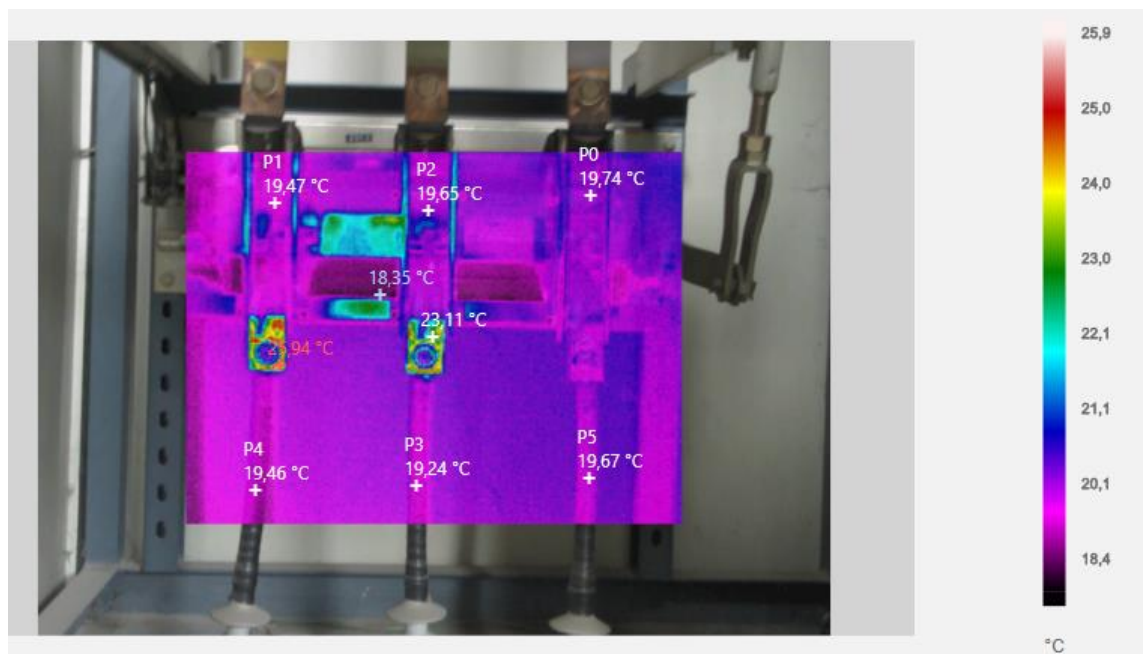
Anexo 18. Mediciones resistividad del terreno



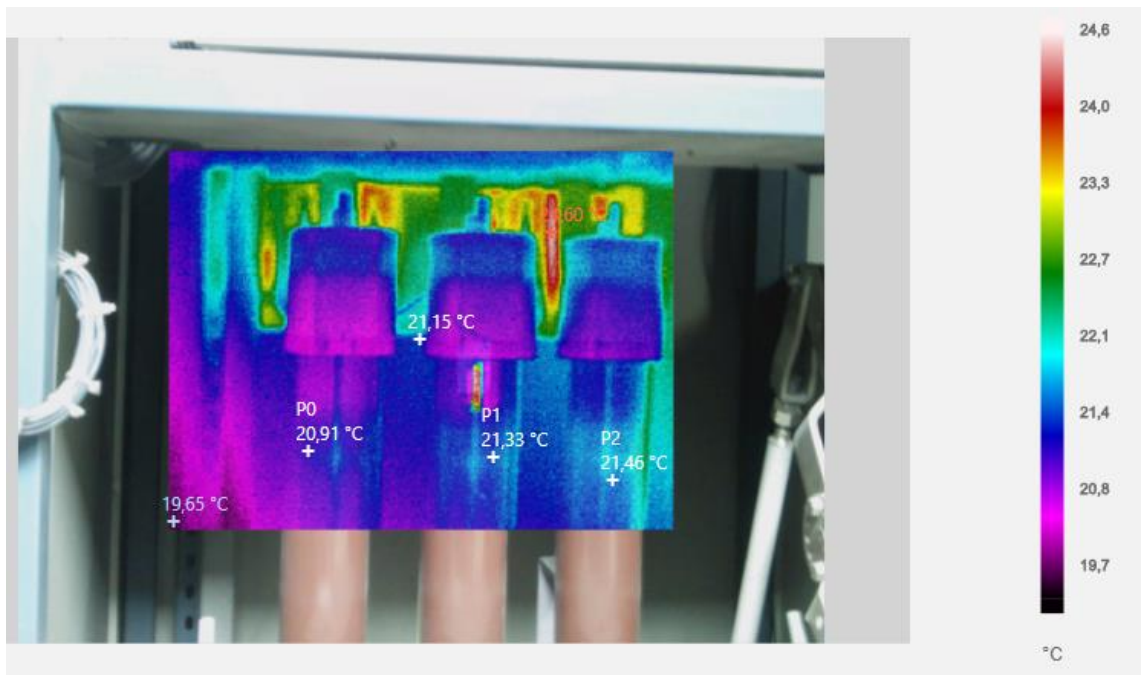
Anexo 19. Mediciones resistividad del terreno 2



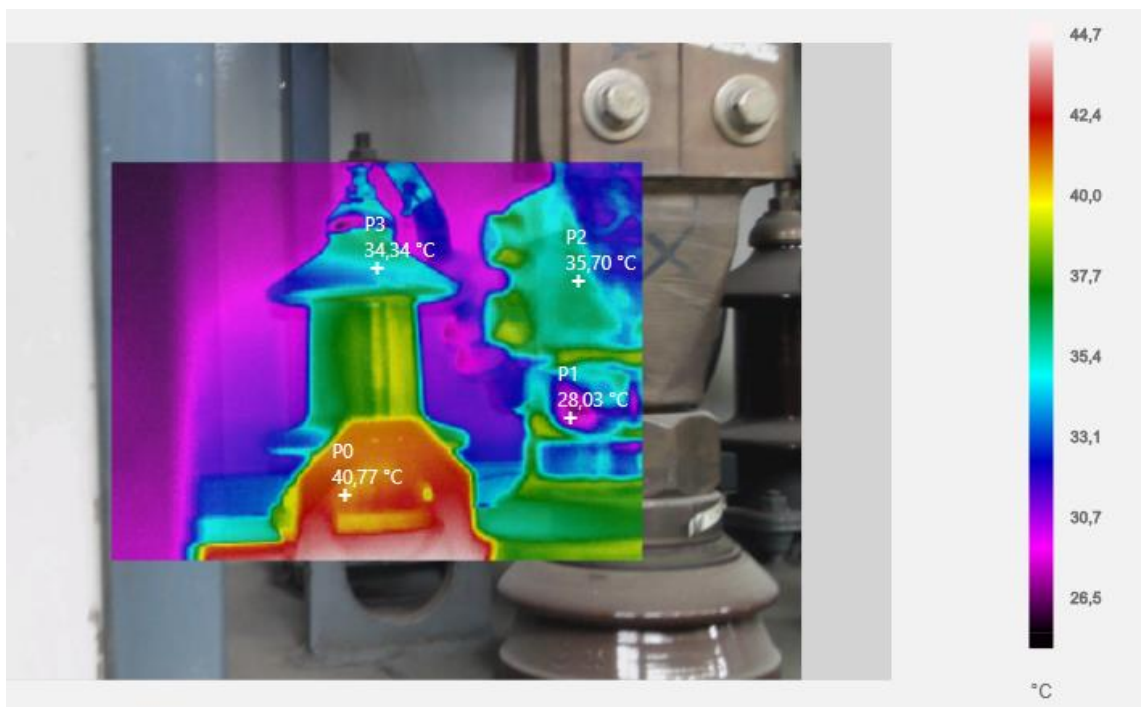
Anexo 20. Mediciones resistividad del terreno 3



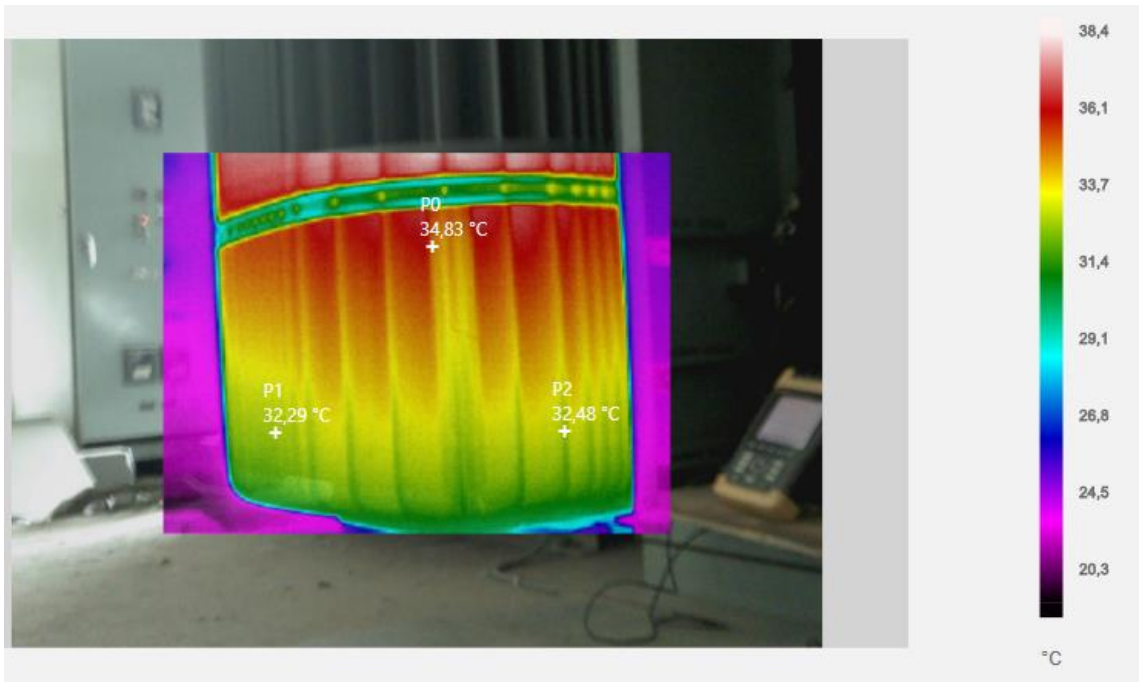
Anexo 21. Termografía Seccionador Tipo Cuchilla Texturizado



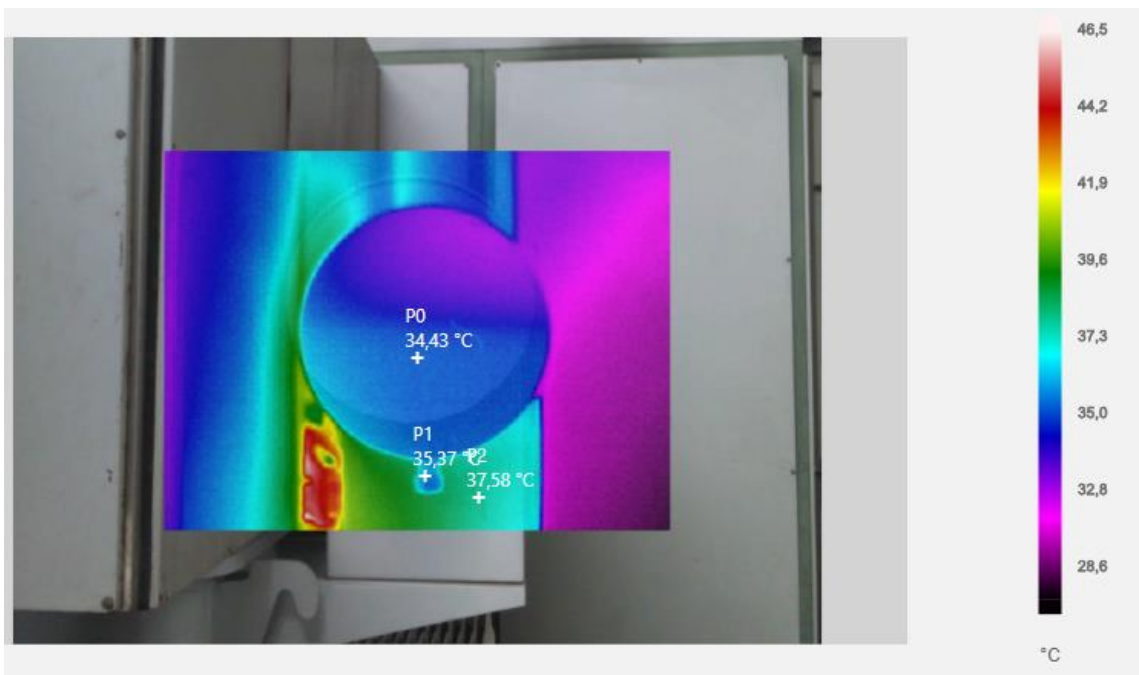
Anexo 22. Termografía Interruptor extraíble Texturizado



Anexo 23. Termografía Bushin de alta Transformador Texturizado



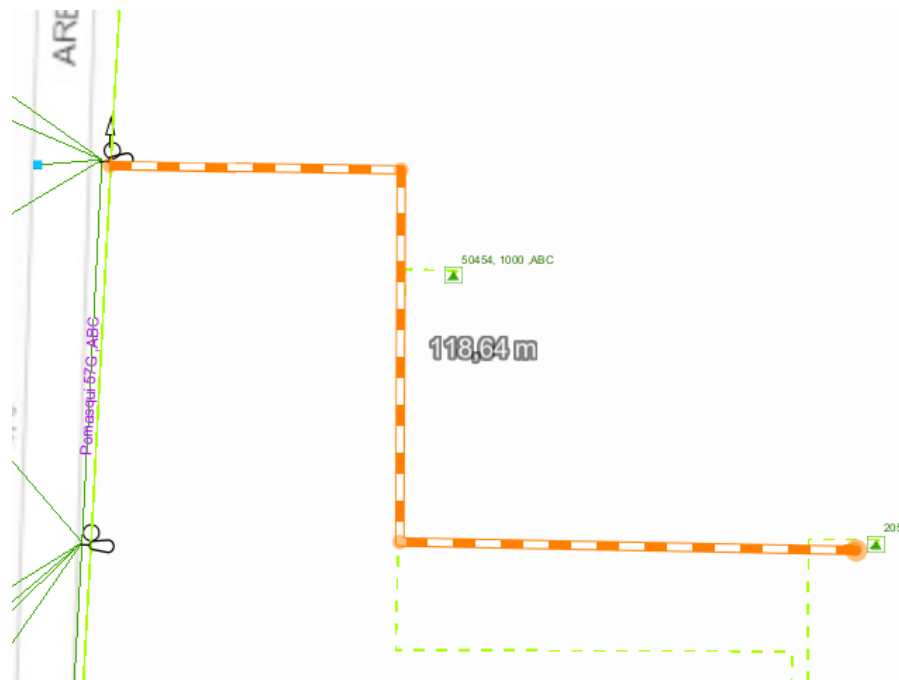
Anexo 24. Termografía Parte inferior transformador Poy



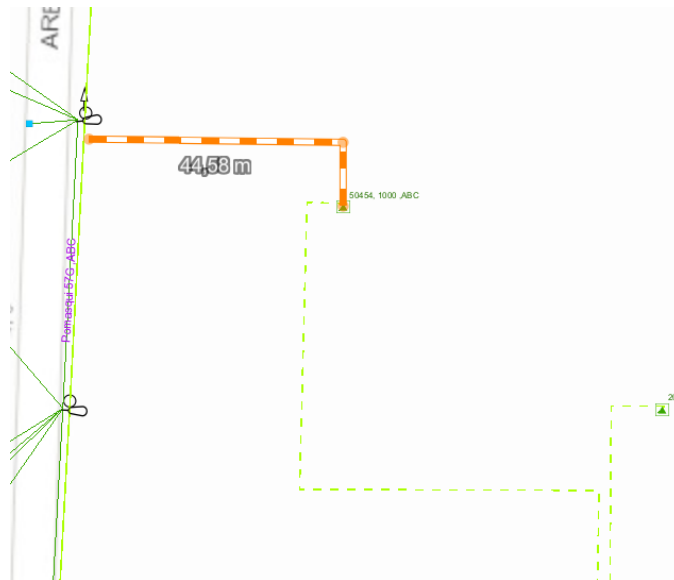
Anexo 25. Tanque de Aceite Transformador Polyalgodon

Tipo de red	Condición	Cobre	Aluminio
		AWG o MCM	AWG o MCM
Red Primaria Troncal a 6,3 kV (5)	Mínimos	1000 (1) 750 (2) 500 (3)	No se debe Usar No se debe Usar 750
Red Primaria Troncal a 22,8 kV (5)	Mínimo	4/0	350
Derivación de red troncal primaria (anillo abierto o huso) (5)a 6,3 kV 22,86 kV	Mínimos	2/0 1/0	4/0 3/0
Red secundaria	Máximo	350 (6)	500
	Mínimo (4)	1/0	3/0
Alumbrado Público	Máximo	2	1/0
	Mínimo	6	4
Acometida	Mínimo	6	4

Anexo 26. Calibres máximos y mínimos de conductores [8]



Anexo 27. Longitud aproximada nueva S/E a sección Poy



Anexo 28. Longitud aproximada nueva S/E a sección Texturizado

POTENCIA	SIN TANQUE DE COMPENSACIÓN				CON TANQUE DE COMPENSACIÓN			
	DIMENSIONES			PESO	DIMENSIONES			PESO
	P	L	P	H	W	LC	P	HC
KVA	mm	mm	mm	Kg	mm	mm	mm	Kg
15**	772	452	815	250				
30**	822	462	835	310				
50**	862	482	855	365				
75**	952	562	875	455				
100	992	582	875	540				
112,5	1042	632	895	570				
125	1062	642	925	600				
150	1142	712	970	670				
200	1182	722	1070	780				
250	1202	752	1100	900				
300	1282	782	1140	1040				
350	1362	862	1170	1140				
400	1402	902	1270	1300				
500	1512	952	1310	1500	1672	952	1700	1610
600	1612	1132	1310	1900	1742	1132	1700	2050
750	1632	1142	1360	2100	1762	1142	1750	2250
1000	1672	1162	1500	2650	1822	1162	1910	2840

Anexo 29. Tabla de capacidad disponibles transformadores ECUATRAN [45]

ESPECIFICACIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Valor nominal mínimo	455 ekW
Valor nominal máximo	600 ekW
Estrategia de emisiones/combustible	Bajo consumo de combustible
Voltaje	208 a 600 voltios
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	1800 rev/min
Ciclo de trabajo	Emergencia, principal

Anexo 30. Datos característicos grupo electrógeno modelo C18 [50]

Principal

Gama de producto	AccuSine 4LS
Nombre del producto	AccuSine PCSn
Tipo de producto o componente	Enlace activo

Complementario

Network type	3P
Network configuration	3 o 4 cables
Tensión de red	380...480 V AC
Frecuencia de red	50/60 Hz +/- 3 Hz autodetección
Tensión máxima admisible	1,1 x Un
Neutral correction	No provisto
RMS output current rating	300 A
Potencia reactiva	249 kvar 480 V AC 50/60 Hz
Operating modes	A mano Tracción Calefacción
Installation location	Interior
Montaje de armario	De suelo
Tipo de protección	Protección interrupt, autom,
Disconnect type	Enclavamiento con puerta con mando rotativo
Interrupt capacity	200 kA
Heat dissipation	Panel trasero con ventilación forzada para un alto flujo de calor
Compatibilidad electromagnética	EMC conducida, Clase A acorde a EN 61000-6-4
Accesibilidad para funcionamiento	Parte frontal
Localización de conexión	Arriba o abajo

Anexo 31. Datos característicos AFQ [48]

RESUMEN TÉCNICO

Tipo de transferencia	Transición abierta
Gama de clasificación	40-3000A
Tipo de interruptor	Basado en contactor

Anexo 32. Datos característicos ITA [47]

ESPECIFICACIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Valor nominal mínimo	830 ekW
Valor nominal máximo	1250 ekW
Estrategia de emisiones/combustible	Estándares bajo combustible, Tier 2 extraviales
Voltaje	220 a 4160 Voltios
Frecuencia	60 Hz
Velocidad	1800 rev/min
Ciclo de trabajo	Reserva, crítico, principal, continuo

Anexo 33. Datos característicos Grupo Electrónico modelo C32 [46]

Principal

Gama	VarPlus
Nombre corto del dispositivo	Inductancia antiarmónico
Tipo de producto o componente	Inductancia antiarmónico
Frecuencia de red	60 Hz
Potencia reactiva	12,5 kvar para 480 V AC 60 Hz
Tensión de red	480 V AC 60 Hz
Sintonización	4,2 - 252 Hz - 0,057 - 60 Hz

Complementario

Power losses (max)	150 W
Valor de inductancia	2,764 mH
Pínel	- 5 % a 5 % por fase
Capac. corriente fundamental	15 A
RMS current rating	18,3 A
Clase de aislamien eléctrico	Clase H
[Ui] tensión asignada de aislamiento	1,1 kV
2 en armario + 3 conductos	4 kV 60 Hz 1 minuto
Corriente máxima permanente [Imp]	1,3 x I1
Depósito de trefilado	2,9 % I3 67,8 % I5 18,6 % I7 6,2 % I11
Corriente nominal dinámica	2,2 x Isc

Anexo 35. Datos técnicos filtro anti armónicos [51]

Principal

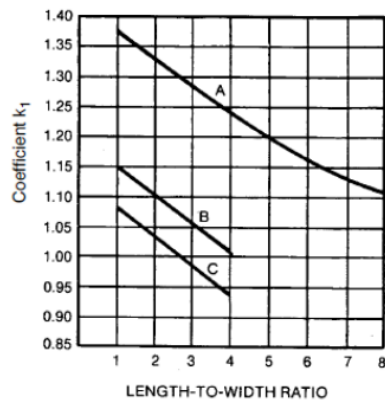
Gama de producto	EasyCan
Tipo de producto o componente	Tarjeta de E / S estándar
Frecuencia de red	50/60 Hz
Nombre de serie	EasyCan
Contenido de armónicos de la red	<= 10 %
Electrical parameters	10 kvar 440 V 50 Hz 12 kvar 440 V 60 Hz
Tensión máxima admisible	1,1 x Un - tipo de cable: 8 horas en 24 horas)
Continuous overcurrent capacity	1.5 x In
Tensión nominal	440 V AC 50/60 Hz

Anexo 36. Datos técnicos condensadores [51]

Bancos automáticos de capacitores con Interruptor principal a 480 V

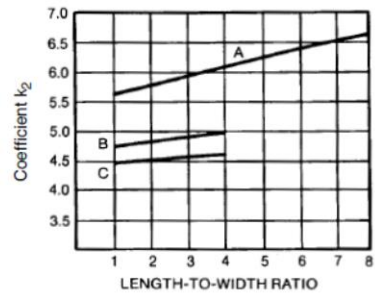
Potencia (480V) [kVAR]	Potencia (440V) [kVAR]	Sec.	Pasos	Gabinete	Peso [kg]	NEMA 1		NEMA 3R	
						Modelo	Código	Modelo	Código
60.00	50.42	1:1	6x10	Gab. 1 x1	135.20	CAB 0060 436 06P N1	787059999	CAB 0060 436 06P N3R	787059999
90.00	75.63	1:1	6x15	Gab. 1 x1	139.55	CAB 0090 436 06P N1	787059999	CAB 0090 436 06P N3R	787059999
120.00	100.83	1:1	6x20	Gab. 1 x1	143.84	CAB 0120 436 06P N1	787059999	CAB 0120 436 06P N3R	787059999
150.00	126.04	1:1	6x25	Gab. 1 x1	155.79	CAB 0150 436 06P N1	787059999	CAB 0150 436 06P N3R	787059999
180.00	151.25	1:1	6x30	Gab. 1 x1	164.13	CAB 0180 436 06P N1	787059999	CAB 0180 436 06P N3R	787059999
240.00	201.67	1:1	6x40	Gab. 1 x1	164.13	CAB 0240 436 06P N1	787059999	CAB 0240 436 06P N3R	787059999
250.00	210.07	1:1	5x50	Gab. 1 x1	167.84	CAB 0250 436 05P N1	787059999	CAB 0250 436 05P N3R	787059999
300.00	252.08	1:1	6x50	Gab. 1 x1	177.66	CAB 0300 436 06P N1	787059999	CAB 0300 436 06P N3R	787059999
300.00	252.08	1:1	5x60	Gab. 1 x1	181.81	CAB 0300 436 05P N1	787059999	CAB 0300 436 05P N3R	787059999
360.00	302.50	1:1	6x60	Gab. 1 x1	193.63	CAB 0360 436 06P N1	787059999	CAB 0360 436 06P N3R	787059999
300.00	252.08	1:1	4x75	Gab. 1 x1	184.55	CAB 0300 436 04P N1	787059999	CAB 0300 436 04P N3R	787059999
375.00	315.10	1:1	5x75	Gab. 1 x1	208.87	CAB 0375 436 05P N1	787059999	CAB 0375 436 05P N3R	787059999
450.00	378.13	1:1	6x75	Gab. 1 x1	224.59	CAB 0450 436 06P N1	787059999	CAB 0450 436 06P N3R	787059999
300.00	252.08	1:1	3x100	Gab. 1 x1	183.83	CAB 0300 436 03P N1	787059999	CAB 0300 436 03P N3R	787059999
400.00	336.11	1:1	4x100	Gab. 2 x1	239.15	CAB 0400 436 04P N1	787059999	CAB 0400 436 04P N3R	787059999
500.00	420.14	1:1	5x100	Gab. 1 x2	315.98	CAB 0500 436 05P N1	787059999	CAB 0500 436 05P N3R	787059999
600.00	504.17	1:1	6x100	Gab. 1 x2	337.20	CAB 0600 436 06P N1	787059999	CAB 0600 436 06P N3R	787059999
110.00	92.43	1:2:2	11x10	Gab. 1 x1	142.40	CAB 0110 436 11P N1	787059999	CAB 0110 436 11P N3R	787059999
165.00	138.65	1:2:2	11x15	Gab. 1 x1	160.71	CAB 0165 436 11P N1	787059999	CAB 0165 436 11P N3R	787059999
220.00	184.86	1:2:2	11x20	Gab. 1 x1	161.42	CAB 0220 436 11P N1	787059999	CAB 0220 436 11P N3R	787059999
275.00	231.08	1:2:2	11x25	Gab. 1 x1	175.05	CAB 0275 436 11P N1	787059999	CAB 0275 436 11P N3R	787059999
270.00	226.88	1:2:2	9x30	Gab. 1 x1	178.51	CAB 0270 436 09P N1	787059999	CAB 0270 436 09P N3R	787059999
330.00	277.29	1:2:2	11x30	Gab. 1 x1	190.33	CAB 0330 436 11P N1	787059999	CAB 0330 436 11P N3R	787059999
280.00	235.28	1:2:2	7x40	Gab. 2 x1	217.26	CAB 0280 436 07P N1	787059999	CAB 0280 436 07P N3R	787059999
360.00	302.50	1:2:2	9x40	Gab. 1 x2	271.15	CAB 0360 436 09P N1	787059999	CAB 0360 436 09P N3R	787059999
440.00	369.72	1:2:2	11x40	Gab. 1 x2	291.45	CAB 0440 436 11P N1	787059999	CAB 0440 436 11P N3R	787059999
250.00	210.07	1:2:2	5x50	Gab. 1 x1	171.12	CAB 0250 436 05P N1	787059999	CAB 0250 436 05P N3R	787059999
350.00	294.10	1:2:2	7x50	Gab. 2 x1	225.74	CAB 0350 436 07P N1	787059999	CAB 0350 436 07P N3R	787059999
450.00	378.13	1:2:2	9x50	Gab. 1 x2	282.27	CAB 0450 436 09P N1	787059999	CAB 0450 436 09P N3R	787059999
550.00	462.15	1:2:2	11x50	Gab. 1 x2	324.90	CAB 0550 436 11P N1	787059999	CAB 0550 436 11P N3R	787059999

Anexo 37. Catalogo banco de condensadores automático [52]



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$
 $\gamma_A = -0.04x + 1.41$
 CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_B = -0.05x + 1.20$
 CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_C = -0.05x + 1.13$

Anexo 38. Curva coeficiente k_1



CURVE A — FOR DEPTH $h = 0$
 $\gamma_A = 0.15x + 5.50$
 CURVE B — FOR DEPTH $h = 1/10 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_B = 0.10x + 4.68$
 CURVE C — FOR DEPTH $h = 1/6 \sqrt{\text{AREA}}$
 $\gamma_C = -0.05x + 4.40$

Anexo 39. Curva coeficiente k_2