Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13,2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR

Edgar Alfredo Culajay Boror
Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Fernando Navarro Fuentes

Guatemala, mayo de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13,2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

EDGAR ALFREDO CULAJAY BOROR
ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO NAVARRO FUENTES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

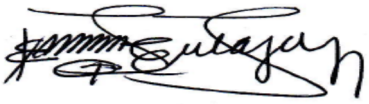
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Alberto Fernando Navarro Fuentes
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13,2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de mayo de 2011.



Edgar Alfredo Culajay Boror

Guatemala, 02 de enero de 2012

Inga. Floriza Felipa Ávila Pesquera
Coordinadora Área de Energía y Tecnología
Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

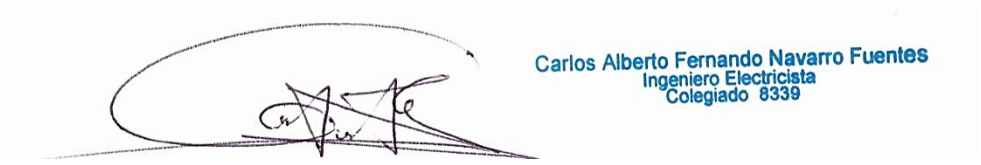
Estimada Ingeniera Ávila Pesquera:

Por este medio le informo que como Asesor de la Practica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S) del estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica **Edgar Alfredo Culajay Boror,** procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado, **"DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13,2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR".**

Le manifiesto que encuentro el trabajo satisfactorio y en mi opinión llena los requisitos para su aprobación. En virtud lo doy por APROBADO, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Carlos Alberto Fernando Navarro Fuentes

Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 46.2012.
Guatemala, 4 de SEPTIEMBRE 2012.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Elèctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: "DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13.2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR", del estudiante Edgar Alfredo Culajay Boror, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DIRECCION ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA

FJGL/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 05 de septiembre de 2012.
Ref.EPS.DOC.1217.09.12.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Edgar Alfredo Culajay Boror** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, **con carné No. 9617480** , procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13.2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR".**

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Nathanael Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica

Universidad de San Carlos de Guatemala
SUPERVISOR (A) DE EPS
Unidad de Prácticas de Ingeniería y EPS
Facultad de Ingeniería

c.c. Archivo
NJRG/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 05 de septiembre de 2012.
Ref.EPS.D.718.09.12.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13.2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Edgar Alfredo Culajay Boror,** quien fue debidamente asesorado por el Ing. Carlos Alberto Fernando Navarro Fuentes y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Universidad de San Carlos de Guatemala
DIRECCIÓN
Unidad de Prácticas de Ingeniería y EPS
Facultad de Ingeniería

Inga. Sigrid Alicia Calderón de León
Directora Unidad de EPS

SACdL/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 53.2012

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; EDGAR ALFREDO *CULAJAY BOROR* titulado: "DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13.2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DIRECCION ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA

GUATEMALA, 05 DE OCTUBRE 2,012.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 344.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y PROPUESTA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LA SUBESTACIÓN DE 3 MVA, 69/13,2 kV DEL HOSPITAL CENTRO MÉDICO MILITAR,** presentado por el estudiante universitario: **Edgar Alfredo Culajay Boror,** autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 22 de mayo de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANO
FACULTAD DE INGENIERIA

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Porque lo que he alcanzado ha sido por su gracia, misericordia y voluntad.
Mis padres	Francisco Culajay Chajón (q.e.p.d.) y Herlinda Boror Siney, como un reconocimiento al apoyo incondicional que me han brindado siempre, sus esfuerzos y su dedicación.
Mi esposa	Marta Julia Coc Patzan, por su amor, comprensión y apoyo.
Mis hijos	Eddy Ubaldo como un ejemplo para su futuro y al bebé Ángel Jacinto (q.e.p.d.).
Mis hermanos	Luis de Jesús, Laureano, René, e Irma Elvira Culajay Boror por el cariño y apoyo.
Mi familia en general	Respetuosamente.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por ser fuente de amor y sabiduría y por darme la vida y alcanzar este triunfo.
Mi madre	Herlinda Boror Siney, como muestra de agradecimiento por brindarme el apoyo moral, económico y sus múltiples esfuerzos para mi superación y la mejor herencia en mi vida.
Mi padre (q.e.p.d.)	Francisco Culajay Chajón, gratitud eterna por el apoyo brindado.
Mis hermanos	Luis de Jesús, Laureano, René e Irma Elvira Culajay Boror, con especial cariño y aprecio.
Mi esposa e hijo	Marta Julia Coc Patzán, Eddy Ubaldo, por su amor incondicional y el apoyo bridado.
Mi asesor	Ing. Carlos Alberto Navarro Fuentes, gratitud sincera, por el apoyo brindado.
La División de Ingeniería del CMM	Por permitir la realización de este proyecto y la asesoría prestada.

Mis compañeros	En general por su ayuda y colaboración en este trabajo.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por haberme formado como profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES XI
LISTA DE SÍMBOLOS XVII
GLOSARIO..... XIX
RESUMEN..... XXIII
OBJETIVOS..... XXV
INTRODUCCIÓN XXVII

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA 1
   1.1. Reseña histórica 1
   1.2. Ubicación del Centro Médico Militar..... 1
   1.3. Misión 2
   1.4. Organización..... 2
   1.5. División de Ingeniería 3
      1.5.1. Objetivos..... 3

2. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS ACTUALES DEL CENTRO MÉDICO MILITAR..... 5
   2.1. Instalaciones eléctricas..... 5
   2.2. Caracterización de cargas 5
   2.3. Sistema eléctrico actual del Centro Médico Militar..... 5
      2.3.1. Subestaciones eléctricas del Centro Médico Militar 6
         2.3.1.1. Subestación principal..... 6
         2.3.1.2. Subestación de las plantas de emergencia..... 7

2.3.1.3. Subestación del área de encamamientos.....7
2.3.1.4. Subestación área lavandería, cocina y máquinas.....7
2.3.1.5. Subestación del aire acondicionado.....7
2.3.1.6. Subestación área radiología y tomografía.....7
2.3.1.7. Subestación administración y bloque operatorio.....8
2.3.1.8. Subestación del pozo 1, edificio de ingeniería.....8
2.3.1.9. Subestación del pozo 2, gasolinera y sanidad militar.....8
2.3.1.10. Subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento.....8
2.4. Mantenimiento actual de plantas y subestaciones eléctricas.....9
2.5. Estado actual y dimensionamiento de conductores principales.....9
2.6. Ductos y tuberías.....9
2.7. Dispositivos de la protección.....10
2.7.1. Interruptores termomagnéticos.....11
2.7.2. Prueba de disparo.....11
2.7.3. Prueba de sobrecorriente.....12
2.7.4. Prueba de cortocircuito térmico.....12
2.8. Tableros.....13
2.8.1. Tablero general.....14
2.8.2. Tableros de distribución o derivados.....15
2.8.3. Tipo de mantenimiento actual a los tableros.....15
2.9. Iluminación.....19

2.9.1. Flujo luminoso 19
2.9.2. Intensidad luminosa..... 20
2.9.3. IIuminancia 20
2.9.4. Luminancia 21
2.9.5. Revisión visual..... 21
2.9.6. Medición del nivel de iluminación 21

3. SISTEMA DE TIERRA Y SISTEMA DE PROTECCIÓN ELECTROSTÁTICA 25
3.1. Red de tierras 25
3.1.1. Concepto de resistencia de tierra 26
3.1.2. Sistema conectado a tierra 26
3.1.3. Sistemas no conectados a tierra 27
3.2. Instalaciones y equipos que deben conectarse a tierra 27
3.3. Componentes del sistema de electrodos de tierra 28
3.3.1. Varilla de tierra 29
3.3.2. Tuberías metálicas de agua 30
3.3.3. Estructura metálica del edificio como electrodo de tierra 30
3.3.4. Electrodo incrustado en concreto 31
3.3.5. Anillo de tierra como electrodo de tierra 31
3.3.6. Electrodos construidos especialmente para la puesta a tierra..... 32
3.4. Funciones del electrodo de tierra..... 33
3.5. Resistividad de la tierra..... 34
3.5.1. Valor de la resistencia de conexión a tierra física.... 34
3.5.2. Mejoramiento de la resistencia a tierra 35
3.5.2.1. Intensificador GAP 39

3.5.3. Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna 41
3.5.4. Condición actual 42
3.5.5. Equipos de medición 43
3.5.5.1. Método de caída de potencial para medición de resistencia óhmica en un sistema de tierra 43
3.5.5.2. Posición de los electrodos auxiliares en medidas 44
3.5.6. Medida de resistencia de tierra de pinza 46
3.5.7. Análisis de resultados 49
3.6. Pararrayos 52
3.6.1. Estructura o funcionamiento 52
3.6.2. Descarga electrostática 52
3.6.3. Condición actual 53
3.6.4. Medición 54

4. DIAGRAMAS UNIFILARES 55
4.1. Diagrama unifilar de la subestación de 69/13,2 kV del Centro Médico Militar 57
4.2. Diagrama unifilar de la red eléctrica general del Centro Médico Militar 57

5. MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA ENERGÍA, TÉRMINOS Y DEFINICIONES 61
5.1. Definición de calidad de la energía eléctrica 61
5.1.1. Diferentes problemas de calidad de la energía 61
5.1.2. Variaciones de tensión de corta duración 62
5.1.2.1. Sags 62

5.1.2.2. Swells 63
5.1.3. Variaciones de tensión de larga duración 64
5.1.4. Interrupciones del servicio 65
5.1.5. Normas aplicables a la calidad del servicio 65
5.2. Analizadores de redes 66
5.2.1. Analizador de redes AR5 66
5.2.1.1. Programas de medida 67
5.2.1.2. Programa de medida estándar 67
5.2.2. Software para el análisis de redes eléctricas 68
5.2.3. Funciones básicas del software AR5-VISIÓN 68
5.2.4. Características técnicas del AR5 69
5.3. Mediciones realizadas a las subestaciones de distribución del Centro Médico Militar 69
5.3.1. Ejecución del proyecto 70
5.4. Medición de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas 71
5.4.1. Análisis de regulación de tensión 72
5.4.2. Análisis de desbalance de tensión 73
5.4.3. Análisis de desbalance de corriente 76
5.4.4. Análisis de la potencia activa 77
5.4.5. Análisis de la potencia reactiva 77
5.4.6. Análisis del factor de potencia 79
5.5. Medición de la subestación del aire acondicionado 79
5.5.1. Análisis de regulación de tensión 80
5.5.2. Análisis de desbalance de tensión 80
5.5.3. Análisis de desbalance de corriente 82
5.5.4. Análisis de la potencia activa 82
5.5.5. Análisis de la potencia reactiva 83
5.5.6. Análisis del factor de potencia 84

5.6. Medición de la subestación del edificio de ingeniería 85
5.6.1. Análisis de regulación de tensión 85
5.6.2. Análisis de desbalance de tensión 86
5.6.3. Análisis de desbalance de corriente 87
5.6.4. Análisis de la potencia activa 88
5.6.5. Análisis de la potencia reactiva 89
5.6.6. Análisis del factor de potencia 90
5.7. Medición de la subestación de rayos X y tomografía 91
5.7.1. Análisis de regulación de tensión 91
5.7.2. Análisis de desbalance de tensión 92
5.7.3. Análisis de desbalance de corriente 93
5.7.4. Análisis de la potencia activa 93
5.7.5. Análisis de la potencia reactiva 94
5.7.6. Análisis del factor de potencia 95
5.8. Medición de la gasolinera y sanidad militar 96
5.8.1. Análisis de regulación de tensión 96
5.8.2. Análisis de desbalance de tensión 97
5.9. Medición de la subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento 98
5.9.1. Análisis de regulación de tensión 98
5.9.2. Análisis de desbalance de tensión 99
5.10. Resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sobre el tema de calidad de la energía 100

6. ESTUDIOS DE TERMOGRAFÍA A LA SUBESTACIÓN 69/13,2 KV DEL CENTRO MÉDICO MILITAR 103
6.1. Definición del término subestación eléctrica 103
6.1.1. Clasificación 103
6.2. Principales equipos de una subestación eléctrica 104

6.2.1. Transformador de potencia 104
6.2.2. Banco de puesta a tierra 104
6.2.3. Transformadores de instrumentos 105
6.2.3.1. Transformadores de voltaje 105
6.2.3.2. Transformador de corriente 105
6.2.4. Capacitores 106
6.2.5. Apartarrayos 106
6.2.6. Interruptores 107
6.2.7. Cuchillas o seccionadores 107
6.2.8. Fusibles 108
6.2.9. Baterías 108
6.2.10. Cargadores de batería 108
6.2.11. Hilo de guarda 109
6.2.12. Aisladores 109
6.3. Definición de termografía 109
6.4. La termografía como técnica predictiva 110
6.5. Aplicación de la termografía infrarroja en mantenimiento de subestaciones eléctricas 110
6.6. Principales características de la cámara termográfica fluke Ti10 112
6.7. Aplicación de termografía a la subestación 69/13,2 kV del CMM 113
6.8. Análisis de fallas detectadas por la termografía 113
6.8.1. Criterios seguidos 114

7. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A LA SUBESTACIÓN 69/13,2 KV DEL CENTRO MÉDICO MILITAR 125
7.1. Concepto sobre mantenimiento 125
7.1.1. Mantenimiento predictivo 125

7.1.2. Mantenimiento preventivo 126
7.1.3. Mantenimiento correctivo 126
7.2. Rutinas de mantenimiento a la subestación eléctrica 127
7.2.1. Rutinas de mantenimiento al transformador de potencia 127
7.2.2. Aceite dieléctrico 127
7.2.2.1. Mantenimiento anual 128
7.2.2.2. Pruebas a aceites dieléctricos 129
7.2.3. Pruebas de rutina en campo al transformador 133
7.2.4. Mantenimiento eventual 139
7.3. Rutinas de mantenimiento preventivo al interruptor de potencia 69 kV 139
7.3.1. Limpieza general 139
7.3.2. Lubricación 140
7.3.3. Limpieza de aisladores 140
7.3.4. Medición de resistencia de polo 140
7.3.5. Pruebas al aceite dieléctrico 140
7.3.6. Pruebas de operación y de tiempo 141
7.3.7. Cargador y banco de baterías de 120 V 141
7.3.8. Frecuencia de mantenimiento al interruptor de potencia 69 kV 143
7.3.8.1. Mantenimiento bimensual 144
7.3.8.2. Mantenimiento anual 144
7.4. Inspecciones y pruebas para transformadores de instrumentos 145
7.4.1. Inspecciones y pruebas anuales 145
7.4.2. Controles predictivos 146
7.5. Sistema de tierras de la subestación 146
7.5.1. Mantenimiento anual 147

7.6. Pararrayos 147
7.6.1. Inspecciones y pruebas anuales 147
7.6.2. Estado de conexión a tierra de los pararrayos 148
7.6.3. Estado de las puntas Franklin y conexión a tierra . 148
7.6.4. Estado físico del hilo de guarda y conexión a tierra 148
7.7. Seccionadores, inspecciones y pruebas..... 149
7.7.1. Pruebas eléctricas del seccionador 149
7.8. Barras colectoras, inspecciones y pruebas..... 150
7.9. Propuesta de formularios y formas para el control de resultados de pruebas y revisiones..... 151

CONCLUSIONES 153
RECOMENDACIONES 155
BIBLIOGRAFÍA 157
APÉNDICES.... 159
ANEXOS..... 183

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Curva de operación de un interruptor termomagnético 14
2. Situación actual del tablero principal de la gasolinera, pozo 2 16
3. Situación actual del tablero general de rayos X y tomografía..... 17
4. Situación actual del tablero de administración y bloque operatorio..... 18
5. Situación actual del tablero del edificio de ingeniería y pozo 1 18
6. La varilla de tierra y la resistencia del electrodo de tierra..... 30
7. Formas en que se puede enterrar un electrodo en la tierra 33
8. Resistencia del suelo y profundidad de la varilla..... 36
9. Varilla electroquímica 38
10. Zanja alrededor del electrodo de tierra con compuestos químicos que mejoran la resistividad..... 39
11. Rangos de resistividad de diferentes productos..... 40
12. Condición actual de la red de tierras 42
13. Método de caída de potencial 43
14. Resistencia efectiva por el método de tres puntos 45
15. Variaciones de la resistencia contra distancia..... 45
16. Simulación de un sistema de tierra de una línea de distribución..... 46
17. Circuito equivalente de la figura 16 47
18. Medición de resistencia a tierra del pararrayos de la subestación principal del CMM..... 49
19. Medición de resistencia a tierra de instrumentos de medición de la subestación principal del CMM..... 50
20. Situación actual del pararrayos del CMM..... 53

21. Valor de la resistencia del electrodo del pararrayos del CMM 54
22. Símbolos estándar para diagramas eléctricos 56
23. Diagrama unifilar de la subestación 69/13,2 kV del CMM.....58
24. Diagrama unifilar de la red eléctrica general del CMM 59
25. Sag de voltaje 63
26. Swell de voltaje 63
27. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas 75
28. Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas 76
29. Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas.....77
30. Potencia reactiva de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas 78
31. Factor de potencia de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas 79
32. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado.....81
33. Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado 82
34. Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado.....83
35. Potencia reactiva inductiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado 84
36. Factor de potencia de la subestación del aire acondicionado.....85
37. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación, de ingeniería y pozo 1 87
38. Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniería y pozo 1.....88
39. Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniería y pozo 1.....89

40. Potencia reactiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniería y pozo 1 90
41. Factor de potencia de la subestación de ingeniería y pozo 1 90
42. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía del CMM 92
43. Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía 93
44. Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía 94
45. Potencia reactiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía 95
46. Factor de potencia de la subestación de rayos X y tomografía 95
47. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la gasolinera y sanidad militar 97
48. Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento 99
49. Termografía infrarroja. Vista general de la subestación de 69/13,2 kV del CMM 115
50. Termografía infrarroja del interruptor de potencia de 69 kV de la subestación del CMM 116
51. Termografía infrarroja de los aisladores de entrada de la subestación de 69 kV del CMM 117
52. Termografía infrarroja de los seccionadores de línea de la subestación de 69 kV del CMM 118
53. Termografía infrarroja de los seccionadores de barra de 69 kV del CMM 119
54. Termografía infrarroja de la barra de entrada al transformador de 69/13,2 kV del CMM 120
55. Termografía infrarroja de los aisladores de la barra de la transferencia 121

56. Termografía infrarroja del transformador de medición del CMM.....122
57. Termografía infrarroja de los aisladores de 69 kV de la subestación del CMM.....123

TABLAS

I. Descripción del diámetro de las tuberías utilizadas en el CMM.....10
II. Niveles de iluminación en distintos países.....22
III. Valores de iluminación encontrados en el CMM.....23
IV. Resistividades referenciales de suelos naturales.....34
V. Distancias aproximadas para la ubicación de los electrodos auxiliares en la medición de resistencia de tierra.....37
VI. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.....41
VII. Mediciones de la red de tierra del Centro Médico Militar.....51
VIII. Valores máximos permitidos de resistencia de la red de tierras de una subestación en función de su capacidad.....51
IX. Valor de la tensión media y nominal de la figura 27.....72
X. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 27, en un intervalo de medición.....75
XI. Valor de la tensión media y nominal de la figura 32.....80
XII. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 32, en un intervalo de medición.....81
XIII. Valor de la tensión media y nominal de la figura 37.....86
XIV. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 37, en un intervalo de medición.....86
XV. Valor de la tensión media y nominal de la figura 42.....91
XVI. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 42, en un intervalo de medición.....92

XVII. Valor de la tensión media y nominal de la tensión de la figura 47..... 96
XVIII. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 47, en un intervalo de medición 97
XIX. Valor de la tensión media y nominal de la figura 48..... 98
XX. Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 48, en un intervalo de medición 99
XXI. Acciones a seguir según la diferencia de temperatura..... 114
XXII. Pruebas a los aceites dieléctricos 129
XXIII. Valores de referencia para los índices de RAD e Ip..... 135
XXIV. Valores referenciales de la prueba de descarga dieléctrica..... 136
XXV. Períodos de mantenimiento para interruptores de potencia de 69 kV 143

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Ø	Ángulo de desfase entre los valores efectivos de voltaje y corriente.
I	Corriente
CA	Corriente alterna
CD	Corriente continua
ºC	Grados Centígrados
k	Intervalo de medición
kV	Kilovoltio. Medida de la tensión
kVA	Kilovoltamperio. Medida de la potencia aparente
µs	Microsegundo
Ip	Prueba de índice de polarización a los aceites dieléctricos.

Ω	Resistencia eléctrica en ohm
ρ	Resistividad eléctrica de un material
%	Valor en porcentaje

GLOSARIO

ANSI	Organismo normalizador en Estados Unidos, por sus siglas en inglés American National Standard Institute.
ASTM	American Society for Test and Materials (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales).
Bushing	Aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que atraviesan el tanque o tapa del transformador.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CMM	Centro Médico Militar.
Diagrama unifilar	Representación simbólica de un sistema trifásico equilibrado y sus elementos más importantes utilizando un solo hilo (como un circuito monofásico).
Dieléctrico	Un material dieléctrico es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente no permite sus desplazamientos y, por lo tanto, tampoco el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo.

IEEE	Corresponde a las siglas en inglés de The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Índice de calidad	Son indicadores individuales o globales que determinan la calidad de energía eléctrica en el punto de medición.
NETA	Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas.
NOTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
RAD	Prueba de absorción dieléctrica para aceites dieléctricos, resistencia leída a 60 segundos/resistencia, leída a 30 segundos.
SPT	Sistema de Puesta a Tierra.
TAPS	Interruptor que cambia las posiciones de la relación de transformación de voltaje, de un transformador.

TTR	Transformer Turn Ratio (medidor de relación de vueltas).
Ufer	Sistema de electrodos incrustados en concreto o en sitios donde el suelo es rocoso o es difícil la utilización de otros métodos de conexión a tierra.

RESUMEN

En el siguiente trabajo de graduación se presenta un estudio de las instalaciones eléctricas del Hospital Centro Médico Militar. Dicho estudio contiene un análisis documentado de la revisión visual y resultados de las mediciones de los valores de niveles de iluminación y valores del sistema de red de tierras de la subestación principal, así como, fotografías tomadas en el lugar como evidencia de un minucioso censo efectuado a los centros de carga de cada subestación.

Con el fin de fundamentar los resultados obtenidos se cuenta con un análisis de calidad de la energía a las diferentes subestaciones de distribución; los resultados de dicho análisis se presentan en forma gráfica, los cuales muestran el comportamiento de los parámetros eléctricos y se comparan respecto a los valores recomendados por la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica, los cuales establecen rangos de valores permitidos.

Seguidamente, como parte de un mantenimiento predictivo se cuenta con imágenes termográficas tomadas a los diferentes equipos de la subestación principal, con el fin de detectar posibles puntos calientes, cabe mencionar que estas pruebas son de carácter no destructivo que se realizan en tiempo real, en funcionamiento continuo sin necesidad de sacar de servicio ningún equipo.

Finalmente se propone un protocolo de pruebas y de formularios de mantenimiento preventivo que se deberían realizar a la subestación principal con el fin de prolongar su vida útil.

OBJETIVOS

General

Realizar un diagnóstico y una propuesta para el mantenimiento preventivo de la subestación de 3 MVA, 69/13,2 kV, del Hospital Centro Médico Militar.

Específicos

1. Realizar un diagnóstico de la situación actual de las instalaciones eléctricas con el fin de identificar áreas en mal estado principalmente en centros de cargas, iluminación y tableros de distribución.

2. Medir y analizar los parámetros más significativos de la red de tierras de la subestación principal.

3. Determinar mediante un análisis de calidad de la energía en las subestaciones eléctricas de distribución, los parámetros eléctricos que puedan dar respuesta a la calidad de energía en dichas subestaciones.

4. Medir y analizar los parámetros más significativos en la medición por medio de equipo termográfico a la subestación principal, para detectar posibles fallas y así proponer soluciones viables.

5. Proponer un protocolo de pruebas de mantenimiento preventivo, así como, fichas de seguimiento a la subestación principal con el fin de prolongar la vida útil a los equipos.

INTRODUCCIÓN

Las instalaciones eléctricas del Centro Médico Militar derivan de varios años de uso, se hace mención que hace varios años la subestación principal sufrió un daño irreparable en sus instalaciones eléctricas quedando fuera de operación el transformador que alimentaba dichas instalaciones; remplazándose el mismo por un transformador nuevo de 3 megavoltamperio, que es el que actualmente se encuentra en funcionamiento.

Es por ello, que tarde o temprano las instalaciones eléctricas necesitan tareas de mantenimiento debido a la operación de los equipos, esfuerzos eléctricos y por las condiciones ambientales, los mismos sufren deterioro o daños los cuales deben reemplazarse o de repararse. Cualquier instalación eléctrica debería revisarse periódicamente, por lo menos cada año o antes, cuando se detecte que se haya producido una falla en sus instalaciones o se haya producido un aumento significativo de la potencia instalada y contratada.

El mantenimiento siendo tan importante para los equipos, se debe realizar siguiendo una cierta periodicidad, que normalmente la determinan los fabricantes de los equipos.

Tomando en cuenta los problemas y condiciones de la institución; el presente trabajo de graduación, propone un programa de mantenimiento preventivo que se debe realizar a los equipos de la subestación principal con el fin de conservarlos, esto se da como una alternativa, cuando la empresa encargada de darle mantenimiento a la subestación principal deba efectuar todas las pruebas necesarias para el buen funcionamiento.

.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. Reseña histórica

El Centro Médico Militar es una institución del Ministerio de la Defensa Nacional, no lucrativo y en caso de los excedentes, se inclinan a la propia institución para permitir su desarrollo. Surge de un proceso en el que se intentaba brindar servicios de salud tanto a militares activos y retirados, como a sus familiares. Localizado originalmente en el área de Ciudad Vieja, zona 10 de la Ciudad de Guatemala desde finales de 1800, fue trasladado en 1997 a su ubicación actual en el área de Santa Rosita, zona 16.

En el 2006 fue abierto por primera vez a la población civil, entrando en vigencia durante el gobierno de Óscar Berger (2004-2008), avalando un convenio; firmado entre los Ministerios de Salud y Defensa, que contempla la atención de emergencias y las cirugías urgentes.

1.2. Ubicación del Centro Médico Militar

Se encuentra ubicado en finca El Palomar Acatán, Sta. Rosita zona 16 de la ciudad de Guatemala, Teléfono 2256-2260, Fax (502) 22232308.

1.3. Misión

"Dotar a su población derechohabiente de una atención especializada, en un ambiente de alta tecnología, apoyado en una infraestructura moderna y de larga vida útil, bajo una administración enfocada a utilizar eficientemente los recursos disponibles para brindar un servicio calificado."

1.4. Organización

El Centro Médico Militar, cuenta con una organización de tipo funcional, donde la dirección dicta los lineamentos y políticas para el buen desenvolvimiento de las cuatro divisiones que conforman el hospital.

- División médica
  Brinda asistencia profesional calificada a los integrantes del ejército.

- División administrativa
  Distribuye y optimiza los recursos financieros con los que se cuenta.

- División técnica operacional
  Responsable de la planificación general, de los procedimientos legales, procedimientos de enseñanza e investigación.

- División de ingeniería
  Encargada de maximizar la disponibilidad en función del rendimiento de los recursos físicos, técnicos y de equipo.

1.5. División de Ingeniería

Encargada de maximizar la disponibilidad en función del rendimiento de los recursos físicos, técnicos y de equipo. La organización de la división de ingeniería, está diseñada para tener la capacidad administrativa de delegar responsabilidades para adecuarse a nuevas necesidades de especialización, tomando en cuenta que el avance tecnológico de la atención médica en los últimos años y en los próximos ha sido y será sumamente cambiante.

El logro de los objetivos se encuentra bajo la responsabilidad del jefe de división quien traslada los lineamentos direccionales a seguir. La División de Ingeniería trabaja bajo el concepto de administración por objetivos, de aquí se definen tres metas organizacionales claramente identificables, ubicándolas administrativamente como departamentos, siendo ellos, el Departamento de Planeación y Control de Operaciones, Departamento de Obra Civil y Departamento de Equipo y Mobiliario.

1.5.1. Objetivos

- Garantizar las disponibilidades de los equipos, fluidos y energéticos para la atención de pacientes, preservando la instalación física en condiciones de funcionamiento económico, confiable y seguro, minimizando su deterioro.

- Ser participe efectivo del éxito de las demás divisiones del Centro Médico Militar y recíprocamente estas coadyuven a la de Ingeniería a alcanzar la finalidad para la cual fue creada.

2. DIAGNÓSTICO Y EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS ACTUALES DEL CENTRO MÉDICO MILITAR

2.1. Instalaciones eléctricas

Una instalación eléctrica es el conjunto de elementos necesarios que permiten transportar y distribuir la energía eléctrica desde el punto de alimentación hasta los equipos que la utilizan. Entre estos elementos se incluyen: transformadores, tableros, interruptores, cables, medidores canalizaciones y soportes.

2.2. Caracterización de cargas

Las instalaciones eléctricas del Centro Médico Militar tienen varias subestaciones: dependiendo del área así es el tipo de carga. En su mayor parte los equipos y elementos conectados son de carácter inductivo.

2.3. Sistema eléctrico actual del Centro Médico Militar

Las instalaciones eléctricas del Centro Médico Militar tienen su fuente de alimentación a través de una subestación de transformación 69 000/13 200 voltios con una capacidad del transformador de 3 megavoltamperio, este transformador alimenta una celda de 13 200 voltios, donde se derivan ocho subestaciones de media tensión de 13 200/208/120 voltios y una subestación de 13 200/380 voltios.

El servicio de emergencia es activado en sincronización con una transferencia automática cuando se da un corte de energía eléctrica o es operado en modo manual por los operadores de plantas eléctricas al momento de una falla en el modo automático o en operaciones de mantenimiento preventivo correctivo. Está cubierta por dos grupos de generadores, que se utilizan para dar servicio de apoyo con una capacidad de 750 kilovoltamperio, cada uno funciona en un voltaje de 480 voltios el cual es elevado a través de un transformador de capacidad de 2 megavoltamperio en un voltaje de 480/13 200 voltios.

Actualmente, las plantas eléctricas cubren el 100% de la carga en combinación con el transformador de 2 megavoltamperio. La combinación de estas unidades opera en forma alterna en caso de falla de una de las unidades.

2.3.1. Subestaciones eléctricas del Centro Médico Militar

El Centro Médico Militar cuenta con varias subestaciones existiendo una semejanza en el tipo de transformador, tensión de operación, tamaño y características de conexión, estas similitudes se muestran a continuación.

2.3.1.1. Subestación principal

Transformador Virginia de 3 megavoltamperio, voltaje primario de 69 000 voltios, voltaje secundario de 13 200Y/7621 voltios, conexión delta estrella aterrizada, 60 Hertz, trifásico, clase de enfriamiento : aceite mineral, aire circulación natural y aire forzado, ubicado a la intemperie.

2.3.1.2. Subestación de las plantas de emergencia

Transformador Geafol de 2 megavoltamperio, voltaje primario de 480 voltios, voltaje secundario de 13 200 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.3. Subestación del área de encamamientos

Transformador Geafol de 630 kilovoltamperio, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario de 208/120 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.4. Subestación del área de la lavandería, cocina y máquinas

Transformador Geafol de 630 kilovoltamperio, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario de 208/120 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.5. Subestación del aire acondicionado

Transformador Geafol de 500 kilovoltamperio, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario de 208/120 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.6. Subestación área de radiología y tomografía

Transformador Geafol de 500 kilovoltamperio, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario de 380 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.7. Subestación administración y bloque operatorio

Transformador Geafol de 500 kilovoltamperio, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario de 208/120 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.8. Subestación del pozo 1, edificio de ingeniería

Transformador PROLEC de 112,5 kilovoltamperio, tipo de enfriamiento: aceite mineral y aire circulación natural, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario 220/127 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.9. Subestación del pozo 2, gasolinera y sanidad militar

Transformador PROLEC de 150 kilovoltamperio, tipo de enfriamiento: aceite mineral y aire circulación natural, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario 220/127 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.3.1.10. Subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento

Transformador PROLEC de 150 kilovoltamperio, tipo de enfriamiento: aceite mineral y aire circulación natural, voltaje primario de 13 200 voltios, voltaje secundario 220/127 voltios, 60 Hertz, trifásico y conexión delta estrella.

2.4. Mantenimiento actual de plantas y subestaciones eléctricas

El mantenimiento de las plantas y subestaciones eléctricas del Centro Médico Militar, se divide en dos acciones para mantenimiento correctivo, generalmente, es realizado por alguna empresa privada que es contratada. Esta operación se realiza eventualmente como procedimiento de mantenimiento correctivo. La otra acción es realizada por los operadores de plantas eléctricas, realizando mantenimiento preventivo. El mantenimiento se centra en el chequeo de combustible, temperatura, voltaje, entre otros.

2.5. Estado actual y dimensionamiento de conductores principales

Se efectuaron las inspecciones de campo a las subestaciones y a los principales centros de carga con el objetivo de identificar los lugares a los que alimenta cada circuito. Los resultados obtenidos de la investigación se presentan en el apéndice 1, especificando nivel de protección, capacidad de barras, número de conductores por fase y desbalance de cargas y medición directa con multímetro digital.

2.6. Ductos y tuberías

Desde el punto de vista de ventilación sería deseable que todos los conductores estuvieren colocados de tal manera que el aire circulará libremente por su superficie, sin embargo, debido a las necesidades de los proyectos, regularmente van alojados en algún tipo de ducto, tubos de acero o de materiales plásticos. Estos tipos de ductos pueden alojarse en paredes o techos, colocarse en trincheras o enterrarse directamente.

Los soportes deben ser los suficientemente rígidos para resistir los esfuerzos durante el proceso de cableado. Además del aislamiento eléctrico, los conductores deben protegerse contra daños mecánicos y apartarse de fuentes de calor.

Las tuberías utilizadas en el Centro Médico Militar son en su mayoría del tipo conduit y PVC (Policloruro de Vinilo), las dimensiones de la tubería que se utilizan se registran en la siguiente tabla.

Tabla I. **Descripción del diámetro de las tuberías utilizadas en el CMM**

Descripción	Diámetro de tubería
Entrada principal a las celdas C, D, E, F, G, H, I, J, K	4 pulgadas
Distribución a tomacorrientes, luminarias y equipos	3/4 de pulgada y 1 pulgada
Otros usos	1 1/4 de pulgada a 2 pulgadas

Fuente: elaboración propia.

2.7. Dispositivos de la protección

Los dispositivos de protección tienen por objeto resguardar la seguridad de las instalaciones, evitar situaciones peligrosas para las personas o equipos, minimizar los daños por situaciones anormales de operación y aislar la zona específica donde ocurre la falla para evitar posibles daños o incendios. En todo circuito, la corriente máxima que pueda circular debe quedar limitada de acuerdo al diseño y capacidad de conducción de la corriente de los conductores, en función de la intensidad y del tiempo.

Debido al incremento de la temperatura, como función de estos dos factores, por ejemplo, es común el uso de interruptores termomagnéticos.

2.7.1. Interruptores termomagnéticos

Estos interruptores tienen una combinación de disparo térmico y magnético instantáneo en una caja moldeada (para baja tensión) proporcionando una operación con retardo de tiempo a valores de sobrecorrientes no muy elevados y con operación instantánea para corrientes de cortocircuito. Véase figura 1. La característica térmica por lo general no es ajustable después de la instalación, en tanto que el disparo instantáneo puede tener características ajustables o no ajustables dependiendo del fabricante.

En el Centro Médico Militar se encuentran protecciones del tipo de interruptores termomagnéticos marca Siemens, Westinghouse y Federal Pacific de 1, 2 y 3 polos con capacidades de 15, 20,30, 40, 50, 60, 70, 100, 200,400 amperios dependiendo de la carga a que alimentan.

2.7.2. Prueba de disparo

Para el caso de interruptores termomagnéticos la prueba de disparo se puede subdividir en dos métodos para verificar la efectividad del dispositivo de protección, siendo estas:

- Prueba de sobrecorriente
- Prueba de cortocircuito térmico

2.7.3. Prueba de sobrecorriente

Este se debe a la acción térmica, este accionamiento se obtiene con un elemento que corresponde a la corriente de sobrecarga, el elemento térmico se fábrica con dos metales diferentes soldados entre sí, uno de los metales no le afecta significativamente los cambios de temperatura, mientras al otro se expanden rápidamente por efectos de cambios de temperatura produciendo deformación del elemento metálico.

2.7.4. Prueba de cortocircuito térmico

La prueba de disparo se realiza cuando la corriente pasa por un conductor paralelo a una tira bimetálica, calentándola en función de I^2 y el tiempo, así como, a la disipación de calor del mecanismo. Al calentarse, la tira bimetálica se deflecta, empujando una palanquita del mecanismo de disparo, con lo que los contactos se abren rápidamente por la acción de un resorte tensado. Al dispararse, la palanca externa queda en una posición intermedia, indicando el disparo. Primero deberá bajarse la palanca para reponer el mecanismo de disparo y luego subirla, para cerrar nuevamente el circuito.

Las pruebas de disparo de cortocircuito efectuadas en el Centro Médico Militar, solamente se realizaron en determinados lugares debido a los equipos presentes y al tipo de servicio que presta a la sociedad. Las pruebas se realizaron al azar en algunos de los interruptores termomagnéticos instalados en los diferentes tableros con el objetivo de verificar el funcionamiento bajo condiciones de falla, dicha prueba se realizó escogiendo un interruptor termomagnético, provocando un cortocircuito directo controlado, esta prueba se realizó en circuitos de fuerza que se encuentran fuera de servicio y en interruptores termomagnéticos que se encuentran en estado de reserva.

El cortocircuito se provocó colocando los extremos en contacto físico de los conductores vivo y neutral a través de un fusible de mayor capacidad al interruptor en caso de que este no disparara favorablemente, la segunda prueba se realizó simulando una sobrecarga, para ello, se colocaron una carga que demandara una corriente superior a la nominal del interruptor, en ambas pruebas los interruptores respondieron satisfactoriamente.

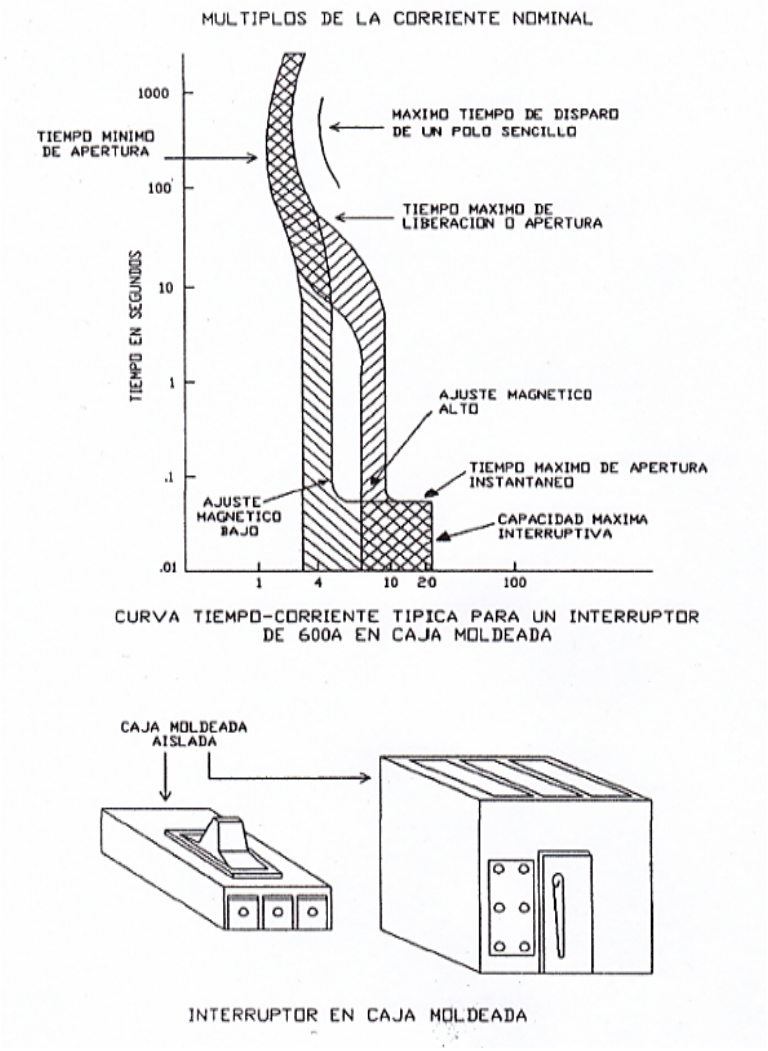
En resumen, las protecciones instaladas en el Centro Médico Militar son en su mayor parte interruptores termomagnéticos que responden favorablemente a cortocircuitos y sobrecargas; sin embargo, debido al avance rápido en la tecnología los interruptores termomagneticos instalados en los tableros de distribución son de la marca Federal Pacific, estos ya no se fabrican afectando una parte de los edificios y construcciones del Centro Médico Militar.

Debido a que anteriormente no se le han efectuado pruebas de cortocircuito y de disparo y que en su mayoría cumple la función de protección, pero tendrían que ser reemplazados en un tiempo relativamente corto.

2.8. Tableros

Un tablero se entenderá como un gabinete metálico donde se colocan instrumentos, interruptores, arrancadores o dispositivos de control. El tablero es un elemento auxiliar en algunos casos obligatorio para lograr una instalación segura, confiable y ordenada.

Figura 1. **Curva de operación de un interruptor termomagnético**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. p. 419.

2.8.1. Tablero general

Los tableros generales normalmente van colocados en subestaciones o cuartos especiales para ubicar equipo eléctrico. La alimentación se hace por medio de barras o cables directamente del secundario del transformador.

2.8.2. Tableros de distribución o derivados

Cada área esta normalmente alimentada por uno o varios tableros derivados, los cuales pueden tener un interruptor general, dependiendo de la distancia al tablero de donde se alimenta y del número de circuitos que alimente. Contienen una barra de cobre para el neutro y 1, 2 o 3 barras conectadas a las fases directamente o a través del interruptor general. Normalmente a las fases se conectan interruptores termomagnéticos de 1, 2 o 3 polos dependiendo del número de fases que se requieran para alimentar los circuitos derivados.

2.8.3. Tipo de mantenimiento actual a los tableros

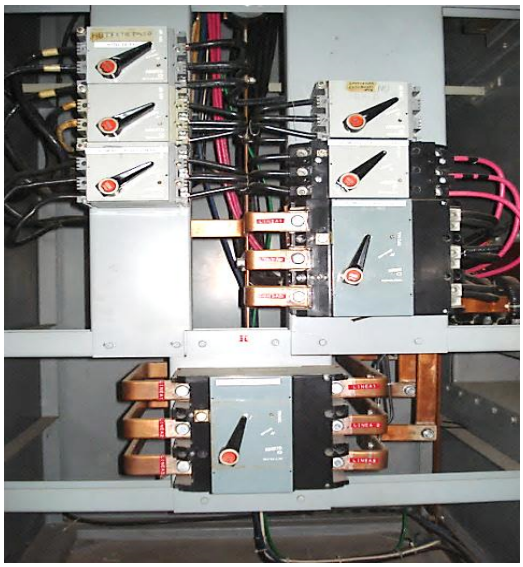
En condiciones normales de operación los tableros no requieren mantenimiento aunque en realidad depende del tipo de tablero y del servicio que prestan, estas pueden ser de control, protección o medición. En los edificios del Centro Médico Militar se conservan tableros como:

- Marca BBC Boveri, Siemens, Westinghouse, Federal Pacific
- Tipo de servicio trifásico 208/120 voltios
- Tableros de 12/24/36 polos Federal Pacific

La situación actual de los tableros del CMM se encuentra en condiciones normales de operación, trabajando en servicio normal y de emergencia, instalados en diferentes servicios; sin embargo, los tableros de distribución no llenan los requisitos de confiabilidad necesarios ya que las protecciones utilizadas son en su mayoría interruptores termomagnéticos de marca Federal Pacific tipo NJL, tecnología que actualmente ya no se fabrica y no se han realizado estudios previos para verificar su protección. Véase figura 2.

Debido a que se trata de un hospital no se pueden realizar todas las pruebas necesarias de disparo a las protecciones debido a que también se pone en riesgo la salud de los pacientes. No cabe duda que es necesario implementar un cambio de los tableros de distribución, así como, sus protecciones. Ver ensayos para evaluar los interruptores termomagnéticos en el anexo 15.

Figura 2. **Situación actual del tablero principal de la gasolinera, pozo 2**



Fuente: Centro Médico Militar, edificio No.34 de la gasolinera.

Se puede observar que los tableros se conservan en buen estado; sin embargo, las protecciones para este tipo de tableros, como se mencionó anteriormente, ya no se fabrican. Por lo que si en algún momento llegaran a colapsar solamente cuentan con algunas protecciones de reserva y no necesariamente de la misma capacidad requerida, esto provocaría serios daños, por lo que es necesario implementar un cambio total de las protecciones en un tiempo relativamente corto.

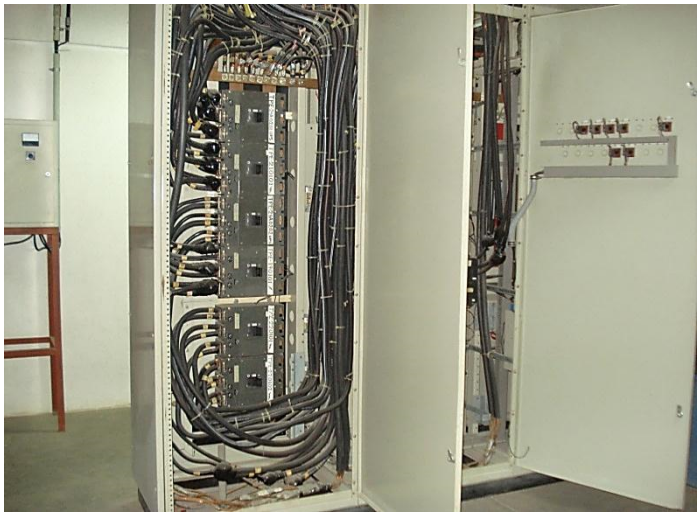
En la figura 4 se observa que el tablero y los interruptores termomagnéticos se encuentran en buen estado, pero no los conductores; sin embargo, durante las mediciones de corriente no presentaron sobrecarga. Véase apéndice 11.

Figura 3. **Situación actual del tablero general de rayos X y tomografía**

Fuente: Centro Médico Militar, sótano del edificio No.10.

Se puede visualizar que el tablero y los conductores se encuentran en buenas condiciones.

Figura 4. **Situación actual del tablero de administración y bloque operatorio**



Fuente: Centro Médico Militar, sótano del edificio No.10.

Figura 5. **Situación actual del tablero del edificio de ingeniería y pozo1**

Fuente: Centro Médico Militar, edificio No. 31, de la División de Ingeniería y Mantenimiento.

2.9. Iluminación

La iluminación es la potencia lumínica por unidad de área. Aunque en términos de ingeniería la iluminación se reemplaza por luminancia. Por definición la luminancia se expresa de la siguiente manera:

$$E = \frac{\text{flujo luminoso}}{\text{área}} = \frac{F}{A} \qquad \text{Ec. 2,1}$$

Donde:

E = luminancia, (lux en sistema internacional SI)
F = flujo luminoso (potencia), lúmenes
A = área, pies cuadrados (o bien metros cuadrados SI)

2.9.1. Flujo luminoso

El flujo luminoso es la cantidad de luz emitida por una fuente luminosa (puede ser una lámpara) en la unidad de tiempo el (segundo). La unidad de medida del flujo luminoso es el lumen. Prácticamente, si se considera que la fuente de iluminación es una lámpara, parte del flujo luminoso la absorbe el propio aparato de iluminación. También debe hacer notar que el flujo luminoso no se distribuye en forma uniforme en todas las direcciones y que disminuye, si sobre la lámpara se depositan polvo y otras substancias. El flujo luminoso se denota por la letra griega Ø (se lee FI).

2.9.2. Intensidad luminosa

Es una magnitud característica del objeto iluminado, ya que indica la cantidad de luz que incide sobre una unidad de superficie del objeto, cuando es iluminado por una fuente de luz. Se conoce como intensidad luminosa al flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta, su símbolo es I y su unidad la candela (cd).

2.9.3. Iluminancia

Iluminancia o iluminación, se define como el flujo luminoso incidente por unidad de superficie, se designa con el símbolo E y se mide en Lux. El lux se puede definir como una iluminación de una superficie de 1 metro cuadrado cuando sobre ella incide uniformemente repartido, un flujo luminoso de 1 lumen.

$$E = \frac{\emptyset}{S} \qquad \frac{\text{lumen}}{m^2} = \text{lux} \qquad \text{Ec. 2,2}$$

Donde:

E = iluminancia o iluminación
Ø = flujo luminoso
S = área en metros cuadrados

Cuando la unidad de flujo es el lumen y el área está expresada en pies cuadrados, la unidad de iluminación es el Footcandle (fc). Cuando el área está expresada en metros cuadrados, la unidad de iluminación es el lux.

2.9.4. Luminancia

Es la intensidad luminosa reflejada por una superficie. La luz puede ser generada por el objeto, como el Sol o alguna fuente luminosa, la luminancia es una cantidad direccional, dependiendo del ángulo de visión y de las características de la superficie, la luminancia se expresa como lúmenes/metro cuadrado o candela/área.

2.9.5. Revisión visual

La cantidad observada durante las inspecciones de campo de las lámparas instaladas en el CMM es de aproximadamente un 60% de las lámparas en funcionamiento. Las luminarias instaladas en diferentes ambientes lámparas exteriores, pasillos, dentro del hospital, así como, iluminación pública funcionan parcialmente debido a que difusores y tubos quemados ocultan parcial o totalmente el nivel de iluminación. Debido a que no se cambian periódicamente, por los recursos limitados, la solución más viable a esta problemática es un adecuado mantenimiento a las lámparas ya instaladas.

2.9.6. Medición del nivel de iluminación

Para determinar la condición actual del nivel de iluminación en los diferentes ambientes del CMM, se realizaron mediciones con el fin de confirmar los valores de iluminación que existen en las diferentes áreas, a modo de verificar si es el adecuado. La medición de los valores de lux se obtuvieron a tráves de medición directa con luxómetro digital, cuyos resultados y características se muestran en la tabla II, también se muestran los niveles de iluminación recomendados para las distintas áreas en hospitales que se usan en otros países véase tabla III.

Con base a comparaciones de la tabla II y III se puede determinar que los niveles de iluminación encontrados en diferentes áreas del Centro Médico Militar es la adecuada en la mayor parte de los ambientes debido a que no es necesario agregar más lámparas para mejorar el nivel de iluminación.

Tabla II. **Niveles de iluminación en distintos países**

	Argentina	**Australia**	**Austria**	**Brasil**	**China**	**Republica Checa**	**Dinamarca**	**Finlandia**	**Francia**
local	**lux**	**lux**	**lux**	**lux**	**lux**	**lux**	**lux**	**lux**	
HOSPITALES									
Áreas comunes	100	240	200	75-150	50-200	50-100	200		100
Habitaciones con pacientes	100		100	100-300	150	100-200	50-200	50-100	50-100
Sala de operaciones	700	500	1000	300-750		1 000-2 000		1 000-2 000	300-1000
Mesa de operaciones	1 500		20 000-100 000	10 000-20 000		100 00-20 000		30 000-75 000	20 000-100 000

Fuente: CEN, European Standard (1996). Lighting applications. Bélgica.

Tabla III. **Valores de iluminación encontrados en el CMM**

No.	Centro Médico Militar	Iluminación lux	Observaciones
1	Pasillo pediatría	135	adecuado
2	Gradas	55	inadecuado
3	Ascensores	40	inadecuado
4	Pasillo hospital de día	150	adecuado
5	Gradas a hospital de día	100	adecuado
6	Baños hombres	70	inadecuado
7	Biblioteca	145	adecuado
8	Pasillo ceiba	40	inadecuado
9	Encamamiento/ginecología	70	inadecuado
10	Encamamiento pediatría	200	adecuado
11	Intensivo pediatría	400	adecuado
12	Sección Nutrición	60	inadecuado
13	Pasillo Tecun Umán	75	inadecuado
14	Pasillo Quiriguá	100	adecuado
15	Pasillo Tikal	200	adecuado
16	Cocina	88	inadecuado
17	Comedor	200	adecuado
18	Departamento Dietética	377	adecuado
19	Encamamiento Ceiba	60	inadecuado
20	Auditoría interna	92	inadecuado
21	Lavandería	125	adecuado
22	Aula rug y estudiantes Mariano Gálvez	100	adecuado
23	Encamamiento Kaibil Balam	75	inadecuado
24	Intensivo	150	adecuado
25	Quirófano 4	3 330	adecuado
26	Quirófano 5	4 750	adecuado
27	Anestesia	100	adecuado
28	Sección de docencia e investigación	125	adecuado
29	Secretaria División de Ingeniería	505	adecuado
30	Salón de conferencia División de Ingeniería	450	adecuado
31	Jefatura División de Ingeniería	500	adecuado
32	Banco de sangre	170	adecuado
33	Cerología	185	adecuado
34	Archivo clínico	86	inadecuado
45	Bioquímica	134	adecuado
36	Microbiología	130	adecuado
37	Urología	275	adecuado
38	Cronología	250	adecuado
39	RX Flouroscopía	135	adecuado
40	Multix	70	inadecuado
41	Tomografía	233	adecuado
42	Resonancia magnética	230	adecuado
43	Suministros	74	inadecuado
44	Farmacia	166	adecuado

Fuente: elaboración propia.

3. SISTEMA DE TIERRA Y SISTEMA DE PROTECCIÓN ELECTROSTÁTICA

3.1. Red de tierras

En una instalación eléctrica la conexión a tierra tiene la importancia fundamental para la protección del personal y de los equipos. Una instalación eléctrica no puede considerarse adecuada si no tiene un sistema de tierra que cumpla con todos los requisitos para proporcionar esta protección. A través de los años se han desarrollado técnicas efectivas de tierra; también se han encontrado problemas comunes que deben evitarse, estas técnicas han sido recopiladas en códigos de seguridad y publicaciones adoptados como estándares. Entre estos, el Código Eléctrico Nacional (en inglés National Electric Code-NEC), que rige a los Estados Unidos, al que normalmente se acude como base para los estándares en particular el artículo 250 de este código.

También, el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos publica manuales de diseño. Estos manuales son publicados como recomendaciones y algunos son reconocidos por American National Standars Institute (ANSI). También, en Guatemala, la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica, CNEE, es el ente encargado de emitir las normas y resoluciones de los métodos de puesta a tierra, siendo estas las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) en el título II capítulo IV.

3.1.1. Concepto de resistencia de tierra

Eléctricamente el globo terrestre (la Tierra) es considerado que posee un potencial eléctrico de cero voltios, así que un conductor conectado a ella tendería a poseer el mismo potencial.

3.1.2. Sistema conectado a tierra

Cuando un sistema eléctrico está conectado a tierra, ya sea intencional o accidentalmente, se dice que el sistema está puesto a tierra. En general, todos los sistemas eléctricos de los edificios están conectados a tierra de manera intencional en el punto del sistema donde el voltaje, comparado con tierra, es más pequeño. Existen varias razones para la puesta a tierra, entre estas están:

- Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayo, sin exceder los límites de operación de los equipos.

- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.

- Dar mayor confiabilidad al servicio eléctrico.

3.1.3. Sistemas no conectados a tierra

Aunque se prefiere la conexión a tierra en los sistemas eléctricos generales de los edificios, de hecho tiene una desventaja; un sistema conectado a tierra fácilmente puede ser disparado, es decir, puesto fuera de servicio siempre que el lado no puesto a tierra del sistema accidentalmente la toque. La puesta a tierra no evita la aparición de falla; sin embargo, una puesta a tierra correcta ofrece una trayectoria de baja impedancia para el flujo de corriente y limita el tiempo en que está activa la falla en el circuito.

Por esta razón, la alimentación de la energía eléctrica en salas de cirugía o de operaciones no está conectada a tierra. Sin embargo, los sistemas de distribución de energía no conectados a tierra deben aislarse del sistema principal mediante transformadores aislados individuales y equipados con un sistema de detección sensible a tierra, para verificar cualquier puesta a tierra accidental. El sistema de detección permite que el sistema de alimentación continúe operando hasta que la falla (tierra accidental) sea corregida.

3.2. Instalaciones y equipos que deben conectarse a tierra

Según las normas internacionales, se deben conectar a tierra los siguientes elementos:

Si el SPT es de servicio particular

- La barra equipotencial del tablero de distribución.
- La bajada del pararrayos.
- Los armados de acero de las estructuras de concreto del edificio.

- Las tuberías y conductos metálicos (agua y otros) excepto tuberías de combustible.

Si el SPT es de servicio público:

- El punto neutro de los transformadores y sistemas eléctricos.

- Las bajadas de tierra de los pararrayos y descargadores.

- Las estructuras, carcasas y masas de todas las máquinas y equipos eléctricos.

- Los soportes metálicos de los aislamientos de líneas y sistemas eléctricos.

- Las masas de los instrumentos y aparatos manuales cuando un equipo es alimentado por una instalación eléctrica diferente de la instalación interior, se debe proveer un medio para su conexión a tierra.

3.3. Componentes del sistema de electrodos de tierra

El Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos, permite una serie de opciones con relación al electrodo de tierra, particularmente en la parte C del artículo 250-52. Además, si existe más de uno en la estructura de un edificio, esto debe unirse conjuntamente para formar el sistema de electrodo.

3.3.1. Varilla de tierra

El código mencionado requiere que si se utiliza una varilla de tierra está deberá tener:

- 5/8 de pulgada de diámetro o mayor si son fabricadas de hierro o acero.
- ½ pulgada de diámetro o mayor si son fabricadas de material no ferrosos y listadas para este fin.
- 2,44 metros (8 pies) mínimo de longitud, un diámetro de 13 milímetros (1/2 pulgada) como medidas mínimas.
- Las varillas de aluminio no son permitidas.

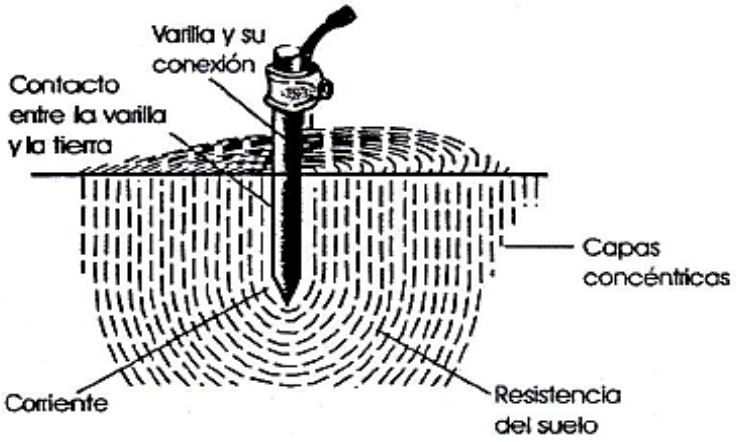
Se ha probado que un incremento en la longitud de la varilla tiene un impacto favorable en la resistencia de la tierra que un aumento en su diámetro.

Entre más larga es la varilla menor será la resistencia a tierra. La figura 6 ilustra la teoría de la varilla y su resistencia que la rodea.

Existen tres resistencias que considerar

- La de la varilla misma
- La de contacto entre la varilla y la tierra
- La de la tierra que rodea la varilla

Figura 6. **La varilla de tierra y la resistencia del electrodo de tierra**



Fuente: DÍAZ, Pablo. Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución. p. 38.

3.3.2. Tuberías metálicas de agua

En la sección 250-50 (a) del NEC, define las exigencias para una tubería metálica de agua como electrodo de tierra y señala que debe ser de metal, se debe enterrar y hacer contacto directo con la tierra, debe tener una longitud mínima de 3,05 metros o mayor, deberá tener continuidad eléctrica.

3.3.3. Estructura metálica del edificio como electrodo de tierra

La estructura o armazón del edificio puede utilizarse como electrodo de tierra cuando una tubería metálica de agua es el electrodo primario, se considera a la estructura metálica del edificio como electrodo complementario; sin embargo, el código no expone cómo se conectan a tierra la vigas de acero del edificio de una manera efectiva.

3.3.4. Electrodo incrustado en concreto

Este electrodo o Ufer es utilizado en sitios remotos cuando el suelo es rocoso y es difícil la utilización de otros esquemas de conexión a tierra, consiste en una o más varillas de una longitud mínima de 6 metros en contacto directo con la tierra y cubierto un mínimo de 5 centímetros de concreto (2 pulgadas).

El electrodo incrustado en concreto ofrece las siguientes ventajas:

- El concreto en contacto directo con la tierra tiende a retener la humedad.
- Las varillas de refuerzo ofrecen más de una trayectoria para el flujo de electrones.
- El concreto proporciona una superficie amplia de contacto con la tierra.
- Muchas pruebas realizadas con la tierra Ufer han demostrado que es un electrodo de tierra efectivo y confiable.

3.3.5. Anillo de tierra como electrodo de tierra

Un anillo de tierra es un cable de cobre desnudo colocado alrededor del edificio o estructura de una longitud mínima de 6 metros de alambre de cobre y de tamaño no menor que el calibre 2 AWG (American Wire Gauge), este cable debe estar en contacto directo con la tierra en una profundidad no menor a 76,2 centímetros.

3.3.6. Electrodos construidos especialmente para la puesta a tierra

Electrodos de varilla y tubo

Son los electrodos de tierra más comunes, sección 250-52 c del código no deben medir menos de 2,44 metros (8 pies) de longitud. Deben estar compuestos de los siguientes materiales y se debe instalar de la siguiente manera:

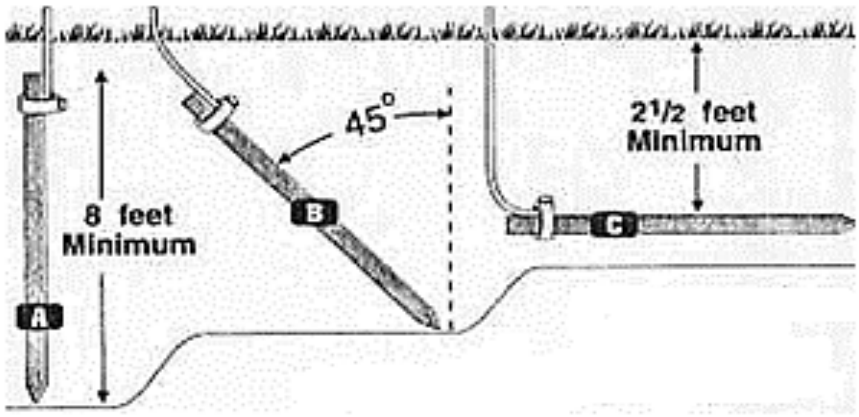
- Los electrodos o varillas de acero o hierro tendrán un diámetro mínimo de 1,59 centímetros (5/8 de pulgada).

    - Las varillas de acero inoxidable y la varillas de material no ferrosos menores de 5 centímetros (1/16 de pulgada) de diámetro pueden usarse, sólo si se encuentran certificadas para tal fin.

- El electrodo se debe instalar de manera que al menos 2,44 metros (8 pies) queden en contacto con el terreno.

    - Se deberá llevar a una profundidad mínima de 2,44 metros (8 pies) excepto que, en donde se encuentre base de roca, el electrodo se debe dirigir en un ángulo oblicuo que no supere los 45 grados desde la vertical o se debe enterrar en una zanja que esté al menos a 762 milímetros de profundidad. Ver figura 7.

Figura 7. **Formas en que se puede enterrar un electrodo en la tierra**



Fuente: Ruelas Roberto. www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html.Consulta: octubre de 2011.

3.4. Funciones del electrodo de tierra

Las funciones del electrodo de tierra son:

- Mantener un buen contacto con la tierra de tal forma que las partes metálicas de la instalación eléctrica, que no conducen corriente y que se conectan al sistema de tierra mantengan al potencial de tierra o potencial cero.

- Proporcionar muchas trayectorias a tierra para la gran cantidad de electrones generados por una descarga atmosférica o un sobrevoltaje transitorio, de tal forma que sean disipadas en forma instantánea.

- Drenar las corrientes de fuga a tierra, lo mismo que las descargas electrostáticas, las cuales pueden generarse o acumularse en las cubiertas metálicas de los equipos.

3.5. Resistividad de la tierra

La resistividad de la tierra es el factor clave que determina cual será la resistencia de electrodo de toma de tierra y a qué profundidad debe ser enterrada para obtener una resistencia de tierra baja. La resistividad de la tierra varía ampliamente a través del globo y cambia con las estaciones. La resistividad de la tierra es determinada en gran parte por su contenido de electrolitos, que consisten en humedad, minerales y sales disueltas. Una tierra seca posee una alta resistividad si contiene sales no solubles, véase tabla IV.

Tabla IV. **Resistividades referenciales de suelos naturales**

	Resistividad (aprox), Ω-cm		
Tierra	**Mínimo**	**promedio**	**máximo**
Cenizas, Cinders, salmuera, desperdicio	590	2 370	7 000
arcilla, barro, lodo firme	340	4 060	16 300
mismo anterior, solo con mayor arena y proporción de arena y grava	1 020	15 800	135 000
Grava, arena, piedras con un poco de arcilla o suelo firme	59 000	94 000	458 000

Fuente: AEMC. Manual de pruebas de resistencia a tierra 4610. p.2.

3.5.1. Valor de la resistencia de conexión a tierra física

Idealmente una conexión a tierra física debe tener una resistencia de cero ohms. No existe un valor normalizado de resistencia de conexión a tierra física que sea reconocido por todas las entidades normalizadoras. Sin embargo, la NFPA (National Fire Protection Association) y el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) han recomendado un valor de resistencia de conexión a tierra física de 25 ohmios o menos.

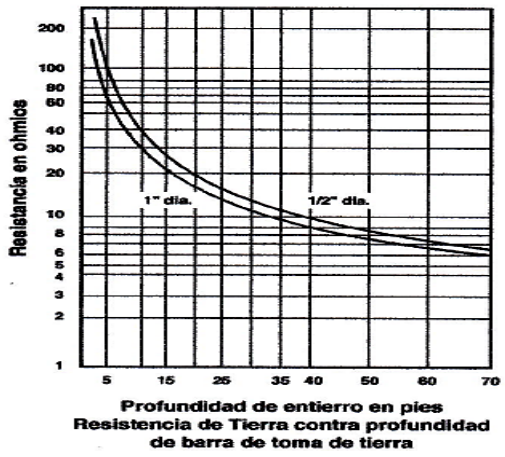
La práctica recomendada IEEE 142 (1991) prácticas recomendadas para la conexión a tierra de sistemas eléctricos industriales y comerciales sugiere una resistencia de la toma de tierra entre 1 y 5 ohmios para sistemas comerciales o industriales de gran tamaño. El NEC ha indicado lo siguiente: Asegúrese de que la impedancia del sistema a la conexión a tierra física sea de menos de 25 ohmios, tal como se especifica en NEC 250,56 (1987). En instalaciones con equipo sensible, debe ser de 5,0 ohmios o menos. La industria de las telecomunicaciones con frecuencia ha utilizado 5,0 ohmios o menos como su valor para conexión a tierra física y unión.

3.5.2. Mejoramiento de la resistencia a tierra

En lugares donde la medición de la resistencia del suelo es mayor que 1, 5 o 25 ohms es preciso emplear ciertas técnicas para disminuirla. Si se duplica el diámetro del electrodo de tierra la impedancia disminuirá sólo un 10% aproximadamente, mientras si se duplica la longitud de la varilla a tierra la impedancia disminuirá hasta un 40%. Cuando la resistividad no es lo suficientemente baja, pueden utilizarse varios métodos para mejorarla entre estos métodos están:

- El aumento de la longitud del electrodo de tierra
- La utilización de varias varillas
- Tratamiento del suelo

Figura 8. **Resistencia del suelo y profundidad de la varilla**



Fuente: AEMC. Manual de pruebas de resistencia a tierra 4610. p.6.

La figura 8 muestra que el diámetro de la varilla no tiene gran efecto en la reducción de la resistencia de tierra, razón por la cual el código exige una separación mínima de 1,8 metros entre varillas. Si estas se encuentran a distancias menores entre sí, las capas concéntricas de cada varilla estarían superpuestas entre sí formando un electrodo de gran tamaño y de mayor diámetro, lo cual no es efectivo. No se puede asignar una distancia estándar entre las varillas 1, 2, y 3 ya que la distancia depende tanto del diámetro del electrodo de prueba, como de su longitud y la homogeneidad del suelo.

Se puede determinar una distancia aproximada usando la tabla V si se supone la utilización de un electrodo de 2,9 centímetros (1 pulgada) de diámetro. La distancia se reduce 10% por 5,8 centímetros (2 pulgadas) de diámetro y se incrementa 10 % por 5,8 centímetros (2 pulgadas) de diámetro.
Si esta resistencia es mayor de 5 ohmios (más de 1 ohmio en un área de alta incidencia de rayos) la resistencia se debe reducir por medio de electrodos artificiales adicionales.

Tabla V. **Distancias aproximadas para la ubicación de los electrodos auxiliares en la medición de resistencia de tierra**

Distancia aproximada a los electrodo auxiliares usando el método del 62 %		
Profundidad de enterramiento	**Distancia a Y**	**Distancia a Z**
1,8 m (6 pies)	13,5 m (45 pies)	21,6 m (72 pies)
2,4 m (8 pies)	15,0 m (50 pies)	24,0 m (80 pies)
3,0 m (10 pies)	16,5 m (55 pies)	26,4 m (88 pies)
3,6 m (12 pies)	18,0 m (60 pies)	28,8 m (96 pies)
5.4 m (18 pies)	21,3 m (71 pies)	34,5 m (115pies)
6,0m (20 pies)	22,2 m (74 pies)	36,0m (120 pies)
9,0m (30 pies)	25,8 m (86 pies)	42,0m (140 pies)

Fuente: DÍAZ, Pablo. Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución. p. 53.

Otra forma de mejorar o disminuir la resistencia de un terreno de superficie reducida o bien de un terreno grande, pero con alta resistividad, es a través de un tratamiento químico previo del terreno en cuestión, mediante cualquiera de las siguientes sustancias:

- Cloruro de sodio
  No es recomendable por ser muy corrosivo, sobre todo para el hierro

- Sulfato de cobre
  Es el que más se utiliza

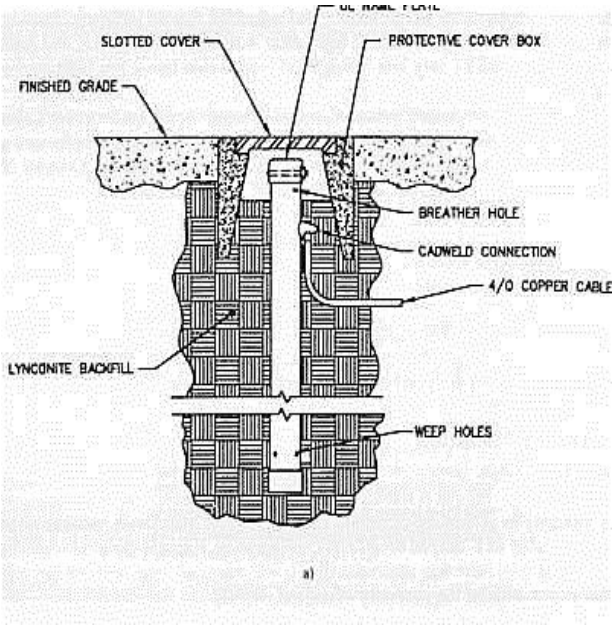
- Carbón o grafito en polvo
  Son materiales inertes y de muy baja resistencia eléctrica

Bentonita

Es un barro formado por materiales volcánicos. No es corrosivo y tienen una resistividad de 2,5 ohmios-metro. La baja resistividad resulta de un proceso electrolítico entre sus elementos que son, agua, sodio, potasio, calcio, magnesio, los cuales al ionizarse abaten la resistividad del terreno.

Para meter la bentonita se acostumbra perforar un hoyo entre 15 y 25 centímetros de diámetro donde se mete el electrodo y se rellena con la bentonita. Aparte del relleno con alguno de los compuestos mencionados, existen otros métodos químicos más. En el primero, es el uso de un electrodo hueco relleno de una sustancia química que se diluirá con el tiempo en el terreno adyacente. Ver figura 9.

Figura 9. **Varilla electroquímica**

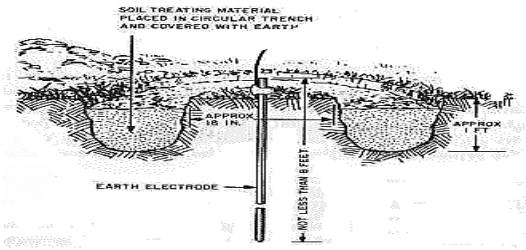


Fuente: RUELAS, Roberto. www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html.Consulta: octubre de 2011.

Este método es efectivo donde hay poco espacio, como en banquetas o estacionamientos, pero es fácilmente demostrable que la resistencia a tierra obtenida; puede ser fácilmente obtenida de una manera más económica con electrodos múltiples.

El otro método es excavar una zanja alrededor de la varilla y llenarla con unos 20 o 40 kilogramos de los compuestos químicos mencionados arriba, diluyendo con agua. Véase figura 10. La primera carga dura unos 2 o 3 años y, las posteriores aún más, por lo que el mantenimiento es menos frecuente con el tiempo.

Figura10. **Zanja alrededor del electrodo de tierra con compuestos químicos que mejoran la resistividad**



Fuente: RUELAS, Roberto. www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html.Consulta: octubre de 2011.

3.5.2.1. Intensificador GAP

Además, en el diseño de la red de tierras de los edificios se recomienda usar el llamado intensificador GAP que es un producto conductor de electricidad que se utiliza como relleno en los sistemas de tierras para incrementar y mejorar las propiedades conductivas del terreno, mejorando y economizando los resultados necesarios para el buen funcionamiento del mismo. Véase figura 11.

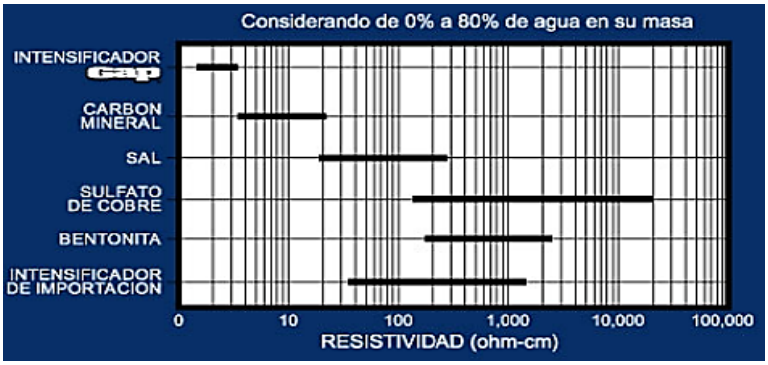
Ventajas del GAP

- Mejor rendimiento costo/beneficio
- Brindar seguridad al personal
- Proporcionar baja resistencia todo el año
- Larga vida útil, garantizando cumplir con especificaciones de CFE
- Libre de mantenimiento, no requiere de agua
- Ecológico, no contamina el subsuelo
- Resulta muy sencilla su instalación
- Evita la corrosión del sistema de tierra

Resistencia eléctrica del GAP

El GAP fue sometido a pruebas de resistencia eléctrica encontrando que tiene un valor de 3,4 ohm-centímetro, el cual resultó ser el más bajo de todos los productos que se utilizaban anteriormente como relleno en los sistemas de tierra. Ver figura 11.

Figura 11. **Rangos de resistividad de diferentes productos**



Fuente: www.mexwell.com.Consulta: octubre de 2011.

3.5.3. Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente alterna

El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra de un sistema de corriente alterna puesto a tierra o no, no debe ser inferior a la regla básica de la sección 250-66 del NEC ver tabla VI.

Tabla VI. **Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna**

calibre del mayor conductor de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra	
cobre	aluminio o aluminio recubierto de cobre	cobre	aluminio o aluminio recubierto de cobre
2 o menor	1/2 o menor	8	6
1 o 1/0	2/0 o 3/0	6	4
2/0 o 3/0	4/0 o 250 kcmil	4	2
más de 3/0 hasta 350 kcmil	más de 250 kcmil hasta 500 kcmil	2	1/0
más de 350 kcmil hasta 600 kcmil	más de 500 kcmil hasta 900 kcmil	1/0	3/0
más de 600 kcmil hasta 1 100 kcmil	más de 900 kcmil hasta 1 750 kcmil	2/0	4/0
más de 1 110 kcmil	más de 1 750 kcmil	3/0	250 kcmil

Fuente: NFPA. Código Eléctrico Nacional. 1999. p. 70-112.

3.5.4. Condición actual

Dentro de este concepto se realizó una inspección visual a los edificios del Centro Médico Militar con el fin de lograr analizar la problemática existente del estado físico y valores de resistencia del sistema de puesta a tierra; se puede observar en la figura 12, que el estado físico de la puesta a tierra es bastante aceptable. Sin embargo, se debe tener cuidado cuando se realicen instalaciones nuevas, estas se conecten al sistema de tierra o cuando personal de mantenimiento realice trabajos de excavación, para que no rompan las conexiones, debido a que una falla o descarga eléctrica en este sistema puede provocar severos daños al personal equipos o pacientes.

Figura 12. **Condición actual de la red de tierras**

Fuente: Centro Médico Militar, sótano del edificio. No. 31.

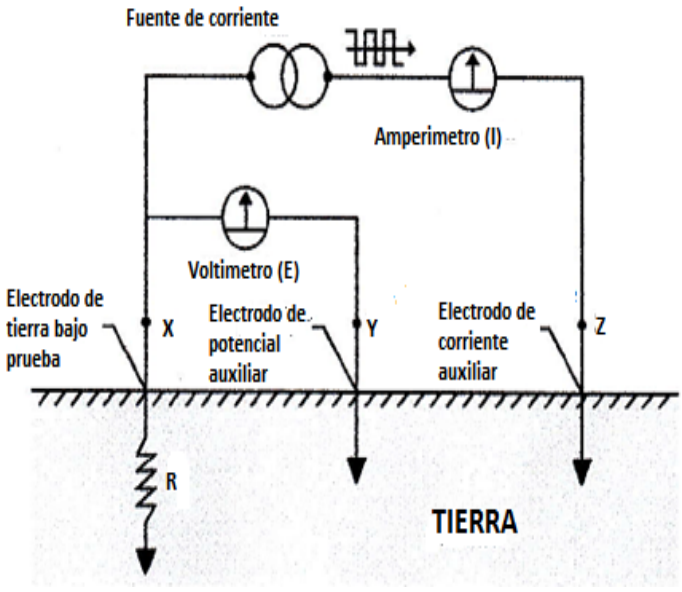
3.5.5. Equipos de medición

El propósito de esta prueba es verificar el funcionamiento del sistema de tierra, para tener la certeza de que la resistencia a tierra está dentro de los valores aceptables.

3.5.5.1. Método de caída de potencial para medición de resistencia óhmica en un sistema de tierra

Este procedimiento involucra la utilización de dos electrodos auxiliares uno de potencial y otro de corriente. La diferencia de potencial entre las barras X y Y es medida por un multímetro y el flujo de corriente entre las barras X y Z es medido por un amperímetro. Por la ley de Ohm, la relación V/I da el valor de la resistencia. Ver figura13.

Figura 13. **Método de caída de potencial**



Fuente: AEMC. Manual de pruebas de resistencia a tierra 4610. p.8.

Pasos para la medición:

- Seleccionar la trayectoria en que se van a realizar las mediciones, evitando la influencia de líneas de transmisión, es decir, que la línea de acción sobre la cual se van a realizar las mediciones no esté debajo de líneas de transmisión.

- Los dos terminales (P1 y C1) del aparato de prueba se puentean para conectarse directamente al electrodo de la red de tierra que se pretende probar (X). La terminal de potencial (P2) se conecta al electrodo de potencial (Y) y la terminal de corriente (C2) al electrodo de corriente (Z).Véase la figura14.

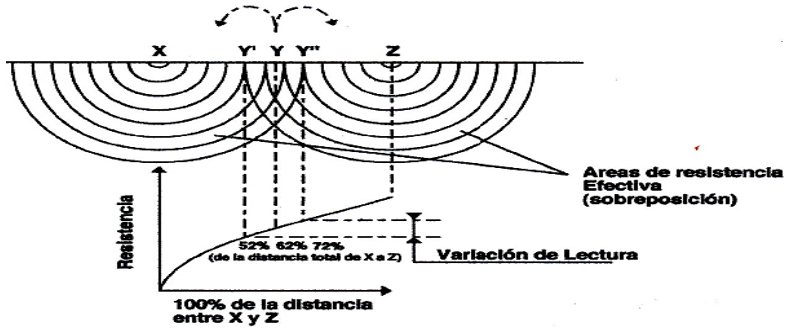
- Las varillas de prueba Y y Z deberán clavarse a una profundidad de 40 a 60 centímetros aproximadamente.

3.5.5.2. Posición de los electrodos auxiliares en medidas

El propósito de la medición de la resistencia a tierra en el lugar es colocar el electrodo de corriente auxiliar Z lo suficientemente lejos del electrodo de tierra bajo prueba de manera que el electrodo de potencial auxiliar Y esté fuera de las áreas de resistencia efectiva del electrodo de tierra y del electrodo de corriente auxiliar. La mejor manera de descubrir si la barra de potencial auxiliar Y está fuera de las áreas de resistencia efectiva es moverla entre X y Z y tomar una lectura en cada sitio. Véase figura 15. Si la barra de potencial auxiliar Y está en un área de resistencia efectiva (o en las dos se sobreponen, como en la figura 14), al desplazar las lecturas tomadas, variarán notablemente de valor.

Bajo estas condiciones, no se puede determinar un valor exacto para la resistencia de tierra.

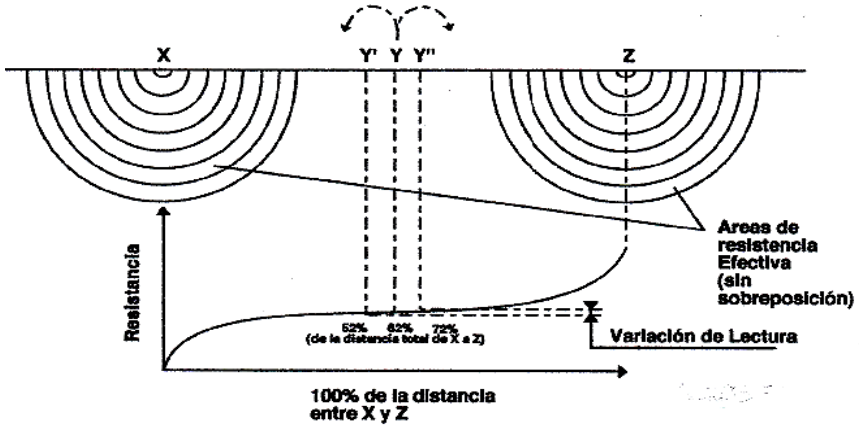
Figura 14. **Resistencia efectiva por el método de tres puntos**



Fuente: AEMC. Manual pruebas de resistencia a tierra 4610. p.9.

Por otra parte, si la barra de potencial auxiliar Y está situada fuera de las áreas de resistencia efectiva. Ver figura 15.

Figura 15. **Variaciones de la resistencia contra distancia**



Fuente: AEMC. Manual pruebas de resistencia a tierra 4610. p. 9.

Cuando Y es movida arriba y abajo la variación de la lectura es mínima. Las lecturas tomadas deberían estar relativamente cerca unas de las otras y son los mejores valores para la resistencia a tierra, de la tierra X. Las lecturas deberían ser dibujadas para asegurar que caen en esta región como se muestra en la figura 15. La región es a menudo llamada el área del 62%.

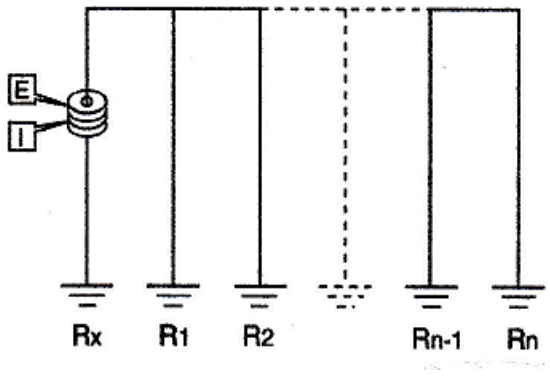
3.5.6. Medida de resistencia de tierra de pinza

Este método ofrece la habilidad de medir la resistencia sin desconectar la toma de tierra. También ofrece la ventaja de incluir las resistencias de enlace con la tierra y de conexión de tierra total.

Principio de funcionamiento:

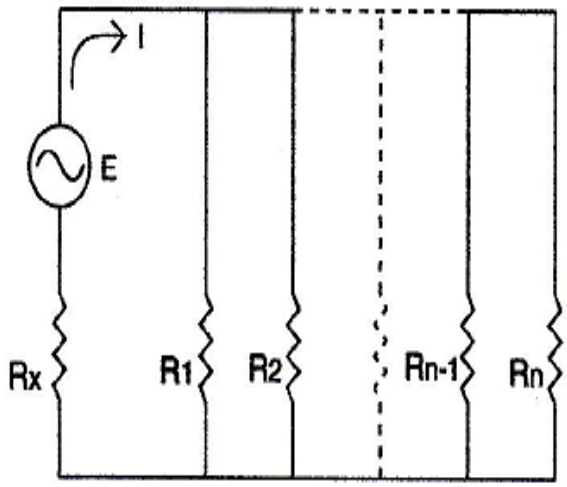
Normalmente, un sistema de puesta a tierra de una línea de distribución común puede ser simulado como un circuito básico simple como el de la figura 16 o un circuito equivalente mostrado en la figura 17.

Figura 16. **Simulación de un sistema de tierra de una línea de distribución**



Fuente: AEMC. Manual de pruebas de resistencia a tierra 4610. p.17.

Figura 17. **Circuito equivalente de la figura 16**



Fuente: AEMC. Manual de pruebas de resistencia a tierra 4610. p.17.

Si un voltaje E es aplicado a cualquier punto de toma de tierra medido Rx a través de un transformador especial, la corriente I circula a través del circuito, estableciendo así la siguiente ecuación.

$$\frac{E}{I}=R_x+\frac{1}{\sum_{k=1}^{n}\frac{1}{R_k}} \quad \text{donde, normalmente} \quad R_x \gg \frac{1}{\sum_{k=1}^{n}\frac{1}{R_k}} \qquad \text{Ec. 3,1}$$

Así, se establece que $\frac{E}{I}=R_x$. Si I es detectada con E constante, la corriente del punto de toma de tierra medida puede ser obtenida. Refiérase otra vez a las figuras 16 y 17. La corriente es alimentada al transformador especial a través de un amplificador de potencia desde un oscilador de voltaje constante de 2,4 kilo Hertz. Esta corriente es detectada por un transformador de corriente, sólo la seña l de frecuencia de 2,4 kiloHertz es amplificada por un amplificador de filtro. Esto ocurre antes de la conversión análogo/digital y después de rectificación síncrona. Es entonces mostrada en la pantalla.

El amplificador de filtro es usado para cortar tanto la corriente de tierra a frecuencia comercial como el ruido de alta frecuencia. El voltaje es detectado por cables bobinados, el transformador de corriente de inyección que es entonces amplificado, rectificado y comparado por un comparador de nivel. Si la pinza no está cerrada adecuadamente, un anunciador de pinza abierta aparece en la pantalla.

Proceso de medición:

Quite cualquier montura que cubra el conductor de tierra y proporcione espacio suficiente a la pinza. Seleccione la escala de corriente A. Enganche el conductor puesto a tierra y mida la corriente. La escala de corriente máxima es de 30 amperios. Si la corriente a tierra excede de 5 amperios, las medidas de resistencia no son posibles, en su lugar anote el lugar para mantenimiento y continúe con el próximo sitio de prueba.

Después de anotar la corriente de tierra, seleccione la escala de resistencia de tierra en ohmios y mida la resistencia directamente, la lectura que indica la resistencia no sólo de la barra, si no también de la conexión al neutral del sistema y todas las conexiones de enlace entre el neutral y la barra. Una lectura alta indicará.

- Una puesta a tierra pobre
- Un conductor de puesta a tierra abierta
- Enlaces de alta resistencia en la barra o empalmes en el conductor

3.5.7. Análisis de resultados

Basado en el método descrito anteriormente, la medida de resistencia de pinza se procedió a tomar varias mediciones de puesta a tierra en varios lugares del CMM, especialmente en la subestación 69 000/13 200 voltios para esto se utilizó un probador de resistencia de pinza digital marca Megger, modelo DET20C. Ver figura 18 y 19.

Figura 18. **Medición de resistencia a tierra del pararrayos de la subestación principal del CMM**

Fuente: Centro Médico Militar. Subestación principal de 69 000/13 200 voltios.

Figura19. **Medición de resistencia a tierra de instrumentos de medición de la subestación principal del CMM**

Fuente: Centro Médico Militar. Subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Los resultados de estas mediciones se presentan en la tabla VII. Como se puede observar en la tabla, los valores de resistencia a tierra están dentro de los parámetros aceptables que exigen las normas internacionales o las Normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en el Artículo 33 inciso 33,4 de la Norma (NTDOID) Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución. Véase tabla VIII.

Sin embargo, en los sitios donde muestra una resistencia arriba de 25 ohmios deberá realizarse mantenimiento con conectores del tipo de soldadura exotérmica debido a que durante las mediciones sólo mostraron conexiones flojas; además, por alguna razón, la puesta a tierra del generador 1 presenta una corriente de 3,5 amperios por lo que también se tendrá que implementar un mantenimiento de la puesta a tierra de este generador para corregir este problema.

Tabla VII. **Mediciones de la red de tierra del Centro Médico Militar**

Medición numero	Lugar	Ubicación	Resistencia medida en Ω	Observaciones
1	Subestación principal	malla perimetral	1,554	
2	Subestación principal	malla perimetral	564,2	fuera de límite recomendado
3	Subestación principal	malla perimetral	0,722	
4	Subestación principal	malla perimetral	25,37	fuera de límite recomendado
5	Subestación principal	malla perimetral	0,435	
6	Subestación principal	malla perimetral	0,609	
7	Subestación principal	pararrayos	0,092	
8	Subestación principal	interruptor de potencia	0,147	
9	Subestación principal	Tc´s	0,055	
10	Subestación principal	seccionador	0,074	
11	Subestación principal	transformador A.T	0,088	
12	Subestación principal	transformador B.T	0,121	
13	Plantas eléctricas	generador 1	0,221	puesta a tierra con corriente de 3.5 A
14	Plantas eléctricas	generador 2	0,112	
15	Transferencia automática	generador 1	0,091	
16	Transferencia automática	generador 2	0,333	
17	Pararrayos Franklin	por área de gasolinera	0,918	

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Valores máximos permitidos de resistencia de la red de tierras de una subestación en función de su capacidad**

Capacidad de la subestación (MVA)	Resistencia la red de tierras (ohmios)
<1	3
1-10	2
10-50	1
50-100	0,5
>100	0,2

Fuente: Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución. p.46.

3.6. Pararrayos

Un pararrayos es un instrumento de protección cuyo propósito es atraer un rayo ionizando el aire para llamar y conducir la descarga electroatmosférica hacia tierra de tal modo que no cause daños a construcciones equipos o personas.

3.6.1. Estructura o funcionamiento

Los pararrayos consisten en un mástil metálico (acero inoxidable, aluminio, cobre o acero), con un cabezal captador. El cabezal puede tener muchas formas en función de su principio de funcionamiento puede ser en punta, multipuntos, semiesférico o esférico y debe sobresalir por encima de las partes más altas del edificio al que protegen; el cabezal está unido a tierra, mediante un cable de cobre conductor.

3.6.2. Descarga electrostática

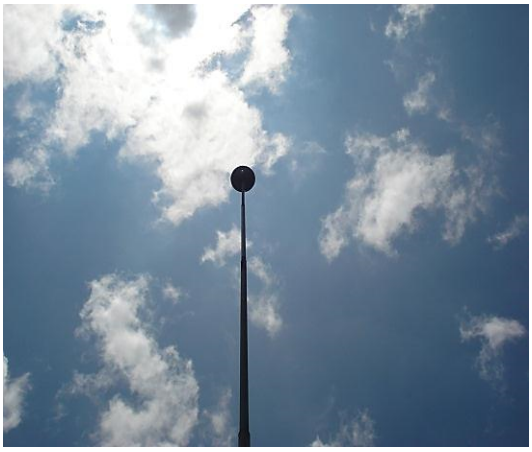
La descarga electrostática (conocido por las siglas en inglés ESD, que significan electrostatic discharge), es un fenómeno electrostático que hace que circule una corriente eléctrica repentina y momentáneamente entre dos objetos de distinto potencial eléctrico, como la que circula por un pararrayos tras ser alcanzado por un rayo. El término se utiliza generalmente en la industria electrónica y otras industrias para describir las corrientes indeseadas momentáneas que pueden causar daño al equipo electrónico.

3.6.3. Condición actual

En la actualidad, el Centro Médico Militar cuenta con cuatro sistemas de pararrayos del tipo Franklin, este tipo de pararrayos es el tipo más sencillo y más económico cuando se trata de resguardar áreas pequeñas. Debido a que su zona de protección es muy pequeña, se hace necesario instalar un gran número de puntas para proteger estas edificaciones, con estas desventajas ya no se utilizan. Dos de estas puntas se encuentran a una altura aproximadamente de 15 metros sobre el nivel del piso montadas sobre los edificios, las otras dos restantes se encuentran a una altura aproximada de 10 metros en un área de campo.

Con base en lo anterior y a datos recolectados durante el período de investigación de campo, estos pararrayos tienen un aproximado de 15 años de antigüedad y poseen un corto radio de protección, lo que los hace casi fuera de servicio en la actualidad. Ver figura 20.

Figura 20. **Situación actual del pararrayos del CMM**



Fuente: Centro Médico Militar, sobre el edificio No.10.

3.6.4. Medición

Para la determinación del valor de la resistencia de los electrodos de los pararrayos se utilizó un medidor de resistencia de pinza marca Megger modelo DET20C cuyo resultado es de 0,918 ohmios el cual se puede observar en la figura 21.

Este valor de resistencia está dentro de los parámetros recomendados por diversas instituciones; sin embargo, no se puede determinar de alguna manera si estos pararrayos son funcionales debido a que por ser de tecnología antigua no cuentan con algún contador de eventos de rayos o similar, por lo que es recomendable cambiarlos por pararrayos con ángulos de cebado.

Figura 21. **Valor de la resistencia del electrodo del pararrayos del CMM**

Fuente: Centro Médico Militar, área de campo del Hotel de Paso.

4. DIAGRAMAS UNIFILARES

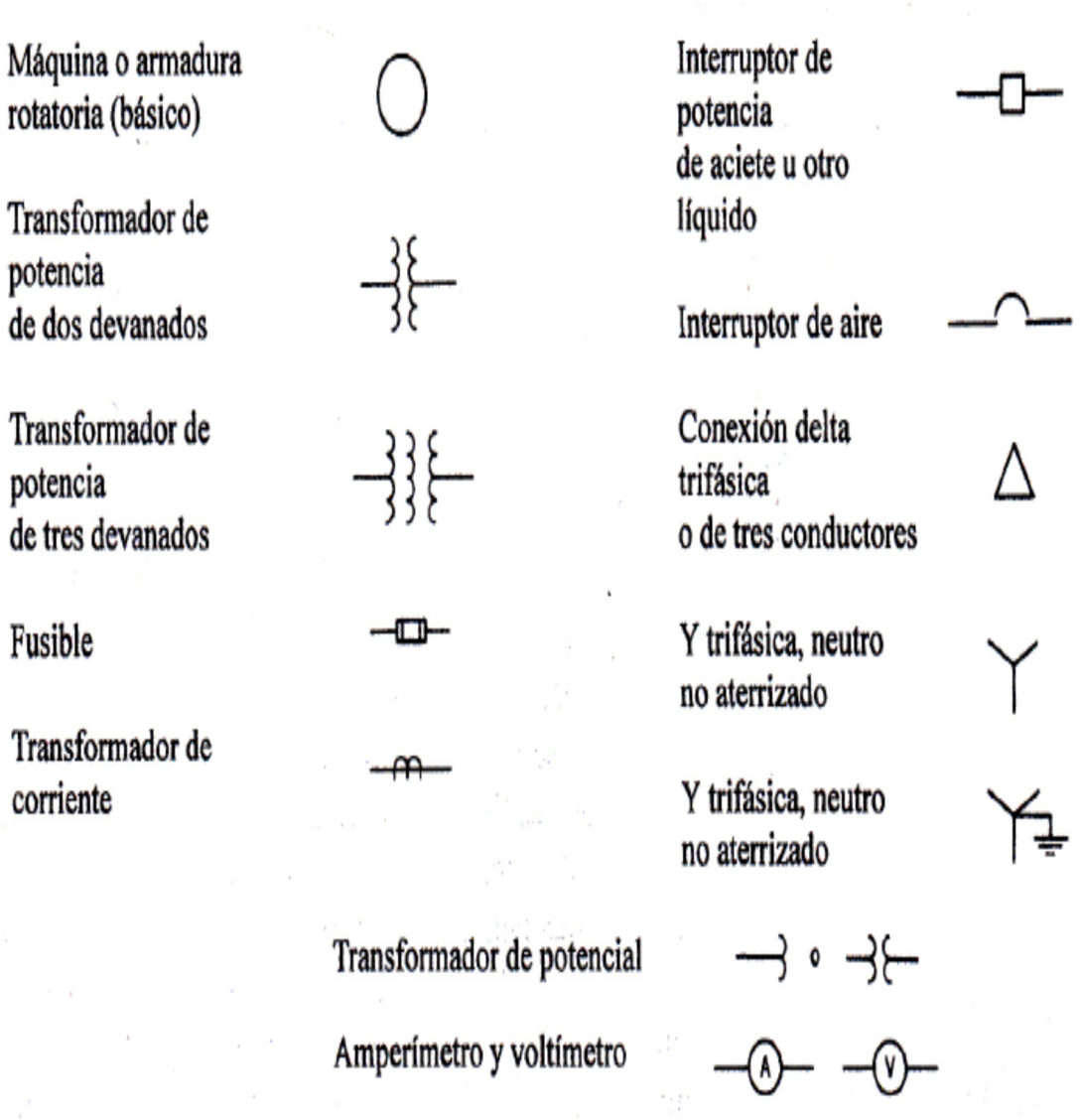
Un diagrama unifilar es una representación simplificada de un sistema eléctrico el cual indica por medio de líneas y símbolos como se conectan o como están conectados los diferentes circuitos y elementos de una red eléctrica. El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa la información significativa acerca del sistema. La importancia de las diferentes partes de un sistema varía con el problema y la cantidad de información que se incluye en el diagrama, depende del propósito para el que se realiza. Por ejemplo, la localización de los interruptores y relevadores no es importante para un estudio de cargas.

Los interruptores y relevadores no se mostrarían en el diagrama si su función primaria fuera la de proveer información para tal estudio. Por otro lado, la determinación de la estabilidad de un sistema bajo condiciones transitorias resultantes de una falla, depende de la velocidad con la que los relevadores e interruptores operan para aislar la parte del sistema que ha fallado. Por lo tanto, la información relacionada con los interruptores puede ser de extrema importancia. Algunas veces, los diagramas unifilares incluyen información acerca de los transformadores de corriente y de potencia que conectan los relevadores al sistema o que son instalados para la medición.

A continuación, se presentan dos diagramas unifilares, uno que corresponde a la subestación principal sección 4.1. y otro que representa a la red eléctrica general del Centro Médico Militar en la sección 4.2.

El Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI por sus siglas en inglés) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés), ha publicado un conjunto de símbolos estándar para los diagramas eléctricos. La figura 22 muestra símbolos usados comúnmente.

Figura 22. **Símbolos estándar para los diagramas eléctricos**



Fuente: GRAINGER, John J. Análisis de Sistemas de Potencia. p.32.

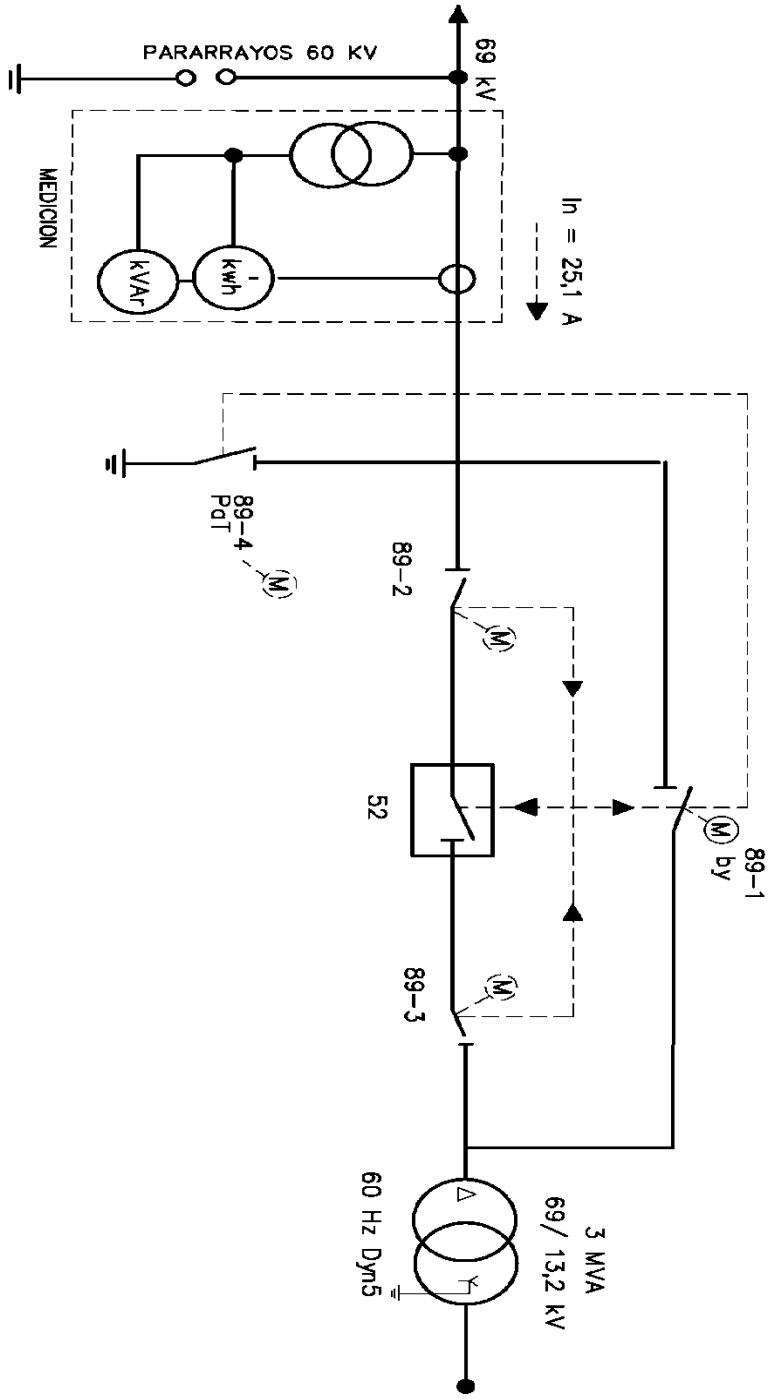
4.1. Diagrama unifilar de la subestación de 69/13,2 kV del Centro Médico Militar

Es un diagrama de un solo juego de barras más seccionador bypass en perfil alto, este sistema es el más sencillo. En condiciones normales de operación todas las líneas y el transformador están conectados al único juego de barras. En caso de operar la protección diferencial de barras, esta desconecta el interruptor quedando la subestación completamente desenergizada, el mantenimiento del interruptor se debe hacer a través del seccionador bypass. Ver la figura 23.

4.2. Diagrama unifilar de la red eléctrica general del Centro Médico Militar

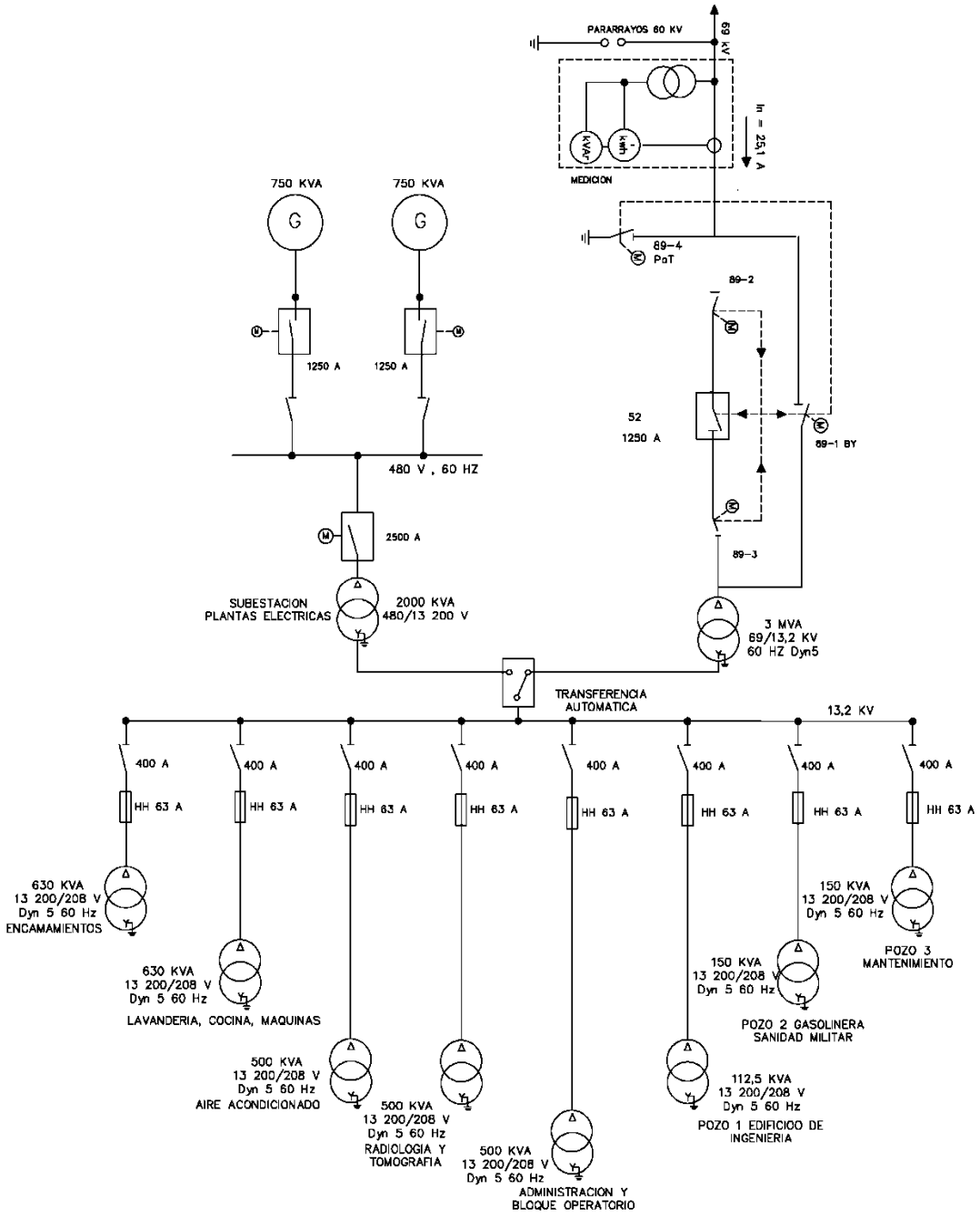
En la figura 24 se muestra el diagrama unifilar que corresponde al sistema eléctrico general, la alimentación principal es en 69 000 voltios y es reducida a 13 200 voltios a través de un transformador de capacidad de 3 megavoltamperios para ser distribuido a una barra principal de 13 000 voltios donde se derivan 8 subestaciones de 13 200/208/120 voltios que alimenta los diferentes edificios del centro médico militar.

Figura 23. **Diagrama unifilar de la subestación 69/13,2 kV del CMM**



Fuente: Centro Médico Militar, División de Ingeniería, Departamento de Mantenimiento.

Figura 24. **Diagrama unifilar de la red eléctrica general del CMM**



Fuente: Centro Médico Militar, División de Ingeniería, Departamento de Mantenimiento.

5. MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA ENERGÍA, TÉRMINOS Y DEFINICIONES

5.1. Definición de calidad de la energía eléctrica

El término calidad de la energía eléctrica es algo indeterminado pero se puede definir para describir el comportamiento de los parámetros eléctricos de la red (tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia, distorsión armónica etcétera), con el fin de monitorear las variables que estos presentan respecto a los valores recomendados.

5.1.1. Diferentes problemas de calidad de la energía

Las dificultades eléctricas relacionadas con la calidad de la energía pueden ocasionar daños a los equipos, reducción en la confiabilidad, disminución en la producción, penalizaciones y multas por parte de la distribuidora de energía. Ignorar estos problemas puede aumentar significativamente los costos de operación y mantenimiento de una empresa; además de poner en peligro la seguridad del personal. Las compañías generadoras, transportistas y distribuidoras de energía eléctrica deben cumplir las normas establecidas por la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica CNEE, las cuales establecen los rangos de valores permitidos para la regulación de tensión nominal, frecuencia, desbalance de tensión, distorsión armónica, etcétera.

El consumidor final también contribuye a la mala calidad de la energía, manteniendo valores de desbalance de corriente, factor de potencia y distorsión armónica fuera de los rangos establecidos por la CNEE.

5.1.2. Variaciones de tensión de corta duración

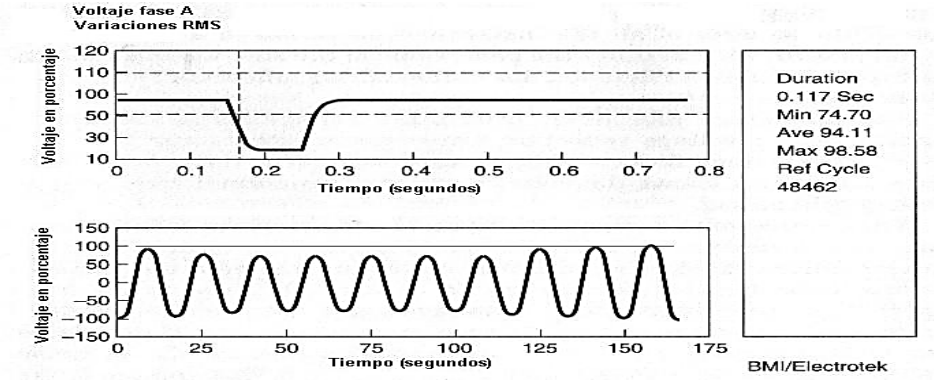
Son desviaciones imprevistas en el voltaje o bien una serie de cambios inesperados en el voltaje, los cuales regularmente no exceden el rango de 0,95-1,05 por unidad. Comúnmente, se expresan como un por ciento del valor fundamental. Este efecto es provocado por cargas que presentan variaciones continuas y rápidas de corriente, especialmente en la componente reactiva.

5.1.2.1. Sags

Los Sags en el voltaje, son los tipos más comunes de problemas de calidad de la energía eléctrica. La IEEE define Sags de voltaje como una reducción en el voltaje por un corto tiempo. La duración de un Sag de voltaje es menor a 1 minuto pero mayor a 8 milisegundos (0,5 ciclos). La magnitud de la reducción está dentro del 10 y 90 por ciento del valor normal del voltaje efectivo a 60 Hertz.

La figura 25 muestra el regreso del voltaje a la normalidad después de un Sag de voltaje de 0,12 segundos. Entre las soluciones a problemas de Sags en el voltaje, se puede incluir UPSs (uninterruptible power supplies), DVRs (dinamic voltaje restorers).

Figura 25. **Sag de voltaje**

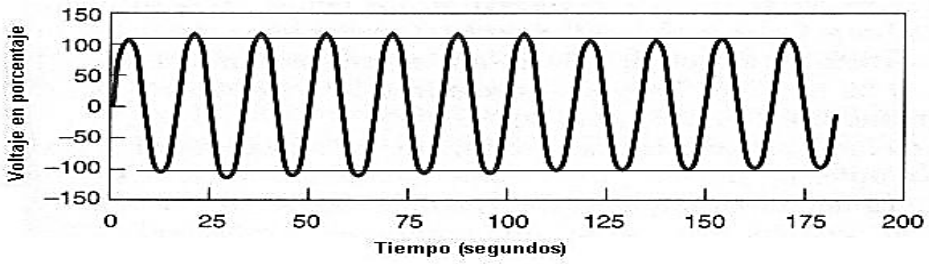


Fuente: KENNEDY, Barry. Power quality primer. p. 36.

5.1.2.2. Swells

Un swell es definido como un incremento entre el 1,1 y 1,8 por unidad en el voltaje o corriente efectivo a la frecuencia del sistema por un tiempo de 0,5 ciclos a 1 minuto. De la misma forma que los Sags, los Swells están usualmente asociados con condiciones de falla en el sistema, a diferencia de los sags, los swells son menos comunes. La figura 26 muestra un Swell de voltaje típico provocado por una falla de fase a tierra de la fase adyacente.

Figura 26. **Swell de voltaje**



Fuente: KENNEDY, Barry. Power quality primer. p. 37.

5.1.3. Variaciones de tensión de larga duración

Se consideran así aquellas desviaciones de voltaje a la frecuencia del sistema por lapsos de tiempo mayores de 1 minuto y pueden ser sobrevoltajes o bajos voltajes. Por tal motivo, estas se deben a la mala regulación de los transformadores y equipos conectados para tal fin o tal vez a la falla (que puede ser conexión o desconexión) de un banco de capacitores que está instalado con el propósito de compensar potencia reactiva, que ayuda a mejorar el perfil del voltaje.

Estos problemas de alto bajo voltaje son corregidos por medidas tomadas por la compañía suministradora o por el usuario, al corregir la posición de los taps de los transformadores o bien de los reguladores de tensión.

Sobrevoltajes

Es un incremento en el valor eficaz del voltaje en corriente alterna mayor del 110% a la frecuencia del sistema con una duración mayor a 1 minuto.

Bajo voltaje

Un bajo voltaje es una reducción en el valor eficaz del voltaje menor al 90% del voltaje a la frecuencia del sistema, con una duración mayor de 1 minuto.

5.1.4. Interrupciones del servicio

Una interrupción ocurre cuando el voltaje o la corriente de carga decrece a menos de 0,1 por unidad por un período de tiempo que no excede 1 minuto. Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema como problemas en el control o mal funcionamiento del equipo. Las interrupciones son medidas por su duración desde que la magnitud del voltaje se mantiene abajo del 10 por ciento del nominal. La duración de una interrupción debida a una falla en el sistema es determinada por el tiempo de operación de los equipos de protección de las empresas eléctricas suministradoras.

5.1.5. Normas aplicables a la calidad del servicio

Las normas en el sector eléctrico, como en otros campos, son indispensables debido a que ofrecen una vía legal en la que todos los sectores involucrados pueden ponerse de acuerdo y resolver los problemas. De esta manera, el proveedor procurará mantener un nivel exigido en las normas y sancionar a un consumidor que esté afectando la calidad de su sistema. El usuario, por su parte, podrá exigir un nivel mínimo de calidad en el servicio.

Las normas significativas con respecto a variación de tensión se resumen como sigue:

- Las variaciones de tensión en estado estacionario son definidas por la Norma ANSI C84,1. Para tensiones de servicio hasta de 600 V, se espera que la tensión normal de servicio esté dentro de ±5% de la nominal, con variaciones de tanto como +5,8% hasta -8,3% para períodos cortos. Las variaciones aceptables para otras tensiones del sistema se dan en la Norma ANSI C84,1.

- La publicación de Normas NEMA. MG-1 motores y generadores (sección-12,45), establece que los motores polifásicos de corriente alterna deberán operar satisfactoriamente bajo condiciones de operación a carga nominal cuando el desbalance de tensión en las terminales del motor no exceda del 1%. La sección I-14,5 de la misma norma proporciona una curva de reducción de carga para desbalanceo de tensión mayor: 90% con desbalance de 3% y 75% con desbalance de 5%. No se recomienda la operación de motores para desbalances de tensión de más de 5%. La Norma ANSI C84,1 recomienda que los sistemas de suministro eléctrico deberán estar diseñados y operar para limitar el desbalance máximo de tensión al 3% cuando se mida en el medidor de la empresa eléctrica, bajo condiciones sin carga.

5.2. Analizadores de redes

Para la medición de todos los parámetros eléctricos para evaluar la calidad de la energía eléctrica en el CMM, se utilizó el analizador de red AR5 del fabricante Circutor.

5.2.1. Analizador de redes AR5

Los analizadores de la serie AR5 son instrumentos de medida programable que miden y registran en memoria todos los parámetros eléctricos de la red de alimentación. El aparato está dotado de tres canales de tensión y tres de corriente y permite, por tanto, la medida de cualquier parámetro relativo a redes trifásicas equilibradas o no. El aparato muestra los resultados de medida en una pantalla gráfica de 160x160 píxeles, pero al mismo tiempo registra dichos resultados en la memoria interna, organizada en forma de fichero configurable.

Los registros pueden incluir valores promedio, máximos y mínimos de tensión, corrientes y potencias, formas de onda, energía acumulada, perturbaciones, etcétera. El AR5 es un instrumento reprogramable, a partir de un cartucho exterior de manera que su software puede ser utilizado o modificado a través del canal de comunicación externo. Esto confiere al aparato una gran flexibilidad para cargar en los diversos programas de medida para control energético o control de la calidad de suministro, que se describen a continuación.

5.2.1.1. Programas de medida

El AR5 dispone de varios programas de medidas estándar, seleccionables indistintamente durante el arranque del instrumento. En cada uno de los programas puede registrar una serie de parámetros, ya sea de forma periódica en el tiempo o a partir de determinadas condiciones de disparo. La configuración se lleva a cabo mediante menús autoguiados que aparecen en la propia pantalla.

5.2.1.2. Programa de medida estándar

Programa básico que permite medir tensiones, corrientes, potencias y energía en todas y cada una de las fases y guardar estos datos a intervalos regulares de registro. El programa permite observar los siguientes parámetros:

- Visualización numérica en pantalla de todos los datos de tensión, corriente, potencia y demás parámetros eléctricos por fase y trifásicos en forma de tabla.

- Visualización gráfica de las formas de onda de los tres canales de tensión y corriente.

- Medir corriente de neutro utilizando cualquiera de las pinzas de fase.

- Registro de memoria, a intervalos regulares programables de ficheros de datos tipo A5.M, conteniendo valores promedio, valores máximos y mínimos.

Estos ficheros deben tratarse posteriormente en una PC mediante el software AR5 VISIÓN. El AR5 equipado con este programa permite efectuar estudios detallados de compensación de energía reactiva, de consumos energéticos y obtener gráficos de valores medios máximos y mínimos de un total de 20 parámetros básicos.

5.2.2. Software para el análisis de redes eléctricas

AR5 VISIÓN es un paquete de software que se ejecuta bajo entorno Windows, diseñado para leer, procesar y presentar en forma numérica o gráfica los registros obtenidos con un AR5. Concretamente el software permite comunicar a través de un canal RS-232 y cargar datos de cualquier instrumento de las familias AR5, QNA y CVM-BP y CVM-BQ de Circutor.

5.2.3. Funciones básicas del software AR5-VISIÓN

El software permite dos grandes grupos de funciones el primero es la comunicación con la PC que permite descargar los ficheros almacenados en memoria del instrumento en cuestión y guardarlos en la PC.

El segundo es la representación gráfica o numérica de los datos para el análisis de los parámetros a medir.

5.2.4. Características técnicas del AR5

- Alimentación interna, batería 12 volts recargable, autonomía de 8 horas.
- Rango de medición de tensión fase-neutro: 20 a 500 VAC.
- Rango de medición de tensión fase-fase: 20 a 866 VAC.
- Precisión: 0,5% de la escala.
- Tensión: 0,5% de la escala.
- Corriente: 0,5% de la escala.
- Potencias: 1% de la escala.
- Capacidad de memoria: 1 MB (30 parámetros cada 5 minutos durante 28 días).
- Período de registro: programable entre 1 segundo a 4 horas.

5.3. Mediciones realizadas a las subestaciones de distribución del Centro Médico Militar

El propósito de las mediciones realizadas y el posterior análisis de los datos es obtener el comportamiento de los parámetros eléctricos principales de la red eléctrica (voltajes, corrientes, potencias, factor de potencia) para determinar el estado de la misma. El análisis realizado permite a simple vista conocer los problemas que existen y que afectan directamente la eficiencia y la calidad de la energía de las instalaciones del Centro Médico Militar, así como, los dispositivos y maquinaria instalados. Finalmente, se presentan las soluciones propuestas y recomendaciones junto con la justificación de las mismas.

5.3.1. Ejecución del proyecto

Las mediciones se realizaron por medio del equipo analizador de redes de la marca CIRCUTOR modelo AR5, el cual registró los parámetros mencionados.

Las configuraciones utilizadas fueron las siguientes:

- Período mínimo de medición: de 24 horas
- Intervalos de mediciones: a cada 15 minutos
- Tipo de medición: directa

Porcentaje de calidad de la tensión

Es el porcentaje mínimo de valores de tensión, dentro de los márgenes en cada intervalo para considerar correcta la tensión. En la medición, se necesitarían el 95% de las muestras de cada día dentro de los márgenes para considerar correcta la tensión en dicho día. El programa Power visión define por defecto la Norma EN 50 160, en 95% pero es posible añadir nuevas normas, así como, eliminarlas o modificarlas.

Porcentaje de tensión superior

Es el porcentaje por encima de la tensión base máximo para considerar correcto un valor de tensión determinado. En la medición, si un valor de tensión sobrepasa el 10% por encima de la tensión base definida más abajo se considerará errónea. El programa Power visión define por defecto la Norma EN 50 160, pero es posible añadir nuevas normas, así como, eliminarlas o modificarlas.

Porcentaje de tensión inferior

Es el porcentaje por debajo de la tensión base mínimo para considerar correcto un valor determinado de la tensión. En la medición, si un valor de tensión es inferior al 10% por debajo de la tensión base definida más abajo se considerará errónea. El programa Power visión define por defecto la Norma EN 50 160, pero es posible añadir nuevas normas, así como, eliminarlas o modificarlas.

Tensión nominal (V)

Es la tensión base sobre la que se comparan las muestras almacenadas, (los porcentajes se referirán a este valor).

5.4. Medición de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 1 día, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (120/208 voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

Índice de calidad de regulación de tensión

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor al usuario, en un intervalo de medición, será el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores efectivos de tensión y el valor de la tensión nominal medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

Índice de regulación de tensión $\%=\Delta V_k(\%)=\left(\frac{|(V_k-V_n)|}{V_n}\right)\times 100$ Ec. 5,1

Donde:

(ΔV_k) = valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores efectivos y el valor nominal de la tensión.

k = intervalo de medición.

V_k = valor efectivo de la tensión en un intervalo de medición.

V_n = tensión nominal.

5.4.1. Análisis de regulación de tensión

Tomando como base el concepto de regulación de tensión: es la diferencia porcentual entre la tensión medida y la tensión nominal y basados en los resultados de calidad de la tensión del analizador AR5, del anexo 3 y del análisis gráfico de la figura 27 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 2,5%, 1,67% y 2,5% para las líneas L1, L2 y L3 respectivamente, según cálculos de la ecuación 5.1, en un intervalo de medición.

Tabla IX: **Valor de la tensión media y nominal de la figura 27**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	123	120	2,5
L2	122	120	1,67
L3	123	120	2,5

Fuente: Analizador AR5. Cálculos de calidad de red, del anexo 3.

La Comisión Nacional de la Energía Eléctrica en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), establece en su cuadro de tolerancia admisible respecto del valor nominal (ver anexo 1), tres valores de tolerancia admisibles dependiendo de la etapa en que se encuentre; dichos valores para un servicio urbano en baja tensión son 12%, 10% y 8% para las etapas de transición, régimen del mes uno al doce y régimen del mes trece en adelante respectivamente.

A partir de los resultados de calidad de red, registrada por el analizador AR5, del anexo 3 y de los cálculos mostrados en la tabla IX, esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas, se puede considerar aceptable.

5.4.2. Análisis de desbalance de tensión

Las Normas NEMA establecen el desbalance de voltaje (VUB), como la máxima desviación de uno de los voltajes de fase con respecto al promedio de los tres voltajes de fase y establece que el desbalance en un suministro eléctrico no deba superar el 2%. En Guatemala la Comisión Nacional de la Energía eléctrica en las NTSD establece lo siguiente:

El índice para evaluar el desbalance de tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces de la tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de medición (k), ese índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTD\% = \left[\frac{3(V_{max} - V_{min})}{(V_a + V_b + V_c)}\right] \times 100 \qquad \text{(Ec. 5,2)}$$

Donde:

ΔDTD = porcentaje de desbalance de tensión por parte del distribuidor.

V_{max} = es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el intervalo de medición k.

V_{min} = es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el intervalo de medición k.

V_a = es la tensión de la fase a, registrada en el intervalo de medición k.

V_b = es la tensión de la fase b, registrada en el intervalo de medición k.

V_c = es la tensión de la fase c, registrada en el intervalo de medición k.

Las NTSD establecen en su cuadro de tolerancia, sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía. (Ver anexo 2), dos valores de tolerancia admitida en la etapa de régimen, a partir del mes trece dichos valores para un servicio urbano en baja y media tensión son 3% y 1% para alta tensión y considera que la energía es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al 5% del correspondiente al total del período de medición, se ha excedido el rango de tolerancia establecidas.

A partir de la tabla X y de la figura 27, según cálculos de la ecuación 5,2; el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es:
ΔDTD (%) = 3,13%.

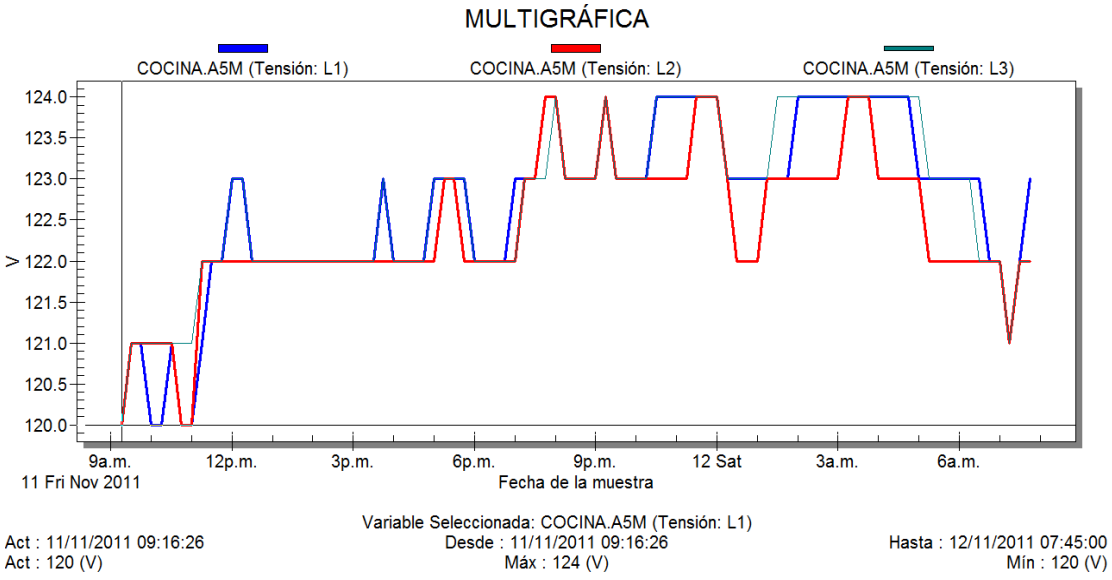
Tabla X. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 27, en un Intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
124	120	124	124	124	3,13

Fuente: Analizador AR5, resultados de calidad de red, del anexo 3 y 4.

De los resultados de calidad de red de la tensión, registrada por el analizador AR5. del anexo 3 y 4 y de los datos de la tabla X. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura 27. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas**

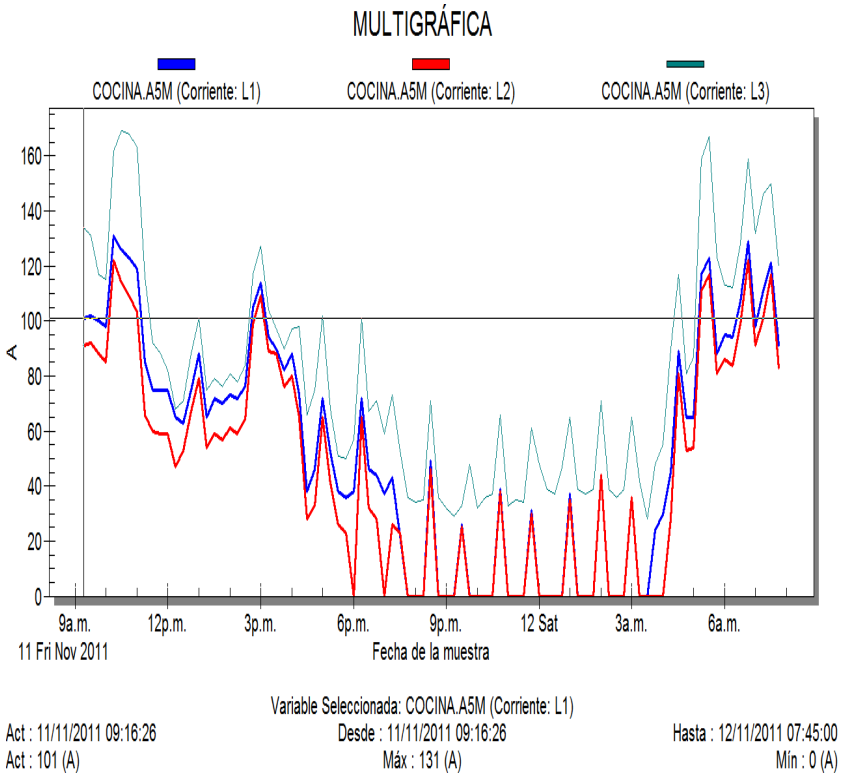


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.4.3. Análisis de desbalance de corriente

De la figura 28, se puede observar en las fases L2 y L3 se mantiene un margen de estabilidad de la corriente entre las dos fases, lo que no es lo mismo para la tensión en L1 que varía su curva de carga con respecto a L2 y L3, por lo que se podría decir que es un sistema ligeramente desbalanceado.

Figura 28. **Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas**

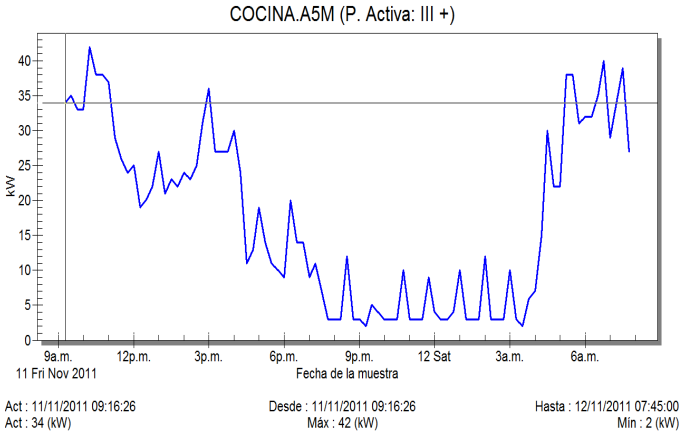


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.4.4. Análisis de la potencia activa

En la figura 29 se nota que la curva de la potencia activa obedece al comportamiento de las curvas de las corrientes vistas anteriormente. Los valores de consumo pico básicamente están entre las 5 a.m. a las 3 p.m. Y en la gráfica 29 se nota la suma de las tres potencias dando como resultado la potencia trifásica como un mínimo de 2 kilovatios y un máximo de 42 kilovatios.

Figura 29. **Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas**



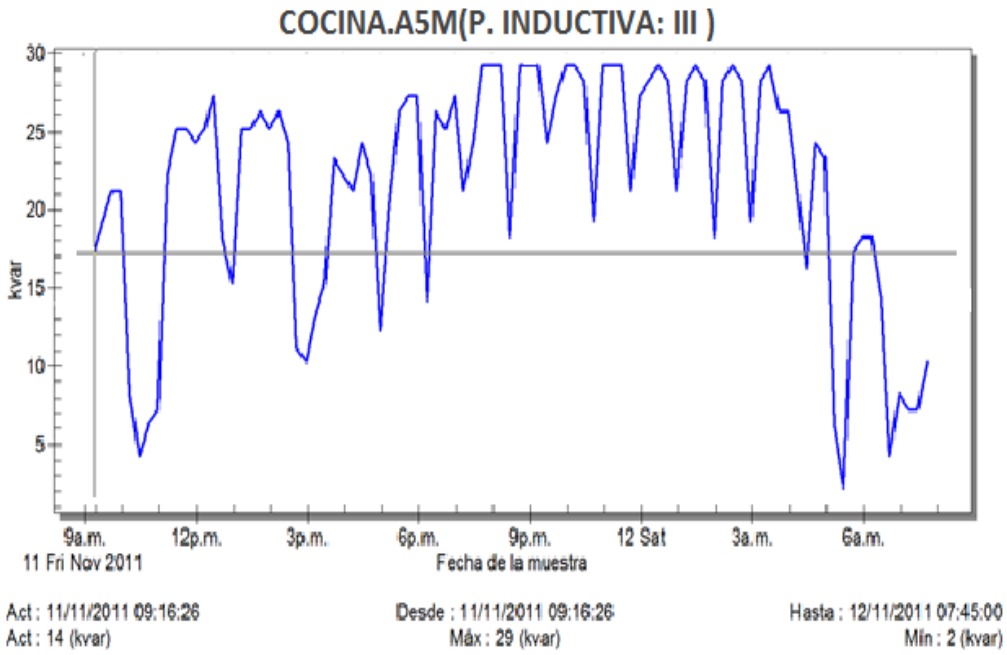
Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.4.5. Análisis de la potencia reactiva

El exceso de potencia reactiva puede provocar sobrecalentamiento en los conductores, desgaste de los devanados y aislamientos en transformadores y motores, daño a los dispositivos de control, alto consumo de potencia aparente y por ende mayor gasto en la relación de quetzales por kilovatio hora.

De acuerdo al tipo de carga instalada la potencia reactiva puede ser inductiva o capacitiva, en la mayoría de casos existe una mayor carga inductiva que capacitiva, en el análisis de la potencia reactiva realizada al centro de carga de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas, se encontró un comportamiento no lineal en cada fase como lo muestra la figura 30 el consumo trifásico de la potencia reactiva inductiva, indicando que es un mínimo de 2 kilovoltamperioreactivos y un máximo de 29 kilovoltamperioreactivos.

Figura 30. **Potencia reactiva de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas**

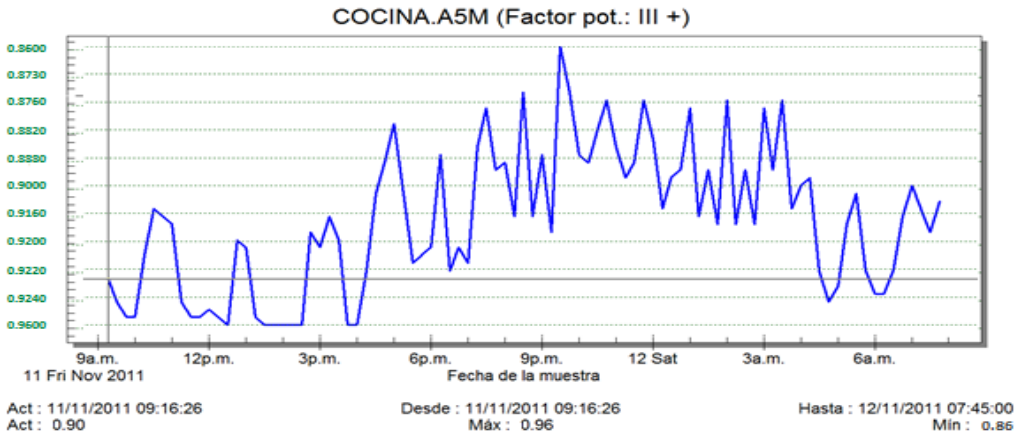


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.4.6. Análisis del factor de potencia

En el análisis de la figura 31 se puede observar que el factor de potencia es 0,90, lo que indica que se cuenta con cargas de carácter inductivas-resistivas que son las que predominan en este intervalo y se encuentran en un valor aceptable y por lo tanto, no es objeto de una penalización por parte de la distribuidora.

Figura 31. **Factor de potencia de la subestación de la lavandería, cocina y máquinas**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.5. Medición de la subestación del aire acondicionado

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 1 día, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (120/208 voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

5.5.1. Análisis de regulación de tensión

Basados en los resultados de calidad de red del analizador AR5, del anexo 5 y del análisis gráfico de la figura 32 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 4,17% para las tres fases, según cálculos de la ecuación 5,1, en un intervalo de medición.

Tabla XI. **Valor de la tensión media y nominal de la figura 32**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	125	120	4,17
L2	125	120	4,17
L3	125	120	4,17

Fuente: Analizador AR5, resultados de calidad de tensión del anexo 5.

A partir de los resultados de calidad de red, registrada por el analizador AR5, del anexo 5 y de los cálculos mostrados en la tabla XI. Esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación del aire acondicionado, se puede considerar aceptable.

5.5.2. Análisis de desbalance de tensión

A partir de la tabla XII y de la figura 32, según cálculos de la ecuación 5,2, el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es:
ΔDTD (%) = 3,13%.

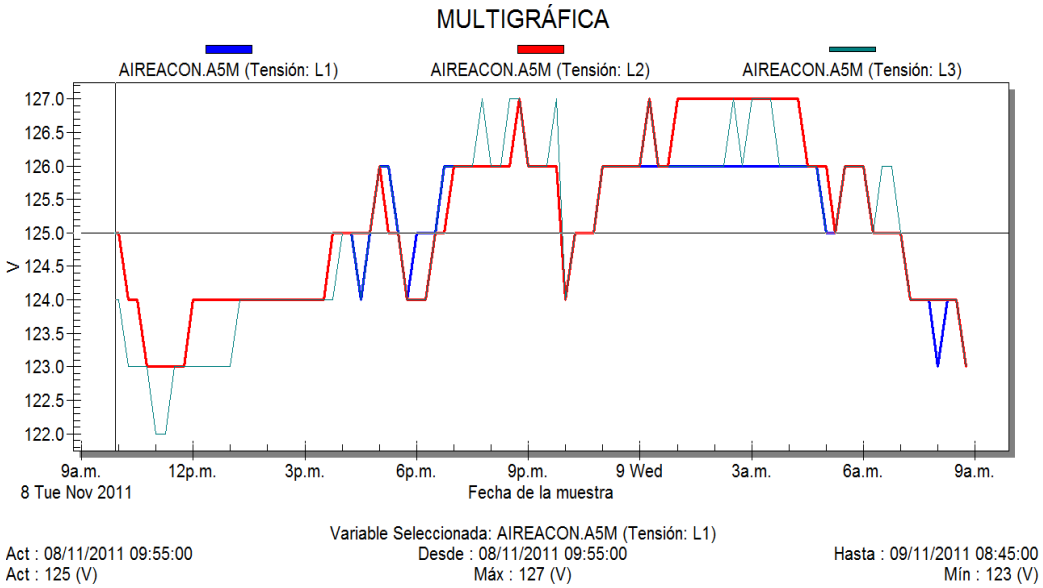
Tabla XII. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 32, en un intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
127	123	123	127	127	3,13

Fuente: Analizador AR5., resultados de calidad de red, del anexo 5 y 6.

De los resultados de calidad de red de la tensión registrada por el analizador AR5 del anexo 5 y 6 y de los datos de la tabla X. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura. 32. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado**

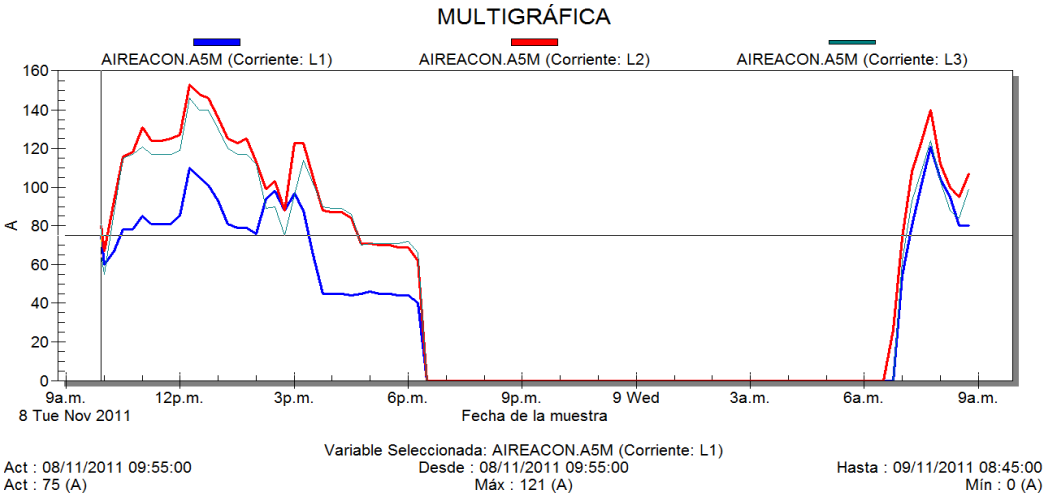


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.5.3. Análisis de desbalance de corriente

De la figura 33, se puede observar en las fases L2 y L3 se mantiene un margen de estabilidad de la corriente entre las dos fases, lo que no es lo mismo para la tensión en L1 que varía su curva de carga con respecto a L2 y L3, por lo que se podría decir que es un sistema ligeramente desbalanceado.

Figura 33. **Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado**

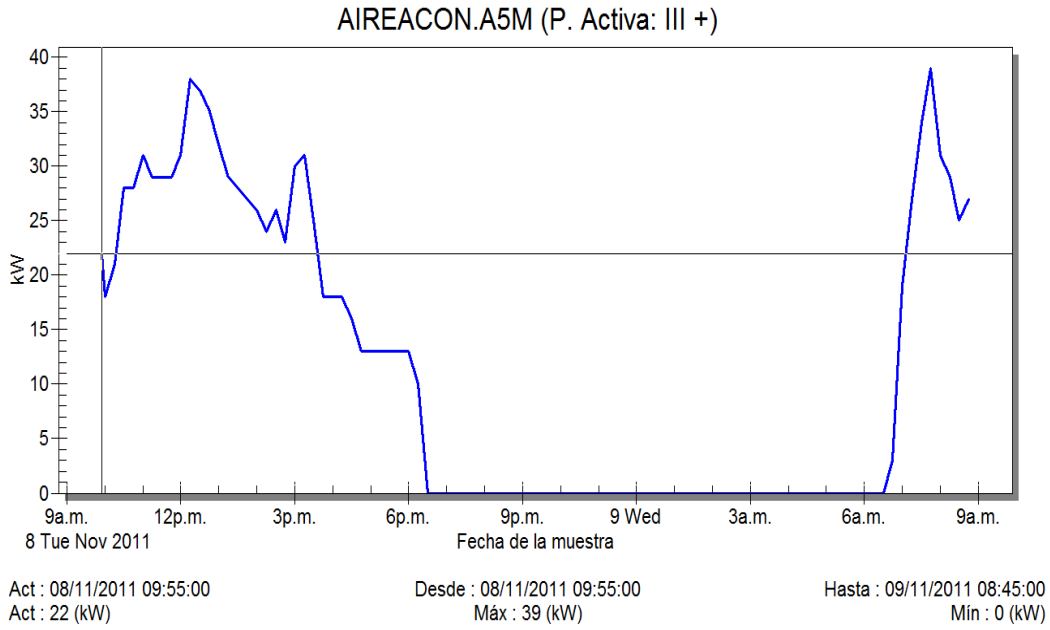


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.5.4. Análisis de la potencia activa

En la figura 34 se nota que la curva de la potencia activa obedece al comportamiento de las curvas de la corriente vistas anteriormente. Los valores de consumo pico básicamente está entre las 6 a.m. a las 3:30 p.m. y en la gráfica 34 se nota la suma de las tres potencias dando como resultado la potencia trifásica como un mínimo de 0 kilovatio y un máximo de 39 kilovatios.

Figura 34. **Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado**

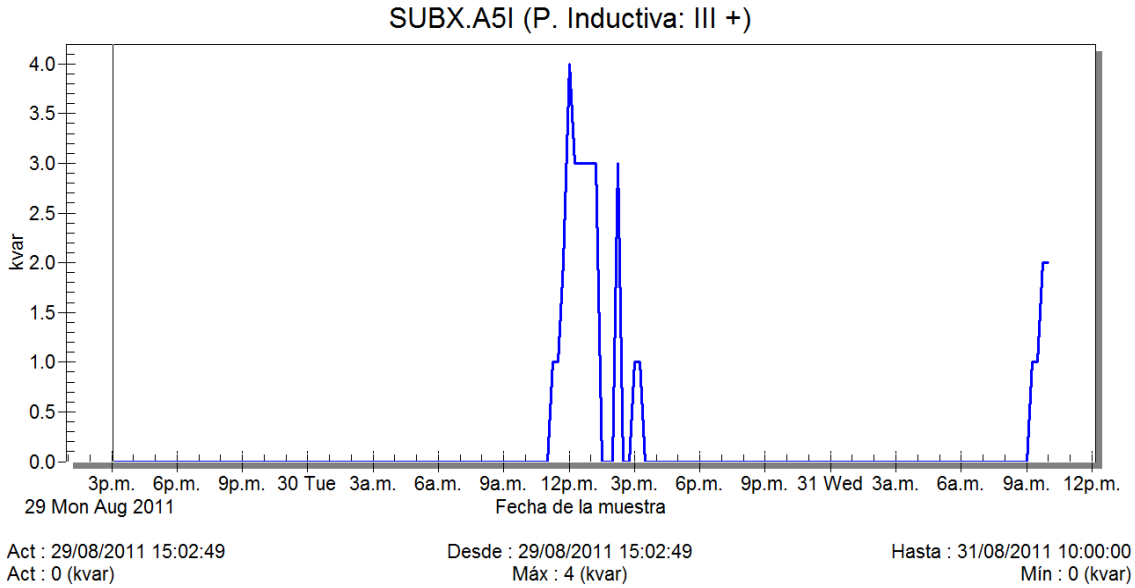


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.5.5. Análisis de la potencia reactiva

De acuerdo al tipo de carga instalada la potencia reactiva puede ser inductiva o capacitiva, en la mayoría de casos existe una mayor carga inductiva que capacitiva, en el análisis de la potencia reactiva inductiva realizada al centro de carga de la subestación del aire acondicionado se encontró un comportamiento no lineal en cada fase como lo muestra la figura 35, indicando un mínimo de 0 kilovoltamperioreactivo y un máximo de 4 kilovoltamperioreactivos.

Figura 35. **Potencia reactiva inductiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación del aire acondicionado**

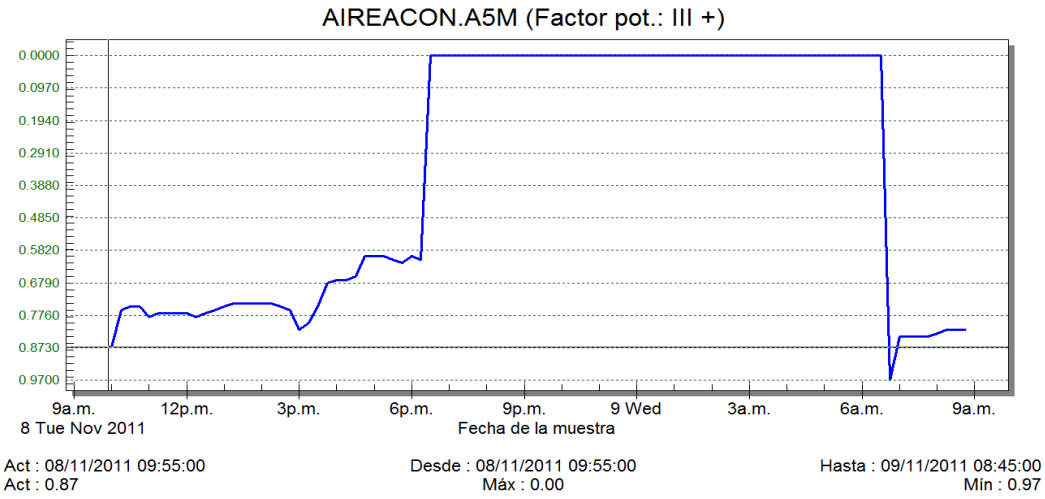


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.5.6. Análisis del factor de potencia

En el análisis de la figura 36 se puede observar que el factor de potencia de 0,97 se encuentra en un valor muy aceptable y por lo tanto, no es objeto de una penalización por parte de la distribuidora.

Figura 36. **Factor de potencia de la subestación del aire acondicionado**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.6. Medición de la subestación del edificio de ingeniería

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 2 días, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (127/220 voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

5.6.1. Análisis de regulación de tensión

Basados en los resultados de calidad de red del analizador AR5, del anexo 7 y del análisis gráfico de la figura 37 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 0,78% para las tres fases, según cálculos de la ecuación 5,1, en un intervalo de medición.

Tabla XIII. **Valor de la tensión media y nominal de la figura 37**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	126	127	0,78
L2	126	127	0,78
L3	126	127	0,78

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de tensión, del anexo 7.

A partir de los resultados de calidad de red, registrada por el analizador AR5, del anexo 7 y de los cálculos mostrados en la tabla XIII, esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación del edificio de ingeniería y pozo 1, se puede considerar aceptable.

5.6.2. Análisis de desbalance de tensión

A partir de la tabla XIV y de la figura 37, según cálculos de la ecuación 5,2, el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es:
ΔDTD (%) = 3,91%.

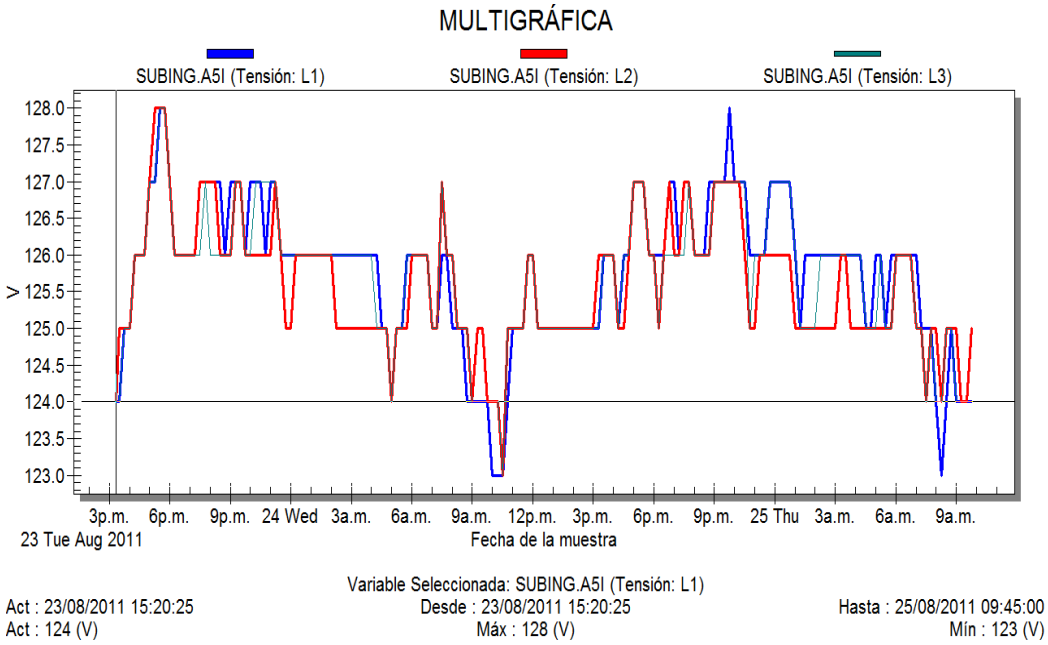
Tabla XIV. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 37, en un intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
128	123	127	127	127	3,91

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de red, del anexo 7 y 8.

De los resultados de calidad de red de la tensión registrada por el analizador AR5 del anexo 7 y 8 y de los datos de la tabla X. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura 37. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación, de ingeniería y pozo1**

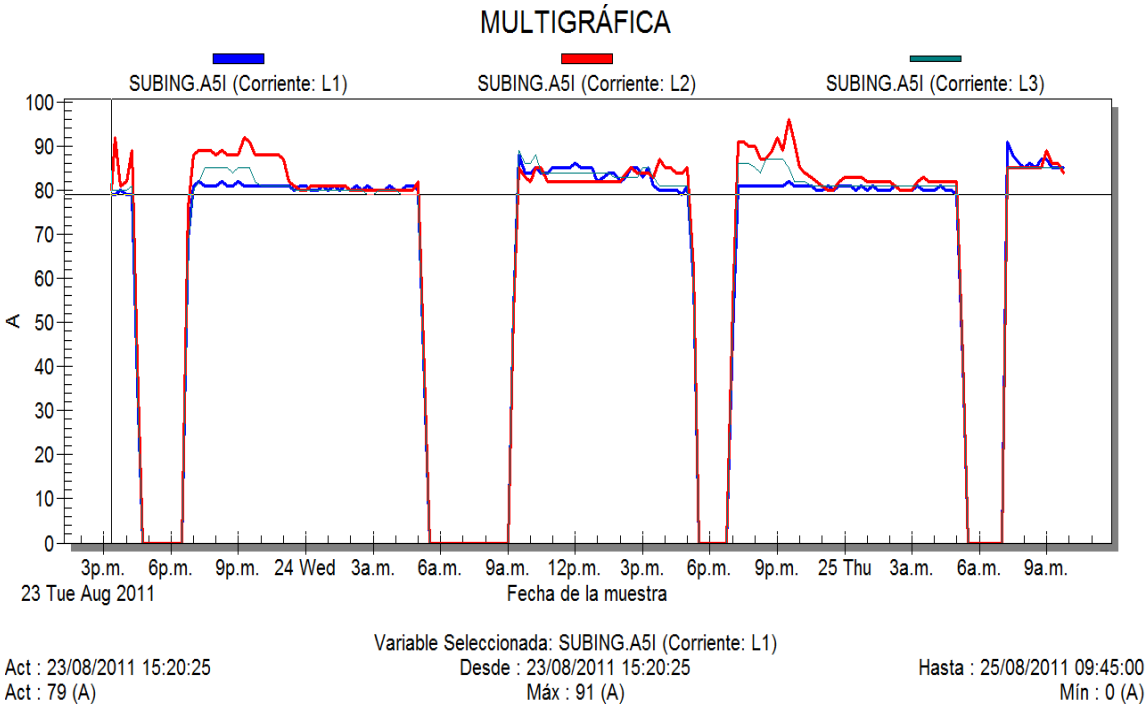


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.6.3. Análisis de desbalance de corriente

De la figura 38, se puede observar en las fases L1, L2 y L3 se mantiene un margen de estabilidad de la corriente entre las tres fases, por lo que se podría decir que es un sistema balanceado.

Figura 38. **Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniería y pozo 1**

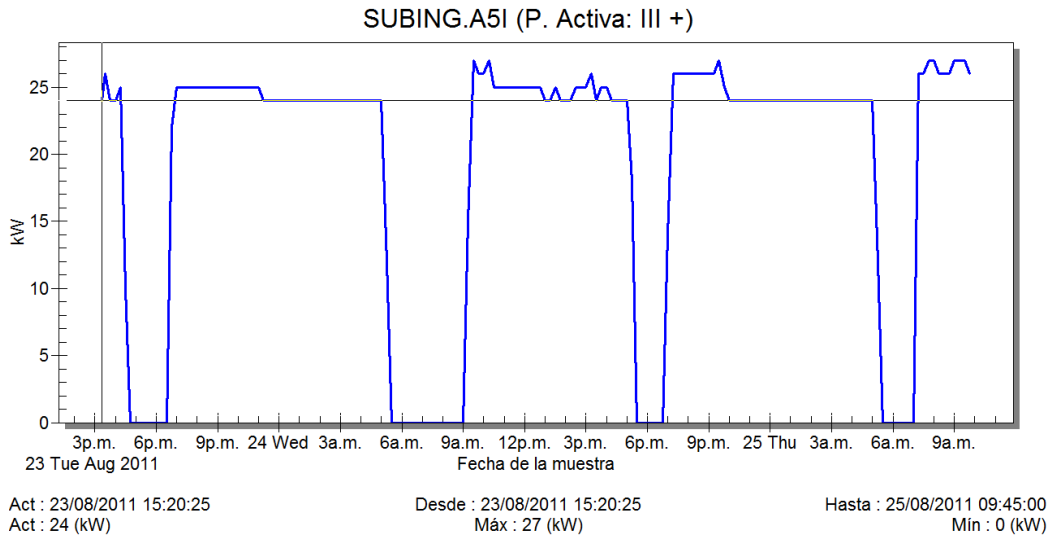


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.6.4. Análisis de la potencia activa

En la figura 39 se nota que la curva de la potencia activa obedece al comportamiento de las curvas de la corriente vistas anteriormente. Los valores de consumo pico básicamente están entre las 6 p.m. a las 6 a.m. en la gráfica se nota la suma de las tres potencias dando como resultado la potencia trifásica como un mínimo de 0 kilovatio y un máximo de 27 kilovatios.

Figura 39. **Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniera y pozo 1**

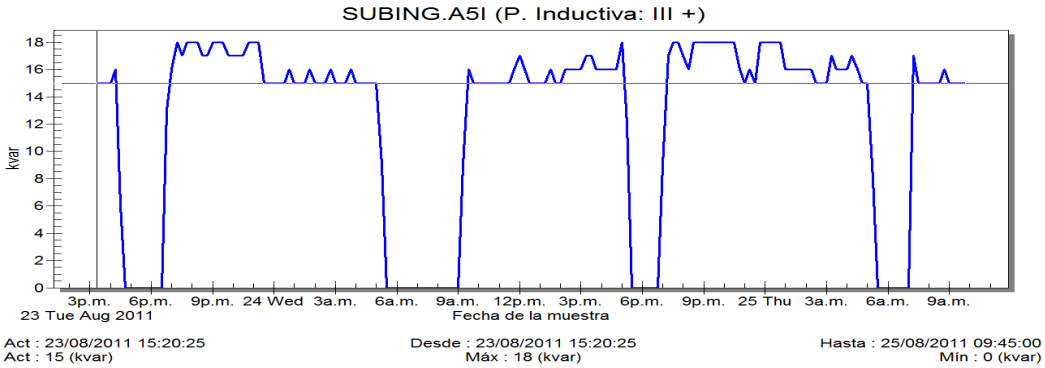


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.6.5. Análisis de la potencia reactiva

De acuerdo al tipo de carga instalada la potencia reactiva puede ser inductiva o capacitiva, en la mayoría de casos existe una mayor carga inductiva que capacitiva, en el análisis de la potencia reactiva inductiva realizada al centro de carga de la subestación de ingeniería y pozo 1, se encontró un comportamiento no lineal en cada fase como lo muestra la figura 40 que muestra el consumo trifásico de la potencia reactiva inductiva, indicando un mínimo de 0 kilovoltamperioreactivo y un máximo de 18 kilovoltamperioreactivos.

Figura 40. **Potencia reactiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de ingeniería y pozo 1**

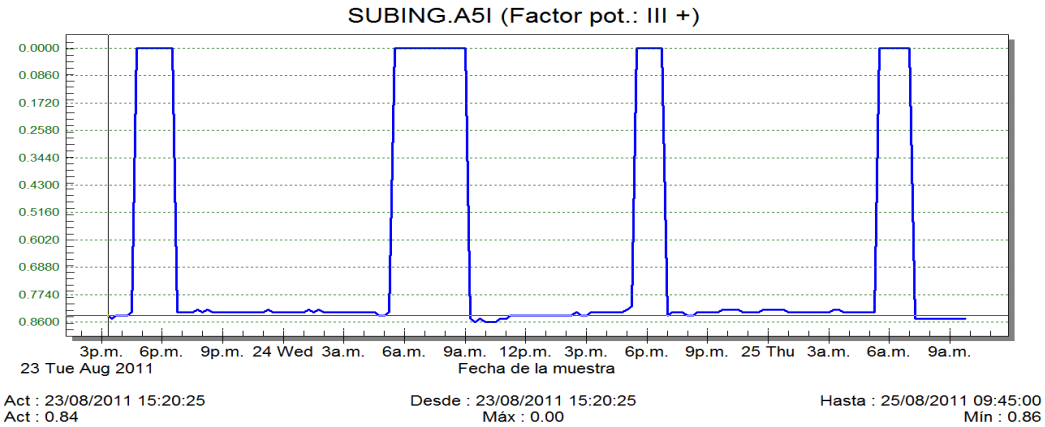


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.6.6. Análisis del factor de potencia

En el análisis de la figura 41 se puede observar que el factor de potencia posee problemas, ya que sobrepasa los valores mínimos estimados por normas, para usuarios de más de 11 kilovatios de consumo.

Figura 41. **Factor de potencia de la subestación de ingeniería y pozo 1**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.7. Medición de la subestación de rayos X y tomografía

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 3 días, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (220/380 Voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

5.7.1. Análisis de regulación de tensión

Basados en los resultados de calidad de red del analizador AR5, del anexo 9 y del análisis gráfico de la figura 42 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 4,5% para las fases L1 y L3, según cálculos de la ecuación 5,1, en un intervalo de medición.

Tabla XV. **Valor de la tensión media y nominal de la figura 42**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	219	220	4,5
L2	220	220	-
L3	219	220	4,5

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de tensión, del anexo 9.

A partir de los resultados de calidad de red, registrada por el analizador AR5, del anexo 9 y de los cálculos mostrados en la tabla XV, esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación de rayos X y tomografía, se puede considerar aceptable.

5.7.2. Análisis de desbalance de tensión

A partir de la tabla XVI y de la figura 42, según cálculos de la ecuación 5,2, el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es:
ΔDTD (%) = 4,69%.

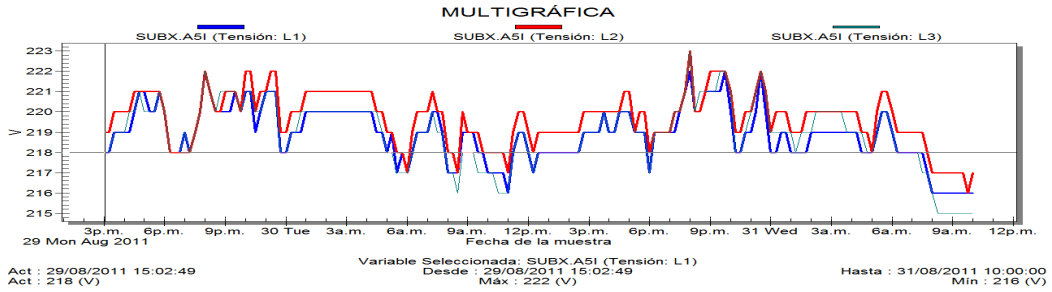
Tabla XVI. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 42, en un intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
222	216	221	222	221	4,69

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de red, del anexo 9 y 10.

De los resultados de calidad de red de la tensión registrada por el analizador AR5 del anexo 9 y 10 y de los datos de la tabla XVI. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura 42. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía**

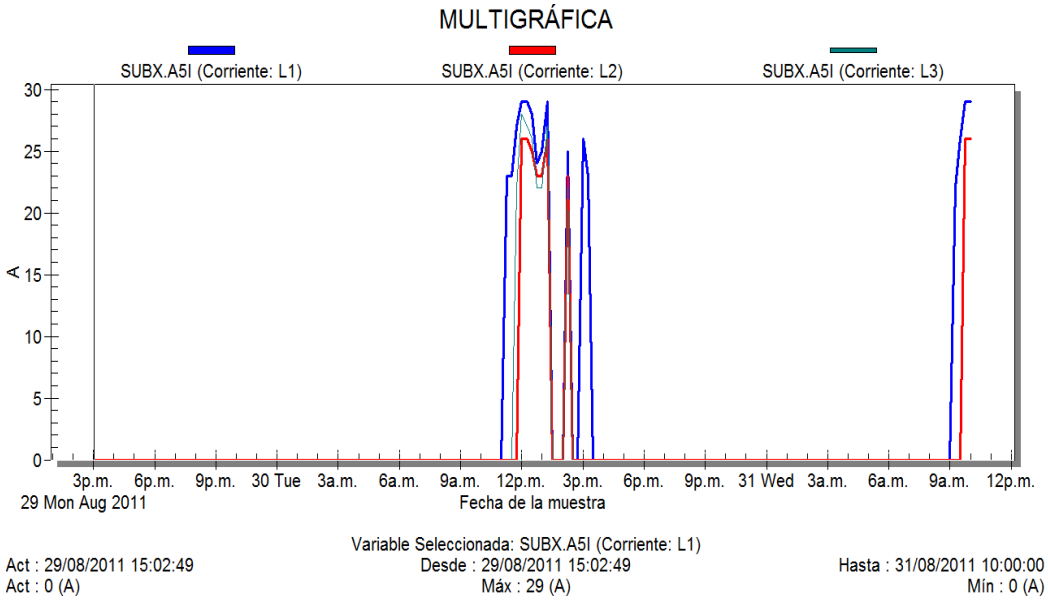


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.7.3. Análisis de desbalance de corriente

De la figura 43, se puede observar en las fases L1, L2 y L3 se mantiene un margen de estabilidad de la corriente entre las tres fases, por lo que se podría decir que es un sistema balanceado.

Figura 43. **Intensidad de L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía**

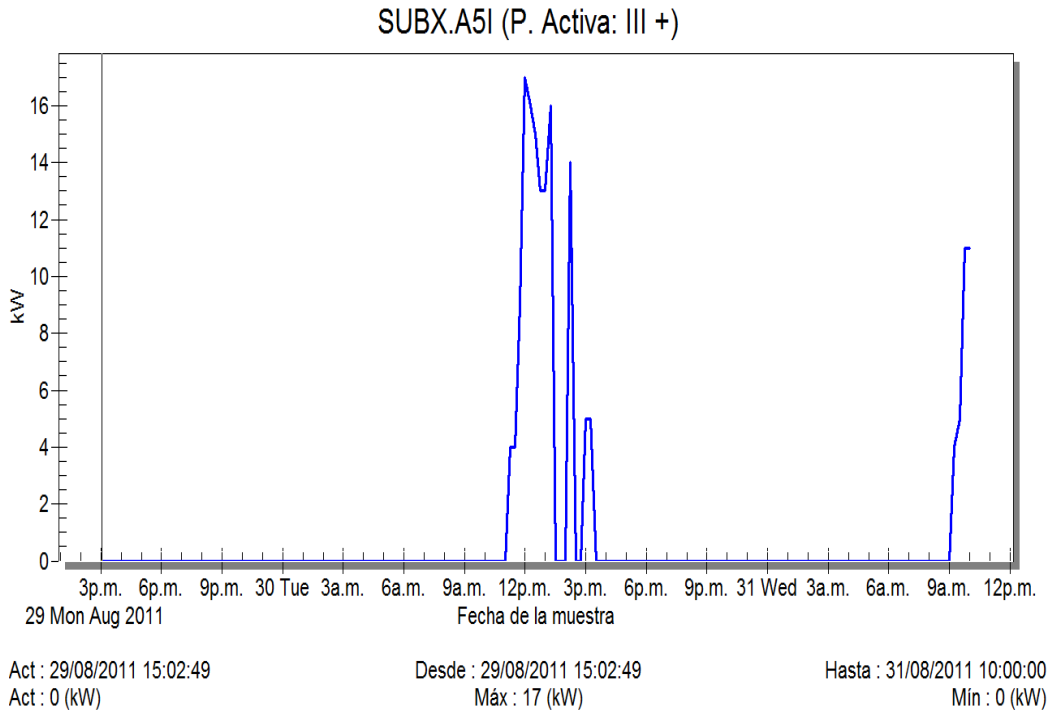


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.7.4. Análisis de la potencia activa

En la figura 44 se nota que la curva de la potencia activa obedece al comportamiento de las curvas de la corriente vistas anteriormente. Los valores de consumo pico básicamente están entre las 6 p.m. a las 6 a.m. en la gráfica se nota la suma de las tres potencias dando como resultado la potencia trifásica como un mínimo de 0 kilovatio y un máximo de 27 kilovatios.

Figura 44. **Potencia activa de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía**

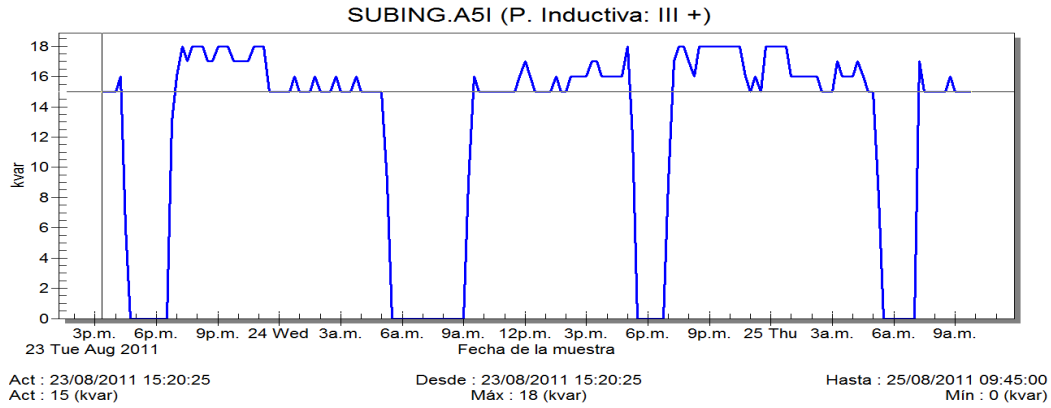


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.7.5. Análisis de la potencia reactiva

De acuerdo al tipo de carga instalada la potencia reactiva puede ser inductiva o capacitiva, en la mayoría de casos existe una mayor carga inductiva que capacitiva, en el análisis de la potencia reactiva inductiva realizada al centro de carga de la subestación de ingeniería y pozo 1, se encontró un comportamiento no lineal en cada fase como lo muestra la figura 45 que muestra el consumo trifásico de la potencia reactiva inductiva, indicando un mínimo de 0 kilovoltamperioreactivo y un máximo de 18 kilovoltamperioreactivos.

Figura 45. **Potencia reactiva de las fases L1, L2 y L3 de la subestación de rayos X y tomografía**

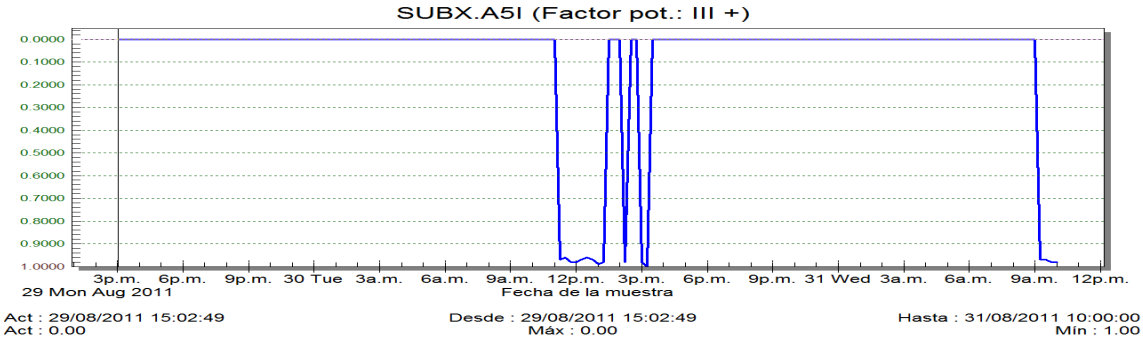


Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.7.6. Análisis del factor de potencia

En el análisis de la figura 41 se puede observar que el factor de potencia se encuentra en un valor de 0,86 no aceptable y por lo tanto es objeto de una penalización por parte de la distribuidora.

Figura 46. **Factor de potencia de la subestación de rayos X y tomografía**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.8. Medición de la gasolinera y sanidad militar

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 1 día, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (127/220 voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

5.8.1. Análisis de regulación de tensión

Basados en los resultados de calidad de red del analizador AR5, del anexo 11 y del análisis gráfico de la figura 47 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 0,78% para la fase 2, según cálculos de la ecuación 5,1, en un intervalo de medición.

Tabla XVII. **Valor de la tensión media y nominal de la tensión de la figura 47**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	127	127	-
L2	126	127	0.78%
L3	127	127	-

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de tensión, del anexo 11.

A partir de los resultados de calidad de red registrada por el analizador AR5, del anexo 11 y de los cálculos mostrados en la tabla XVII, esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación de la gasolinera y sanidad militar, se puede considerar aceptable.

5.8.2. Análisis de desbalance de tensión

A partir de la tabla XVIII y de la figura 47, según cálculos de la ecuación 5,2, el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es: ΔDTD (%) = 3,13%.

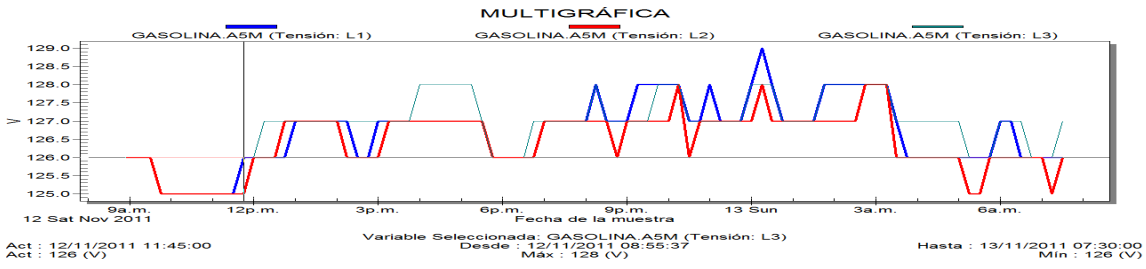
Tabla XVIII. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 47, en un intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
129	125	128	128	128	3,13

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de red, del anexo 11 y 12.

De los resultados de calidad de red de la tensión registrada por el analizador AR5 del anexo 11 y 12, y de los datos de la tabla XVIII. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura 47. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la gasolinera y sanidad militar**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.9. Medición de la subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento

La configuración utilizada fue la siguiente:

El tiempo de observación fue de 1 día, con mediciones cada 15 minutos, la red analizada fue un sistema trifásico, conexión estrella (127/220 voltios), en el cual se analizaron los siguientes parámetros.

5.9.1. Análisis de regulación de tensión

Basados en los resultados de calidad de red del analizador AR5, del anexo 13 y del análisis gráfico de la figura 48 de la tensión. Se obtiene una regulación de la tensión de 0,78% para las tres fases, según cálculos de la ecuación 5,1, en un intervalo de medición.

Tabla XIX. **Valor de la tensión media y nominal de la figura 48**

Líneas	Vk	Vn	ΔVk(%)
L1	126	127	0,78%
L2	126	127	0,78%
L3	126	127	0,78%

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de tensión , del anexo 13.

A partir de los valores de la tensión media registrada por el analizador de redes AR5, del anexo 13 y de los cálculos mostrados en la tabla XIX, esta muestra de la medición de regulación de la tensión del centro de carga de la subestación del aire acondicionado, se puede considerar aceptable.

5.9.2. Análisis de desbalance de tensión

A partir de la tabla XX y de la figura 48, según cálculos de la ecuación 5,2, el porcentaje de desbalance de tensión en un intervalo de medición es:
ΔDTD (%) = 3,91%.

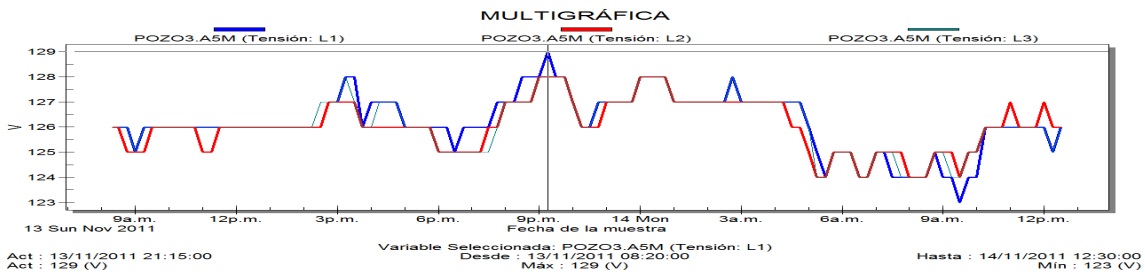
Tabla XX. **Valor máximo y mínimo de la tensión de la figura 48, en un intervalo de medición**

Vmax	Vmin	Va	Vb	Vc	ΔDTD (%) = [3(Vmax - Vmin)/(Va + Vb + Vc)] x 100
128	123	128	128	128	3,91

Fuente: Analizador AR5. Resultados de calidad de red, del anexo 13 y 14.

De los resultados de calidad de la red de la tensión registrada por el analizador AR5, del anexo 13 y 14 y de los datos de la tabla XX. Esta muestra de la medición del desbalance de la tensión, aunque sobrepasa los límites establecidos, se puede considerar aceptable, por tratarse de una medición preliminar.

Figura 48. **Tensión de fases L1, L2 y L3 de la subestación del pozo 3 del edificio de mantenimiento**



Fuente: Software CIRCUTOR power visión 1.6v del analizador AR5.

5.10. Resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica sobre el tema de calidad de la energía

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE ha emitido una serie de normas, entre las cuales están las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD, con el propósito de mejorar la calidad del producto o adecuar su aplicación a situaciones existentes. En lo que se refiere al tema de calidad de energía, se mencionan algunos artículos de las resoluciones emitidas.

Resolución CNEE-36-2003, publicada el 16 de abril de 2003 en el Diario oficial

Artículo 3. Alcance de las mediciones:

Conforme a lo establecido en las NTCSTS, se deberán efectuar mediciones de regulación de tensión, desbalance de corriente y factor de potencia en todos los puntos de conexión de los participantes con el sistema de transporte. Se considera que la cantidad de mediciones mensuales establecidas en las NTCSTS corresponde a mediciones válidas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo tales como registros en blanco o cantidades menores a las especificadas en la presente metodología, registros dañados, etcétera.

La CNEE por medio del personal que estime conveniente, podrá auditar la totalidad de mediciones, así como, la descarga de datos, que realice el transportista.

Normas Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS capítulo III, factor de potencia.

Artículo 49. Valor mínimo para el factor de potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente forma:

Usuarios con potencias de hasta 11 kilovatios 0,85
Usuarios con potencias superiores a 11 kilovatios 0,90

Resolución CNEE No.- 09-99, publicada el 7 de abril de 1999
Título IV calidad del producto suministrado por el distribuidor.

Artículo 18. Evaluación de la incidencia del usuario en la calidad del producto. La incidencia del usuario en la calidad del producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a distorsión armónica, flicker y factor de potencia.

Artículo 20. Período de medición. Dentro del período de control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la calidad del producto será de siete días continuos, denominado período de medición.

Artículo 21. Intervalo de medición. Dentro del período de medición, la medición de los parámetros de regulación de tensión y desbalance de tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de distorsión armónica y flicker el intervalo será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina intervalos de medición (k).

6. ESTUDIOS DE TERMOGRAFÍA A LA SUBESTACIÓN 69/13,2 KV DEL CENTRO MÉDICO MILITAR

6.1. Definición del termino subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus principales funciones son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

6.1.1. Clasificación

Existen varias formas de clasificar a las subestaciones, a continuación se presentan las más utilizadas.

Según la función que desarrollan:

- Variadoras de tensión
- De maniobra
- Mixtas (combinación de las dos anteriores)

Según la potencia y tensión que manejan:

- De transmisión (arriba de 69 kV)
- De distribución primaria (entre 34,5 kV y 13,8 kV)
- De distribución secundaria (debajo de 13,8 kV)

6.2. Principales equipos de una subestación eléctrica

Se consideran equipos primarios por tener una importancia fundamental en el control de transmitir, reducir o elevar las tensiones y a la vez el control y mantener en operación toda la subestación ya que en caso de tener una falla en alguno de ellos se interrumpe la transmisión de energía. Entre estos elementos están el transformador de potencia, banco de puesta a tierra, transformadores de instrumentos, capacitores, apartarrayos, interruptores de potencia, cuchillas desconectadoras, entre otros.

6.2.1. Transformador de potencia

Un transformador de potencia es una máquina electromagnética, no rotativa, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas. El transformador de potencia es el elemento más importante y crítico de una subestación. Está formado principalmente por una parte activa, una parte pasiva y los accesorios.

6.2.2. Banco de puesta a tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

6.2.3. Transformadores de instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos, cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación o sistema eléctrico general.

6.2.3.1. Transformadores de voltaje

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieren energizar.

6.2.3.2. Transformador de corriente

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos.

6.2.4. Capacitores

Son dispositivos eléctricos formados por láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

6.2.5. Apartarrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance de los sistemas. Este debe comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Los apartarrayos deben cumplir con las siguientes funciones:

- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.

- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.

- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.

- No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.

6.2.6. Interruptores

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

6.2.7. Cuchillas o seccionadores

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre debe abrirse primero el interruptor correspondiente.

La cuchilla de acuerdo a la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, puede ser:

- Apertura horizontal
- Apertura vertical
- Apertura central

6.2.8. Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que estos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente. Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

6.2.9. Baterías

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas. Las baterías, según el tipo del electrolítico, pueden ser ácidas o alcalinas.

6.2.10. Cargadores de batería

Es el dispositivo eléctrico (generador de CD) o electrónico que se utiliza para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate. El cargador se conecta en paralelo con la batería. La capacidad del cargador que se va utilizar depende de la eficiencia de la batería o del tipo de batería que se adquiera.

6.2.11. Hilo de guarda

La función del hilo de guarda en las subestaciones es proporcionar un blindaje o protección contra descargas directas, es decir, un blindaje bien diseñado evita las descargas a los conductores de fase y está determinado por la posición relativa de los hilos de guarda respecto a los conductores de fase. Los hilos de guarda también son conocidos con el nombre de cables de tierra, generalmente son de acero y se instalan encima de los conectores y conductores de fase, en un número y disposición tal que, el ángulo formado por la vertical con la recta que une al hilo de guarda con el conductor de una fase exterior sea inferior a 45 grados y preferentemente 30 grados.

6.2.12. Aisladores

Son los elementos que fijan barras, cuchillas seccionadoras, conductores a la estructura y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario. Se usan dos tipos de aisladores:

- Aisladores rígidos
- Cadena de aisladores

6.3. Definición de termografía

La termografía Infrarroja es una técnica que permite, a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas en tiempo real de las superficies con precisión. Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para ver en estas longitudes de onda.

La radiación infrarroja está en el rango de 0,7 a 100 micrometros. Esto permite medir la energía radiante emitida por objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto físico.

6.4. La termografía como técnica predictiva

La técnica de inspección por termografía permite ver puntos calientes generados por condiciones anormales de funcionamiento que de otra forma se transformarían en fallas con consecuencias no deseadas y costosas. En general, un fallo electromecánico antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor, el cual se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita: por lo general y dependiendo del objeto, se presenta de forma gradual, manifestando pequeñas variaciones con el tiempo.

6.5. Aplicación de la termografía infrarroja en mantenimiento de subestaciones eléctricas

La termografía puede ser aplicada en cualquier situación donde un problema o condición pueda ser visualizado por medio de una diferencia de temperatura. Una termografía puede tener aplicación en cualquier área siempre y cuando esta tenga que ver con variación de temperatura. Debido al peligro de inspeccionar un elemento conectado en alta tensión en funcionamiento continuo, la técnica de termografía infrarroja se puede utilizar para examinar los componentes y equipos que se tienen en una subestación eléctrica.

Los puntos de aplicación más importantes de una termografía a una subestación son los siguientes:

- Transformador de potencia
- Barras colectoras
- Inspección de las líneas eléctricas de alta tensión y baja tensión
- Tableros, conexiones, bordes, fusibles y empalmes eléctricos
- Motores eléctricos y generadores
- Desequilibrio de fases e inducciones
- Puntos de conectividad
- Interruptor de potencia
- Cuchillas seccionadoras
- Reconectador
- Regulador de voltaje

6.6. Principales características de la cámara termográfica fluke Ti10

Especificaciones generales

- Temperatura de operación -10 a 50 grados Centígrados (14 a 122 grados Fahrenheit).

- Temperatura de almacenamiento de -20 a 50 grados Centígrados (-4 a 122 grados Fahrenheit).

- Temperatura de carga de 0 a 40 grados Centígrados (32 a 104 grados Fahrenheit).

- Pantalla LCD de 640 x 480 a color, aproximadamente 2 x 3 pulgadas.

Controles y ajustes

- Escala de temperatura seleccionable por el usuario en grados Centígrados o Fahrenheit.

- Selección de idioma.

- Configuración de hora/fecha.

- Software SmartView® de análisis completo y generación de informes.

- Adaptador/cargador de CA (110 – 220 voltios de corriente alterna), 50/60 Hertz.

Normas de seguridad

- Directiva de la CE IEC/EN (Comisión Electromecánica Internacional o Norma Europea) 61010-1 segunda edición.

6.7. Aplicación de termografía a la subestación 69/13,2 kV del CMM

La aplicación de la termografía en la subestación principal tiene como objetivo detectar posibles componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

6.8. Análisis de fallas detectadas por la termografía

El análisis de fallas se basa en la aplicación de la técnica de termografía a la subestación principal de 69/13,2 kilovoltio del Centro Médico Militar, en la cual se establecen comparaciones térmicas entre componentes eléctricos similares en el sistema, referidos a la visualización y variación entre componentes bajo condiciones similares de operación.

6.8.1. Criterios seguidos

Para la determinación del posible mal funcionamiento se sigue el criterio especificado por la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas, (NETA por sus siglas en inglés), es decir, si la diferencia de temperatura entre componentes similares bajo cargas similares supera los 15 grados Centígrados, se detectará una posible futura avería. Si la comparación no fuera posible, esta asociación recomienda que se determine lo mismo cuando la diferencia de temperatura de un componente y del aire supere los 40 grados Centígrados.
En función de estas diferencias de temperaturas se clasificará la posible futura avería y se determinará la actuación a realizar y su urgencia, realizando las oportunas recomendaciones. Esta clasificación es:

Tabla XXI. **Acciones a seguir según diferencia de temperatura**

Nivel	Diferencia Temperaturas Puntos Similares $DIF_{SIM} = T_{PC} - T_{REF}$	Diferencia Temperatura Ambiente $DIF_{AMB} = T_{PC} - T_{AMB}$	Clasificación	Acción
1	$1°C \leq DIF_{SIM} < 4°C$	$1°C \leq DIF_{AMB} < 11°C$	Posible Deficiencia	Se requiere más información.
2	$4°C \leq DIF_{SIM} < 15°C$	$11°C \leq DIF_{AMB} < 21°C$	Probable Deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible.
3	$15°C \leq DIF_{SIM}$	$21°C \leq DIF_{AMB} < 40°C$	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible.
4	$15°C \leq DIF_{SIM}$	$40°C \leq DIF_{AMB}$	Deficiencia Mayor	REPARAR INMEDIATAMENTE

Fuente: Especificaciones de la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas. p.85.

TPC: temperatura punto caliente

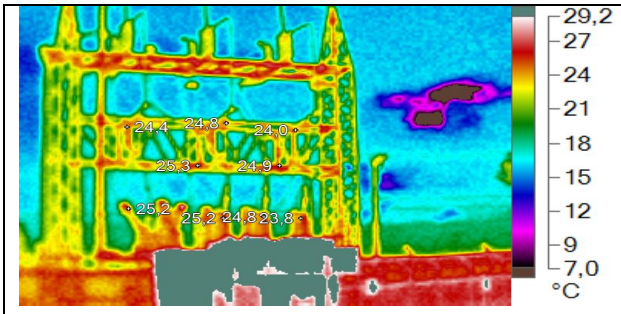
TAMB: temperatura ambiente

TREF: temperatura punto de referencia de otro componente similar bajo cargas similares

DIFSIM: diferencia temperatura punto caliente con temperatura con punto similar

DIFAMB: diferencia temperatura punto caliente con temperatura ambiente

Figura 49. **Termografía infrarroja. Vista general de la subestación de 69/13,2 kV del CMM**



IR001803.IS2

10/11/2011 13:00:29

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	25,2°C	0,95	22,0°C
P1	25,2°C	0,95	22,0°C
P2	24,8°C	0,95	22,0°C
P3	23,8°C	0,95	22,0°C
P4	24,9°C	0,95	22,0°C
P5	25,3°C	0,95	22,0°C
P6	24,4°C	0,95	22,0°C
P7	24,8°C	0,95	22,0°C
P8	24,0°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	20,3°C
Rango de la imagen	1,4°C a 35,3°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 13:00:29
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

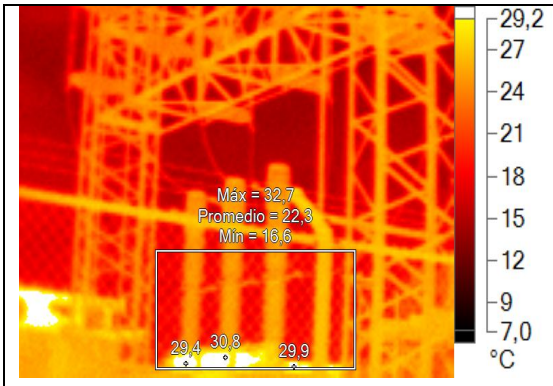
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 50. **Termografía infrarroja del interruptor de potencia de 69 kV de la subestación del CMM**



IR001789.IS2
10/11/2011 12:54:23

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo
P0	29,4°C	0,95	22,0°C
P1	30,8°C	0,95	22,0°C
P2	29,9°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	21,2°C
Rango de la imagen	13,4°C a 32,7°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:54:23
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

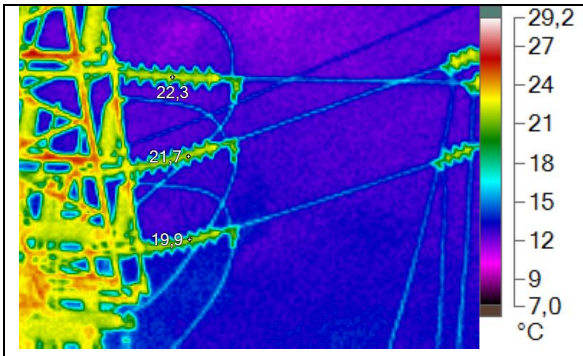
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 51. **Termografía infrarroja de los aisladores de entrada de la subestación de 69 kV del CMM**



IR001793.IS2
10/11/2011 12:56:26

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	19,9°C	0,95	22,0°C
P1	21,7°C	0,95	22,0°C
P2	22,3°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	14,9°C
Rango de la imagen	10,9°C a 26,1°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:56:26
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

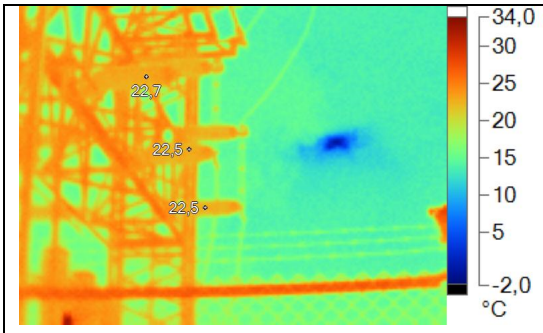
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 52. **Termografía infrarroja de los seccionadores de línea de la subestación de 69 kV del CMM**



IR001794.IS2
10/11/2011 12:57:10

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	22,5°C	0,95	22,0°C
P1	22,5°C	0,95	22,0°C
P2	22,7°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	18,0°C
Rango de la imagen	-0,4°C a 32,8°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:57:10
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

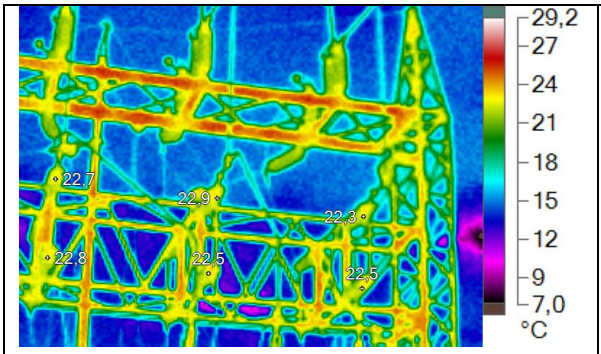
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 53. **Termografía infrarroja de los seccionadores de barra de 69 kV del CMM**



IR001775.IS2 10/11/2011 12:45:29

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	22,8°C	0,95	22,0°C
P1	22,7°C	0,95	22,0°C
P2	22,5°C	0,95	22,0°C
P3	22,9°C	0,95	22,0°C
P4	22,5°C	0,95	22,0°C
P5	22,3°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	17,7°C
Rango de la imagen	6,9°C a 25,8°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:45:29
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

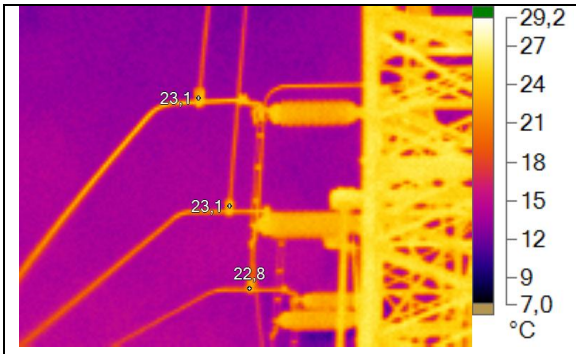
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 54. **Termografía infrarroja de la barra de entrada al transformador de 69/13,2 kV del CMM**



IR001795.IS2
10/11/2011 12:57:34

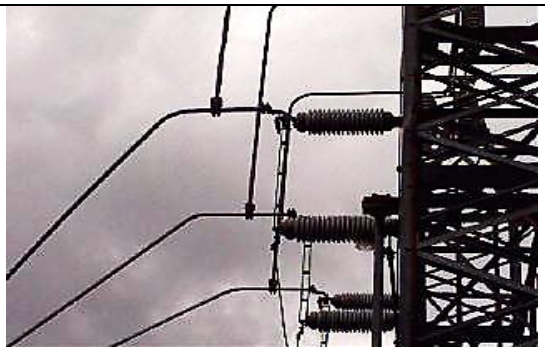


Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	23,1°C	0,95	22,0°C
P1	23,1°C	0,95	22,0°C
P2	22,8°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	17,1°C
Rango de la imagen	10,5°C a 27,3°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:57:34
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

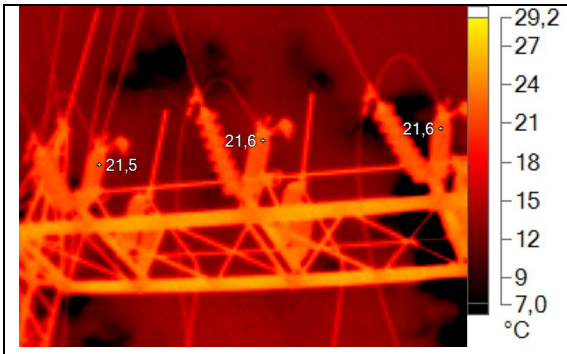
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 55. **Termografía infrarroja de los aisladores de la barra de la transferencia**



IR001765.IS2
10/11/2011 12:37:51

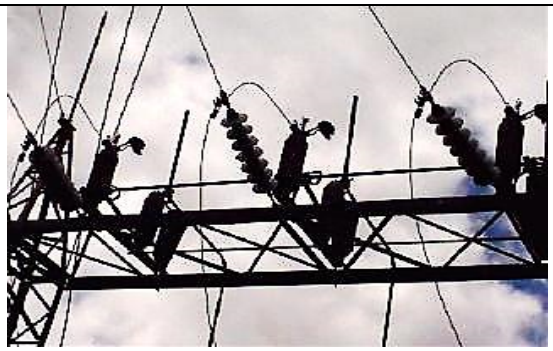


Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	21,5°C	0,95	22,0°C
P1	21,6°C	0,95	22,0°C
P2	21,6°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	14,9°C
Rango de la imagen	-12,8°C a 26,1°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:37:51
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

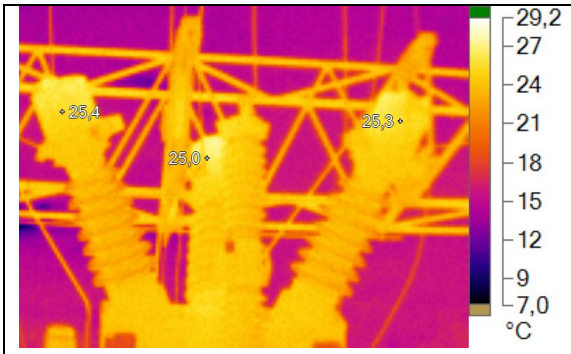
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 56. **Termografía infrarroja del transformador de medición del CMM**



IR001768.IS2
10/11/2011 12:39:42

Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	25,4°C	0,95	22,0°C
P1	25,0°C	0,95	22,0°C
P2	25,3°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	19,8°C
Rango de la imagen	8,3°C a 27,6°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:39:42
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

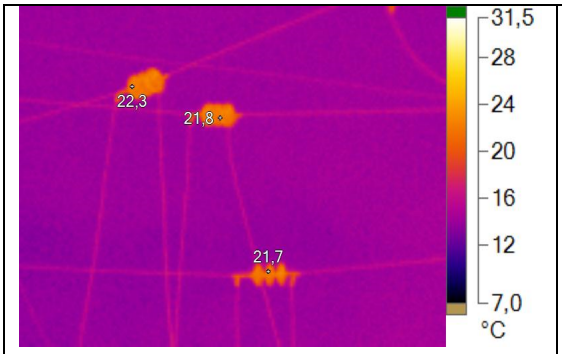
Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

Figura 57. **Termografía infrarroja de los aisladores de 69 kV de la subestación del CMM**



IR001762.IS2
10/11/2011 12:34:09

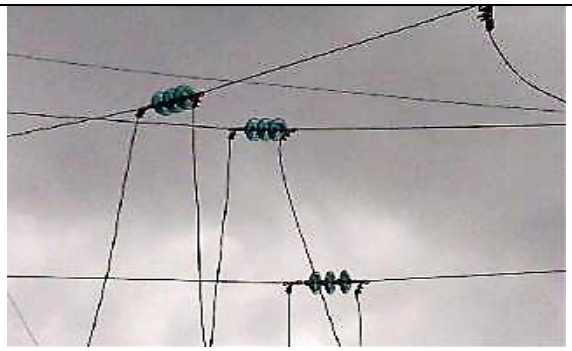


Imagen de luz visible

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
P0	22,3°C	0,95	22,0°C
P1	21,8°C	0,95	22,0°C
P2	21,7°C	0,95	22,0°C

Información de la imagen

Temperatura de fondo	22,0°C
Temperatura promedio	14,3°C
Rango de la imagen	12,8°C a 23,2°C
Número de serie de la cámara	Ti10-10010605
Fabricante	Fluke
Hora de la imagen	10/11/2011 12:34:09
Rango de calibración	-25,0°C a 125,0°C

Fuente: Centro Médico Militar, subestación principal de 69/13,2 kilovoltio.

Diagnóstico:

Basados en la Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas NETA, la cual indica que para una posible deficiencia en el sistema eléctrico debe exceder los 15 grados Centígrados entre componentes similares o un desbalance térmico de +/- 4 grados Centígrados, por lo que la condición de operación de la subestación se encuentra en los márgenes permisibles para su buena operación.

Recomendación: mantener observación en la próxima termografía.

7. PROPUESTA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A LA SUBESTACIÓN 69/13,2 KV DEL CENTRO MÉDICO MILITAR

7.1. Concepto sobre mantenimiento

Se considera que mantenimiento es la serie de trabajos que se deben realizar en algún equipo o planta con el fin de conservarlos.

Típicamente existen tres tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

7.1.1. Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza. Para visualizar de mejor forma el concepto, a continuación se enuncian algunas actividades que forman parte de un mantenimiento predictivo.

- Inspecciones visuales
- Análisis de termografía

7.1.2. Mantenimiento preventivo

Las actividades del mantenimiento preventivo tienen la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante su período de vida útil, la técnica de su aplicación se apoya por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas al equipo. A continuación se detallan algunas actividades dentro de este concepto.

- Pruebas de aislamiento y relación de transformación a transformadores de potencia.

- Lavado de aisladores de equipos, seccionadores y aislamiento de pórtico.

- Lubricación y reapriete de conexiones a equipos.

7.1.3. Mantenimiento correctivo

Es el concepto de mantenimiento más antiguo puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo se realiza sobre la base de emergencia, la cual resulta en un indeficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones del servicio.

7.2. Rutinas de mantenimiento a la subestación eléctrica

Las rutinas propuestas de mantenimiento a la subestación eléctrica constan básicamente de pruebas básicas o sustitución de piezas, de aquí que se clasifiquen las actividades por equipos. Para determinar las rutinas de mantenimiento, se deberán tomar en cuenta todos los quipos que intervienen en la subestación de acuerdo al período de tiempo con que se deberán efectuar, estos pueden llevarse a cabo mediante inspecciones mensuales o anuales.

En las inspecciones mensuales se deberá efectuar una inspección general visual sin desenergizar el equipo, en las inspecciones anuales se deberá desenergizar la subestación o parte de esta a la cual se dé mantenimiento, al encontrarse desenergizado puede efectuarse una inspección minuciosa en las partes que no son accesibles con el equipo energizado.

7.2.1. Rutinas de mantenimiento al transformador de potencia

El transformador de potencia es el equipo más importante de la subestación, ya que es el equipo responsable del cambio de tensión, por ello, es necesario realizar ciertas tareas de mantenimiento.

7.2.2. Aceite dieléctrico

Los aceites dieléctricos son hidrocarburos de base parafinica o naftenica, los cuales son usados básicamente para aislar y enfriar los devanados de los transformadores, en los interruptores para extinguir el arco eléctrico y aislar los elementos internos de dichos interruptores, debe poseer las siguientes propiedades fundamentales:

- Una rigidez dieléctrica suficientemente alta para resistir los incidentes eléctricos que se presentan en el servicio.

- Una viscosidad adecuada para asegurar la circulación convectiva y facilitar la transferencia de calor.

- Un punto de escurrimiento bajo, que asegure la fluidez del aceite a bajas temperaturas.

- Una buena estabilidad a la oxidación, que asegure una larga vida útil (típicamente 20 a 30 años).

Los síntomas de degradación son: cambio de color, oscurecimiento, formación de sustancias polares, formación de ácidos, olor y generación de lodos.

Las principales causas del deterioro del aceite son: humedad, depósitos de carbón, oxidación y contaminación con materiales degradantes.

7.2.2.1. Mantenimiento anual

Debe hacerse una inspección en el líquido aislante, por medio de la muestra, con las siguientes pruebas: rigidez dieléctrica, tensión interfacial, número de neutralización, contenido de inhibidor de oxidación, contaminación con agua, gases disueltos y color.

7.2.2.2. Pruebas a aceites dieléctricos

Existe un gran número de pruebas que se pueden aplicar a aceites aislantes; sin embargo, se consideran suficientes los siguientes para continuar en servicio y prever su comportamiento futuro. Véase tabla XXII.

Tabla XXII. **Pruebas a los aceites dieléctricos**

ENSAYOS BÁSICOS	
Rigidez dieléctrica	ASTM D 1 816
Tensión interfacial	ASTM D 2 285
Número de neutralización (acidez orqánica)	ASTM D 974
Contenido de inhibidor de oxidación (para aceites	IEC 666
Contaminación con agua	ASTM D 1 533
Gases disueltos	IEC 60 567 / 60 599
ENSAYOS COMPLEMENTARIOS	
Color, aspecto	ASTM D11 500,
Sustancias polares	ASTM D 1 902
Punto de inflamación	ASTM D 3
Punto de escurrimiento	ASTM D 97
Lodos	IEC 422
Densidad	ASTM D 1 298
Viscosidad	ASTM D 445
Tangente delta, factor de disipación dieléctrica	ASTM D 927
Contaminantes sólidos	ISO 4 406
Residuo carbonoso	ASTM D 189
Cenizas	ASTM D 482

Fuente: Manual de ESP OIL Engineering Consultates. p. 63.

Rigidez dieléctrica

Es la tensión a la cual el aceite permite la formación de un arco, la rigidez dieléctrica permite medir la capacidad de un aceite para resistir los incidentes dieléctricos dentro de un transformador o interruptor, un aceite limpio y seco se caracteriza por tener una alta rigidez dieléctrica (típicamente 60 kV/0,1"), la presencia de agua, sólidos y sustancias polares reducen sensiblemente su rigidez dieléctrica.

Frecuencia de la prueba anual o semestral
Interpretación de resultados:
Valores menores a 30 kilovoltios son insatisfactorios
Dudoso de 30 a 50 kilovoltios
Satisfactorio valores mayores a 50 kilovoltios
Método analítico IRAM 2 341 o ASTM D 1 816

Tensión interfacial

La tensión interfacial entre el aceite y el agua define la capacidad del aceite de encapsular moléculas de agua y sustancias polares. Un aceite con alta tensión interfacial será capaz de mantener elevada rigidez dieléctrica aunque el aceite incorpore agua. Opuestamente, un aceite con baja tensión interfacial no recuperará su rigidez dieléctrica, aunque sea deshidratado y purificado. El descenso paulatino de la tensión interfacial es señal de envejecimiento del aceite o de mezcla de un aceite dieléctrico con otro lubricante industrial.

Frecuencia de la prueba: anual
Interpretación de resultados:
Valores menores a 25 dyn/cm se consideran insatisfactorios.
Dudoso de 25 a 35 dyn/cm
Satisfactorio valores mayores a 35 dyn/cm
Método analítico ASTM D 2 285

Prueba de acidez o número de neutralización

El número de neutralización consiste en determinar los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que son necesarios para neutralizar el ácido contenido en un gramo de aceite bajo prueba. Los ácidos son los responsables directos de la formación de lodos. Experimentalmente se ha determinado que la formación de lodos comienza cuando el número de neutralización tiene el valor de 0,4 miligramos o más. Los aceites nuevos deben tener un índice de acidez de 0,08 miligramos o menos; y, en condiciones normales y dependiendo de los ciclos de temperatura a que se somete el transformador, este valor aumenta en 0,01 a 0,02 miligramos por año.

Frecuencia de la prueba: anual
Interpretación de resultados:
Satisfactorio < 0,08 mgKOH/g
Dudoso 0,08 a 0,15 mgKOH/g
Insatisfactorio > 0,20 mgKOH/g
Método analítico ASTM D 974

Contaminación con agua

El agua puede provenir del aire atmosférico o de la degradación de la celulosa (aislante sólido del transformador), contenidos bajos de agua (hasta 30 ppm) permanecen en solución y no cambian el aspecto del aceite, cuando el contenido de agua supera el valor de saturación, aparece agua libre en forma de turbidez o gotas decantadas. El agua disuelta afecta las propiedades dieléctricas del aceite, disminuye la rigidez dieléctrica y aumenta el factor de potencia.

En un transformador, el agua se reparte entre el aceite y el papel, en una relación predominante hacia el papel, un alto contenido de agua acelera la degradación de la celulosa, reduciendo la vida útil del aislante sólido.

Frecuencia de la prueba: anual o semestral

Interpretación de resultados:

Deshidratado < 10 ppm
Satisfactorio < 15 ppm
Dudoso 15 a 20 ppm
Insatisfactorio > 20 ppm
Método analítico ASTM D 1 533

Gases disueltos

El aceite tiene como funciones principales: aislar eléctricamente, extinguir arcos y disipar el calor. Cuando una de estas funciones falla, la anomalía del transformador deja sus huellas en el aceite en forma de:

- Compuestos pesados (lacas, barnices y carbón)
- Compuestos livianos (gases de hidrocarburos)

Estudiando los gases disueltos en el aceite, puede examinarse el estado eléctrico interno del transformador sin necesidad de desencubarlo. Los gases clave son: metano, etano, etileno, acetileno e hidrógeno.

Ante una falla térmica que produzca calentamiento, el aceite absorberá energía y reaccionará librando metano e hidrógeno, si el calentamiento es severo; liberará también etileno y si existen asociados arcos de alta energía, el aceite generará acetileno.

Frecuencia de la prueba: anual o semestral
Método analítico IEC60 567/60 599

7.2.3. Pruebas de rutina en campo al transformador

- Resistencia de aislamiento
- Prueba de resistencia óhmica de los devanados
- Relación de transformación (TTR)
- Prueba de resistencia de aislamiento

- Esta prueba tiene como fin primordial la verificación del nivel de aislamiento en valores seguros para el transformador eléctrico bajo prueba, así como, garantizar la integridad del personal involucrado en el mantenimiento y manejo de estos equipos eléctricos específicos.

Dicha resistencia viene dada por el valor en megaohmios que presenta un aislamiento al aplicarle una fuente de tensión de corriente directa, durante un tiempo determinado, que produce una corriente de fuga en el aislamiento. Los valores de resistencia de aislamiento esperados para transformadores en sistemas comprendidos entre 6 kilovoltios y 69 kilovoltios, a 20 grados centígrados, se encuentran entre 400 y 1 200 megaohmios.

Para medir la resistencia de aislamiento o el nivel de aislamiento, pueden emplearse los siguientes procedimientos de prueba:

- Prueba de corto tiempo o lectura puntual

  - Se conecta el equipo de medición de aislamiento en dc, al equipo al cual se le efectuará la prueba. Se efectúa una inyección de corto tiempo, entre 30 y 60 segundos.

- Prueba de absorción dieléctrica

  - La prueba de absorción dieléctrica se realiza al nivel de voltaje nominal del equipo. El resultado de esta prueba consiste en realizar el cociente del valor de resistencia de aislamiento tomada a los 60 segundos y el valor de resistencia de aislamiento tomada a los 30 segundos.

RAD = resistencia leída a 60 segundos/resistencia leída a 30 segundos.

La prueba mide la calidad del aislamiento. Si el aislamiento se encuentra en buenas condiciones el valor de la resistencia de aislamiento se incrementa a medida que transcurre el tiempo.

- Prueba de índice de polarización

    - Es una aplicación especial de la relación de absorción dieléctrica donde las lecturas de resistencia de aislamiento se realizan a 10 minutos y a 1 minuto.

Ip = medición de la resistencia a 10 minutos / medición de la resistencia a 1 minuto.

Para nuevos materiales aislantes, esta prueba pudiera detectar humedad o contaminación. La tabla XXIII muestra valores referenciales para esta prueba.

Tabla XXIII. **Valores de referencia para los índices RAD e Ip**

Condición del aislamiento	Relación 60/30 segundos	Relación 10/1 min, IP (índice de Polarización)
Peligroso	-	Menos de 1
Dudoso	1,0 a 1,25	1,0 a 2
Bueno	1,4 a 1,6	2 a 4
Excelente	Arriba de 1,6	Arriba de 4

Fuente: Megger. Manual más vale prevenir. p. 6.

- Prueba de descarga dieléctrica

    - Esta prueba permite detectar el deterioro, envejecimiento, humedad y suciedad dentro del aislamiento. Los resultados dependen de la característica de descarga del aislamiento lo que permite probar la condición interna del mismo. La prueba es independiente de la contaminación que puede haber en la superficie del aislamiento.

El equipo bajo prueba se energiza a un valor de voltaje por un tiempo entre 10 y 30 minutos, al culminar el tiempo de inyección se introduce una resistencia de descarga entre los terminales del equipo bajo prueba. La velocidad de descarga depende exclusivamente de la resistencia de descarga, de la cantidad de carga acumulada y de la polarización del aislante. La lectura de la prueba de descarga dieléctrica se ejecuta a 1 minuto después de haber introducido la resistencia de descarga, transcurrido este tiempo, la corriente capacitiva es insignificante respecto a la corriente de reabsorción.

DD = corriente fluyendo luego de un minuto (en nA)/[Voltaje de prueba (en V) X Capacitancia (en mf)].

Tabla XXIV. **Valores referenciales de la prueba de descarga dieléctrica**

DD Resultante	Condición del aislamiento
Mayor a 7	Malo
Mayor a 4	Pobre
Entre 2 y 4	Cuestionable
Menor de 2	Bueno

Fuente: Megger. Manual más vale prevenir. p. 7.

- Prueba de resistencia óhmica de bobinados

    - Esta prueba permite verificar la existencia de contactos de alta resistencia en las uniones mecánicas, en el intercambiador de taps y dentro de los bobinados del transformador. Mediante esta prueba se determinan además las pérdidas, producto del deterioro en los materiales de los bobinados (aluminio, cobre) producto del efecto Joule.

Los valores obtenidos en esta prueba específica mediante mediciones periódicas permiten establecer tendencias en cuanto a la condición de este parámetro específico. La información basada en una tendencia permitirá tomar decisiones respecto a la condición en el tiempo del equipo analizado.

- Prueba de relación de transformación (TTR)

    - La relación de transformación se define como la relación de espiras o de tensiones entre los devanados primario y secundario de los transformadores.

Mediante la aplicación de esta prueba, es posible detectar cortocircuitos entre espiras, polaridad, secuencia de fases, circuitos abiertos, etcétera.

Procedimiento

Active un devanado y mida el voltaje inducido en el devanado opuesto; el voltaje de prueba se aplica sea al devanado de alta o al de baja tensión.

La corriente generada en el devanado donde se aplica el voltaje es la corriente de excitación.

La medición de relación debe realizarse con pocos voltios de excitación, de preferencia desde el lado de AT.

Si se excita el devanado de BT 2, 5, 8 V
Si se excita el devanado de AT 80, 100 V

Una de las principales fuentes de error es la excesiva corriente de magnetización.

- Limíte el voltaje de prueba a una fracción del voltaje nominal del espécimen.

- Magnetismo residual en el núcleo puede generar mayores corrientes de magnetización.

- Use un voltaje de prueba menor.

La relación de transformación medida debe estar dentro del ±0,5% respecto al valor de placa, si este valor es mayor quiere decir que existen espiras en cortocircuito que pueden estar en el lado de alta o baja tensión. Si la relación medida es menor a la placa, el cortocircuito se localiza en la bobina de alta tensión y si por el contrario la relación es mayor, el cortocircuito se localiza en la bobina de baja tensión.

7.2.4. Mantenimiento eventual

Si en la inspección se identifica un problema o un riesgo, es normal programar la reparación o sustitución de algunas partes del transformador de potencia, por tanto, la sustitución de algunas piezas o ciertos mantenimientos que se mencionan pueden hacerse en el momento que se identifica la necesidad.

- Filtrado de aceite o cambio de aceite
- Cambio de puentes
- Pintura, etcétera

7.3. Rutinas de mantenimiento preventivo al interruptor de potencia 69 kV

Para mantener en buenas condiciones de operación el interruptor debe cumplir con ciertos parámetros lo que exige mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

7.3.1. Limpieza general

Se deberán mantener limpias todas las partes del interruptor, tales como: unidades interruptoras, mecanismo de operación, aisladores, panel de relevadores, es muy importante para lograr un mayor aislamiento en los componentes.

7.3.2. Lubricación

El interruptor deberá ser lubricado sólo cuando se requiera y con la grasa especificada pieza por pieza, la lubricación no es necesaria bajo condiciones normales de operación.

7.3.3. Limpieza de aisladores

Los aisladores del interruptor de potencia deben ser limpiados con agua, jabón y una franela limpia, para extraer cualquier partícula como polvo, humo y principalmente cualquier partícula metálica o conductora que puede provocar una disminución en el aislamiento.

7.3.4. Medición de resistencia de polo

Utilizando un instrumento apropiado, de aplicar una corriente de 100 amperios de corriente directa, deberá medirse la resistencia de cada polo del interruptor. El máximo valor de resistencia de polo en microohmios, no debe exceder un valor de 100 microohmios para interruptores de 2 000 amperios y de 80 microohmios para interruptores de 3 000 amperios, según el manual de mantenimiento Installation /maintenance Instructions SF6 Power Circuit Braker para el interruptor de 69 000 voltios marca ABB.

7.3.5. Pruebas al aceite dieléctrico

Cuatro pruebas básicas deben realizarse al aceite para comprobar el estado del mismo. Estas pruebas se deben hacer como mínimo una vez al año para tener un historial del estado del aceite y así saber cuándo es necesario realizar el cambio.

Estas pruebas son:

- Prueba de rigidez dieléctrica
- Tensión ínterfacíaI
- Acidez o número de neutralización
- Color

7.3.6. Pruebas de operación y de tiempo

Realizar las siguientes pruebas de operación:

- Asegurarse que el interruptor abra y cierre eléctricamente
- Revisar la bobina de cierre y de apertura
- Verificar que el interruptor cierre mecánicamente
- Pruebe cualquier equipo adicional, relevadores de bajo voltaje, relevadores de sobrecorriente, etcétera.

7.3.7. Cargador y banco de baterías de 120 V

Banco de 120 V dc, Maratón M12V90, 90 AMP-HOUR GEL

Medición del voltaje de flotación de cada batería
2,25 a 2,30 voltios por celda, rango recomendado 2,27 voltios por celda a 25 grados Centígrados (77 grados Fahrenheit).

Medición de la resistencia interna

3,7 miliohmios para la batería M12V90, capacidad de cortocircuito de 3 365 amperios.

Mediciones de temperatura

Se utiliza un termómetro infrarrojo digital que tome la medida, haciéndolo sobre la terminal positiva de cada batería comparándolo contra las especificaciones del fabricante.

Prueba de descarga

Cada fabricante expresa la capacidad de sus baterías en amperios hora y por lo general, el dato lo entrega a una tasa de descarga de 8 o 10 horas. La prueba consiste en seleccionar la curva que más se adopta a las condiciones de descarga a las cuales se someterá el banco en mención, posteriormente, se conecta al banco la carga resistiva que será la encargada de disipar energía manteniendo la corriente de descarga a un nivel constante. Por otra parte, una vez iniciado el período de descarga del banco se procede a tomar mediciones de voltaje y temperatura cada 10 minutos, esto con el objeto de realizar un gráfico que reproduzca la curva típica proporcionada por el fabricante para cada batería.

7.3.8. Frecuencia de mantenimiento al interruptor de potencia 69 kV

En la tabla XXV, se puede observar una lista de puntos de chequeo y el tiempo o frecuencia de inspección general de un interruptor de potencia de pequeño volumen de aceite, similar al del CMM.

Tabla XXV. **Períodos de mantenimiento para interruptores de potencia de 69 kV**

	Intervalos de mantenimiento			
Mantenimiento	**Bimensual**	**Anual**	**5 Años**	**10 años**
Limpieza de bushing**	C			
Banco y cargador de baterias**	C			
Medicion y presion de gas SF 6	C			
Humedad en gas SF 6		C		
Tiempos de interruptor**			C	
Resistencia de contactos			C	
Calentadores de paneles**				
Supervicion de bushing y componentes**		C		
Pruebas al aceite dielectrico		C		
Pruebas detector de gas SF6		C		
Densidad de gas SF 6				
Lubricacion de mecanismo**				
Mantenimiento mayor**				R

C: chequear, significa hacer el mantenimiento descrito o simplemente vericar el el estado de los componentes que se mencionan.
R: Reemplazar, significa sustituir contactos fijos, moviles, componentes mecanicos, cuando el interruptor haya alcanzado el numero de operaciones permisible.
**Se aplica para interruptores de aceite y gas SF6

Fuente: Installation/Maintenance Instructions SF6 Power Circuit Braker. Sp. p. 87.

7.3.8.1. Mantenimiento bimensual

- Lavado de bushing del interruptor.
- Lavado, limpieza de gabinetes de control y mecanismo.
- Lavado, engrase de conectores.
- Limpieza interna, medición de voltaje, medición de corriente al cargador del banco de baterías.

7.3.8.2. Mantenimiento anual

- Revisar los bushing y los componentes del interruptor por roturas.
- Revisar el mecanismo y todas las partes móviles y lubricar con grasa los engranajes si es necesario.
- Medir la resistencia de polo
    - Esta resistencia se mide con un aparato de corriente directa aplicando 100 amperios entre una y otra terminal del mismo polo, el valor de la resistencia no debe exceder 100 microohmios.
- Pruebas de apertura a los relevadores del esquema de protección.
- Pruebas al aceite dieléctrico del interruptor de potencia, rigidez, tensión interfacial, acidez y color, factor de potencia, cromatografía de gases disueltos.

7.4. Inspecciones y pruebas para transformadores de instrumentos

Al realizar, la inspección de los transformadores de instrumentos, se sebe verificar el estado físico de los siguientes elementos:

- Conectores de alta tensión
- Columna aislante de porcelana
- Base del transformador
- Conexión de tierra

Además, se debe efectuar la lectura de niveles de aceite, si aplicara.

7.4.1. Inspecciones y pruebas anuales

Verificar el estado físico de los siguientes elementos:

- Conexiones de alta tensión
- Conexiones de baja tensión
- Estado de la bornera

Las pruebas que se deben realizar son las siguientes:

- Pruebas de aceite dieléctrico, si el transformador permite extraer muestras.

- Pruebas de aislamiento.

- Verificar la relación de transformación usando el método de tensión o el de corriente de acuerdo a recomendaciones ANSI/IEEE C57,13,1.

- Verificar la corriente de excitación de acuerdo a ANSI/IEEE C57,13,1.
- Medir el burden en los terminales del transformador.
- Verificar la polaridad del transformador de voltaje y de corriente.

7.4.2. Controles predictivos

Se debe verificar si presentan los siguientes problemas:

- Fugas de aceite
- Partes sucias, despintadas u oxidadas
- Existencia de golpes
- Presencia de insectos

En la parte de las conexiones de baja tensión, se debe verificar la existencia de los problemas siguientes:

- Sucio
- Bornera rota o golpeada
- Conexiones flojas

7.5. Sistema de tierras de la subestación

El sistema de tierras debe proveer una baja resistencia para la circulación de las corrientes a tierra, ya sea por falla a tierra del sistema o la operación de un pararrayos. También debe hacerse cada año la prueba de resistencia de la red de tierras a la subestación. Estas pruebas se realizan con el Megger de tierra u otro como el medidor de resistencia de pinza utilizado en el capítulo 3. Véase los valores encontrados en la prueba de campo realizada en la subestación con el instrumento medidor de pinza en la tabla VII.

Los valores de resistencia deberán estar entre los rangos permitidos según normas internacionales o por las Normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Artículo 33 inciso 33,4 de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución. Véase tabla VIII capítulo 3.

7.5.1. Mantenimiento anual

La red de tierra debe medirse como mínimo cada año en época de verano, para estar al tanto del estado de esta, para tener la certeza de mantener protegidos los equipos y estar seguros de que cualquier corriente de cortocircuito no tendrá ningún problema en disiparse rápidamente.

7.6. Pararrayos

Observar los pararrayos mediante binoculares u otros medios visuales para determinar si presentan grietas, quebraduras o si están flameados; o presentan mucha contaminación por polvo y humo, que en condiciones de humedad reducen sus características aislantes y de protección.

7.6.1. Inspecciones y pruebas anuales

- Inspeccione las condiciones físicas y mecánicas
- Inspeccione los anclajes, rigidez del montaje y columna de porcelana

Inspeccione las conexiones eléctricas con alta resistencia de contacto usando alguno de los siguientes métodos:

- Inspección de termografía

- Midiendo la resistencia de contacto
- Ajustando la tornillería según los torques especificados
- Limpiando la unidad

Se recomienda que se efectúen las pruebas de aislamiento por 10 minutos de cada pararrayo entre fase-Tierra, calcule el IP y mida el factor de potencia.

7.6.2. Estado de conexión a tierra de los pararrayos

Observar el estado de las conexiones a tierra de todos los pararrayos instalados en la subestación para determinar si presentan corrosión, rotura de hilos, soldaduras en mal estado, flojedad, etcétera, que les reduzcan su función de protección.

7.6.3. Estado de las puntas Franklin y conexión a tierra

Observar mediante binoculares u otros métodos visuales el estado físico de las puntas Franklin ubicadas en la parte superior de la subestación en relación con deformaciones, herrajes en mal estado, corrosión etcétera, que puedan reducir sus características mecánicas y protectoras. A la vez que debe verificarse el estado de conexión a tierra de la misma.

7.6.4. Estado físico del hilo de guarda y conexión a tierra

Observar con binoculares u otros medios visuales, el estado del cable de hilo de guarda, en toda la subestación, en relación con deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis especial en zonas cercanas a empalmes. También observar el estado de la conexión a tierra del hilo de guarda.

7.7. Seccionadores, inspecciones y pruebas

- Inspeccione las condiciones físicas y mecánicas

- Inspeccione los anclajes, rigidez del montaje, alineación y puesta a tierra

Inspeccione las conexiones eléctricas con alta resistencia de contacto usando alguno de los siguientes métodos:

- Inspección termográfica.

- Midiendo la resistencia de contacto.

- Ajustando la tornillería según los torques especificados.

- Limpie la unidad.

- Verifique el estado de los contactos y su lubricación.

- Realice la prueba del mecanismo de operación del seccionador verificando la simultaneidad de los polos.

- Verifique la adecuada lubricación de las partes móviles.

7.7.1. Pruebas eléctricas del seccionador

- Mida la resistencia de aislamiento por un minuto de cada polo del seccionador entre fase–fase y fase–Tierra de cada una de las fases con el seccionador cerrado y posteriormente con el seccionador abierto.

- Mida la resistencia de contacto de cada polo del seccionador.
- Mida el factor de potencia.

7.8. Barras colectoras, inspecciones y pruebas

- Inspeccione las condiciones físicas y mecánicas.
- Inspeccione los anclajes, alineación y puesta a Tierra.

Inspeccione las conexiones eléctricas con alta resistencia de contacto usando alguno de los siguientes métodos:

- Inspección termográfica.
- Midiendo la resistencia de contacto.
- Ajustando la tornillería según los torques especificados.
- Mida la resistencia de aislamiento de la barra entre fase-fase y fase–tierra de cada una de las fases por diez (10) minutos, calcule el Ip.
- Mida la rigidez dieléctrica de la barra de fase a tierra de cada una de las fases de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- Mida el factor de potencia.

7.9. Propuesta de formularios y formas para el control de resultados de pruebas y revisiones

Es importante contar con formas y formularios adecuados al tipo de mantenimiento que se va a realizar, para esto existen muchas razones y entre las principales se pueden mencionar las siguientes:

- Estandarización de las inspecciones y revisiones. Esto se hace para que, cuando se realice el mantenimiento, todas las personas realicen las mismas tareas para cada equipo.

- Facilitar la toma de datos. Es más fácil hacer anotaciones en un formulario adecuado.

- Reducción del tiempo de las visitas a la subestación y plantas eléctricas. Al contar con formularios adecuados, se reduce el tiempo que se emplea para anotar los resultados del mantenimiento esta reducción del tiempo empleado en mantenimiento, aumenta la eficiencia del personal.

- Las formas y formularios finales para la toma de datos se pueden observar en el apéndice 12.

CONCLUSIONES

1. La mayor parte de los tableros de distribución instalados en el Centro Médico Militar son de tecnología descontinuada en el mercado, presentado dificultades en su adquisición o reemplazo al momento de una falla.

2. Se determinó que los niveles de iluminación en diferentes ambientes, principalmente en pasillos y áreas comunes, es deficiente.

3. Actualmente, el estado de la red de tierras de la subestación principal, plantas de emergencia, transferencia automática, así como la red de tierras para pararrayos, es aceptable ya que cumple con las normas técnicas establecidas por la CNEE en las Normas NTDOID.

4. En el estudio de calidad de la energía eléctrica, en lo que se refiere a la regulación de tensión se puede considerar aceptable por encontrarse con variaciones inferiores al ± 10% del valor nominal; no siendo así el por ciento del desbalance de tensión que se encuentra por encima al valor recomendado de 3% en un intervalo de medición.

5. La termografía infrarroja, como parte del mantenimiento predictivo, permitió detectar a distancia, sin ningún contacto físico, medir y visualizar temperaturas en tiempo real, para detectar futuras fallas en los equipos de la subestación, debido a que es una prueba no destructiva que se realizó en funcionamiento continuo.

RECOMENDACIONES

1. Implementar los cambios de los tableros de distribución Federal Pacific debido a que sus protecciones fueron fabricadas por normas y estándares desactualizados.

2. Es necesario el reemplazo de lámparas o difusores principalmente en pasillos y áreas comunes del Centro Médico Militar.

3. Ejecutar mantenimiento a la red de tierras de la subestación principal mediante el uso de soldaduras exotérmicas, debido a que durante las mediciones realizadas se encontraron puntos flojos que están fuera de norma y representan un peligro al personal.

4. De acuerdo al estudio de la calidad de la energía, se hace necesario balancear cargas en la subestación de la lavandería, cocina y máquinas; en la subestación de ingeniería y pozo 1, instalar un banco de capacitores de 10 kilovoltamperioreactivo para corregir el bajo factor de potencia que existe en ciertos horarios para no tener penalización por parte de la empresa distribuidora.

5. De acuerdo a las mediciones efectuadas de termografía a la subestación principal, solicitar repetir esta práctica como máximo a cada año, también a cada una de las subestaciones de distribución para conocer las posibles condiciones en que se encuentra cada subestación.

6. Adoptar como modelo propuesto las rutinas de mantenimiento preventivo a la subestación principal que en este trabajo se proponen e implantar a corto plazo, para garantizar el suministro de energía eléctrica en el hospital.

7. Actualmente, existe un programa de mantenimiento a la subestación principal, pero no se cumple, por lo que la creación del programa de mantenimiento propuesto y los formularios ayudarán a llevar un historial de las reparaciones y la frecuencia con la que debe realizar como mínimo la empresa encargada.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARITA SAGASTUME, Manuel Eduardo. *Protocolos de mantenimiento preventivo en subestaciones de distribución de 69/13,8 kV.* Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2002. 190 p.

2. BRATU SERBAN, Neagu; CAMPERO, Eduardo. *Instalaciones eléctricas, conceptos básicos y diseño*. 2a ed. México: Alfaomega, 1994. 240 p.

3. COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. Guatemala: CNEE, 1999. 23 p.

4. DÍAZ, Pablo. *Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución.* 2a ed. México: McGraw-Hill, 2001. 325 p.

5. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *El ABC de las instalaciones eléctricas residenciales.* México: Limusa, 2000. 227 p.

6. ESP OIL ENGINEERING CONSULTANS. *Manual de mantenimiento de subestaciones eléctricas.* [en línea] www.es.scribd.com/doc/37295657/Esp-Oil-Mantenimiento-de Subestaciones-Electric-As. [Consulta: 11 de octubre de 2011].

7. MÉNDEZ NÁJERA, Jorge Mario. *Programa para el mantenimiento preventivo y diagnostico en las subestaciones eléctricas Guatemala Norte, Guatemala Sur, Guatemala Este del INDE*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1998. 210 p.

8. MARTÍN, José Raúll. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: McGraw-Hill, 1992. 556 p.

9. MEGGER, Manual de pruebas eléctricas para puesta en marcha y mantenimiento de transformadores. [en línea] www.artecing.com.uy/pdf/seminarioMeggerJulio/Pruebas_Electricas _Transformadores.pdf. [Consulta: 15 de octubre de 2011].

10. NAVARRO FUENTES, Carlos Alberto. *Estudio eléctrico de las instalaciones del edificio S-8 y T-9 del campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala.*Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2006. 233 p.

APÉNDICES

Datos obtenidos como resultado de revisiones visuales y del estudio de campo efectuado a los diferentes centros de cargas de las subestaciones de distribución del CMM, medición directa con multímetro digital.

Las tablas a continuación, muestran el resumen de lo encontrado en los centros de carga.

Apéndice 1. **Subestación de encamamientos/emergencia 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA:		encamamientos/emergencia				**VOLTAJE:**	208/120 V
INTERRUPTOR PRINCIPAL:		3X400A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				2#4/0s	REGULAR	89	ALIMENTACIÓN
B	C1	3x400 A	208/120 V	2#4/0s	REGULAR	85	EDIFICIO 10
C				2#4/0s	REGULAR	87	
A				2#4/0s	REGULAR	33	ALIMENTACIÓN
B	C2	3x400 A	208/120 V	2#4/0s	REGULAR	34	EDIFICIO 5
C				2#4/0s	REGULAR	32	
A				4/0s	REGULAR	22	ALIMENTACIÓN
B	C3	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	22	edificio 7
C				4/0s	REGULAR	23	
A				4/0s	REGULAR	50	ALIMENTACIÓN
B	C4	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	55	EDIFICIO 3,
C				4/0s	REGULAR	52	
A				4/0s	REGULAR	33	ALIMENTACIÓN
B	C6	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	33	EDIFICIO 10
C				4/0s	REGULAR	32	
A				4/0s	REGULAR	43	ALIMENTACIÓN
B	C7	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	44	EDIFICIO 6
C				4/0s	REGULAR	45	
A				4/0s	REGULAR	65	ALIMENTACIÓN
B	C8	3x160 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	65	EDIFICIO 2
C				4/0s	REGULAR	66	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Subestación de encamamientos/normal 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA:		encamamientos/normal				**VOLTAJE:**	208/120 V
INTERRUPTOR PRINCIPAL:		3X400 A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (volts)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C1	3x400 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO
C				4/0s	REGULAR		6,1, 3
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C2	3x400 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO 2
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C3	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		edificio 4
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C4	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO 1,
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C6	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO 3,
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C7	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO 5
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C8	3x160 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		EDIFICIO 7
C				4/0s	REGULAR		

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 3. **Subestación de los edificios 13-17, cocina y lavandería 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA 1:		EDIFICIOS 13-17, COCINA, LAVANDERÍA				**VOLTAJE:**	208/120 V
CAPACIDAD FLIPON PRINCIPAL:		3X400 A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				4/0s	REGULAR		
B	C1	3x400 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		COCINA
C				4/0s	REGULAR		
A							
B	C2	3X250 A	208/120 V				LIBRE
C							
A							
B	C3	3x250 A	208/120 V				LIBRE
C							
A				4/0s	REGULAR		LAVANDERÍA
B	C4	3x250 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		PLANTAS
C				4/0s	REGULAR		ELÉCTRICAS
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C6	3x160 A	208/120 V	4/0s	REGULAR		COMEDOR
C				4/0s	REGULAR		PERSONAL
A							
B	C7	3x160 A	208/120 V				LIBRE
C							
B	C8	3x160 A	208/120 V	4/0s	REGULAR	65	EDIFICIO 2
C				4/0s	REGULAR	66	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. **Subestación de los edificios 13-17, cocina y lavandería 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA 2:			EDIFICIOS 13-17, COCINA, LAVANDERÍA			**VOLTAJE:**	208/120 V
CAPACIDAD FLIPON PRINCIPAL:			3X400 A			**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:			SIEMENS			**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C1	3X400	208/120 V	4/0s	REGULAR		COCINA
C				4/0s	REGULAR		
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C2	3X400	208/120 V	4/0s	REGULAR		COMEDOR
C				4/0s	REGULAR		PERSONAL
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C3	3X400	208/120 V	4/0s	REGULAR		CONTROLES
C				4/0s	REGULAR		CALDERAS
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C4	3X160	208/120 V	4/0s	REGULAR		EXTRACTOR DE
C				4/0s	REGULAR		OLORES, COCINA
A							
B	C6	3X160	208/120 V				LIBRE
C							
A							
B	C7	3X160	208/120 V				LIBRE
C							
A				4/0s	REGULAR		ALIMENTACIÓN
B	C8	3X160	208/120 V	4/0s	REGULAR		LAVANDERÍA
C				4/0s	REGULAR		

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 5. **Subestación del aire acondicionado 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA 1 :		AIRE ACONDICIONADO				**VOLTAJE:**	208/120 V
FLIPON PRINCIPAL		3X400 A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				3/0's	REGULAR	25	ALIMENTACIÓN
B	C1	2,4-4,8 KA	208/120 V	3/'0s	REGULAR	25,8	TE1-AA
C				3/'0s	REGULAR	23,9	
A				3/0's	REGULAR	55,4	ALIMENTACIÓN
B	C2	2,4-4,8 KA	208/120 V	3/0's	REGULAR	53,2	TE2-AA
C				3/0's	REGULAR	53,1	
A				2#3/'0S	REGULAR	27,2	ALIMENTACIÓN
B	C3	2,4-4,8 KA	208/120 V	2#3/'0S	REGULAR	28,2	TE3-AA
C				2#3/'0S	REGULAR	26,4	
A				3#3/'0S	REGULAR	3,7	ALIMENTACIÓN
B	C4	2,4-4,8 KA	208/120 V	3#3/'0S	REGULAR	8,8	EDIFICIO 11
C				3#3/'0S	REGULAR	8,3	NIVEL1,PANEL1
A				3/0's	REGULAR	21,3	ALIMENTACIÓN
B	C5	3x200 A	208/120 V	3/0's	REGULAR	20,2	TE4-AA
C				3/0's	REGULAR	20	
A				2#4/'0S	REGULAR	66	ALIMENTACIÓN
B	C6	3x250 A	208/120 V	2#4/'0S	REGULAR	60	TE5AA
C				2#4/'0S	REGULAR	65	
A				250 MCM	REGULAR	94	ALIMENTACIÓN
B	C7	3x160 A	208/120 V	250 MCM	REGULAR	93	EDIFICIO 00
C				250 MCM	REGULAR	94	NIVEL 0
A				2 THW	REGULAR	21	ALIMENTACIÓN
B	C8	3x160 A	208/120 V	2 THW	REGULAR	21,3	PROTEISA
C				2 THW	REGULAR	16	TE6

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. **Subestación del aire acondicionado 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA 2 :		AIRE ACONDICIONADO				**VOLTAJE:**	208/120 V
FLIPON PRINCIPAL:		3X400 A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				2/'0S	REGULAR	20	ALIMENTACIÓN
B	C1	3x250 A	208/120 V	2/'0S	REGULAR	20,3	TN1-AA
C				2/'0S	REGULAR	22	
A				2#2/'0S	REGULAR	10	ALIMENTACIÓN
B	C2	1,9-3,8 KA	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	11.2	TN4-AA
C				2#2/'0S	REGULAR	12,3	
A				2#2/'0S	REGULAR	4	ALIMENTACIÓN
B	C3	3x250 A	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	9	TN2-AA
C				2#2/'0S	REGULAR	7	
A				2#2/'0S	REGULAR	18,8	ALIMENTACIÓN
B	C4	250-500 A	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	19	TN3-AA
C				2#2/'0S	REGULAR	18,3	
A				2#2/'0S	REGULAR	7,5	ALIMENTACIÓN
B	C5	3x250 A	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	18	EDIFICIO 11
C				2#2/'0S	REGULAR	1.3	NIVEL 1,PANEL1
A				2#2/'0S	REGULAR	44,2	ALIMENTACIÓN
B	C6	160-315 A	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	48	TOMOGRAFÍA Y
C				2#2/'0S	REGULAR	45,6	RESONANCIA
A				2#2/'0S	REGULAR	8	ALIMENTACIÓN
B	C7	160-315	208/120 V	2#2/'0S	REGULAR	9	TN2-AA
C				2#2/'0S	REGULAR	7	

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 7. **Subestación de rayos X y Somatón 13,2 kV/380 V**

CENTRO DE CARGA 1 :		RAYOS X, SOMATÓN				**VOLTAJE:**	380 V
NORMAL							
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR						**FASES:**	3ø
DE POTENCIA		1 250 - 2 000 A					
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				3/'0S	REGULAR	43	ALIMENTACIÓN
B	C1	3x250 A	380 V	3/'0S	REGULAR	38	RESONANCIA
C				3/'0S	REGULAR	43	MAGNÉTICA
A				3/'0S	REGULAR	0,53	ALIMENTACIÓN
B	C2	3x250 A	380 V	3/'0S	REGULAR	0,07	TAC
C				3/'0S	REGULAR	0,2	
A						0	LIBRE
B	C3	3x100 A	380 V			0	LIBRE
C						0	LIBRE
A				1/0	REGULAR	30	ALIMENTACIÓN
B	C4	3x160 A	380 V	1/0	REGULAR	15	INCA
C				1/0	REGULAR	30	
A				2/0'S	REGULAR	15,94	ALIMENTACIÓN
B	C5	3x160 A	380 V	2/0'S	REGULAR	15,95	FLOUROSCOPÍA
C				2/0'S	REGULAR	15,82	
A				8 AWG	REGULAR	0,6	ALIMENTACIÓN
B	C6	3x25 A	380 V	8 AWG	REGULAR	0,5	CUARTO OSCURO
C				8 AWG	REGULAR	0,61	FLOUROSCOPÍA

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. **Subestación de rayos X y Somatón 13,2 kV/380 V**

CENTRO DE CARGA 2 :		RAYOS X, SOMATÓN				**VOLTAJE:**	380 V
EMERGENCIA							
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR DE						**FASES:**	3ø
POTENCIA		1 250-2 000 A					
MARCA DEL TABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				2/'0S	REGULAR	0,53	ALIMENTACIÓN
B	C1	3x250 A	380 V	2/'0S	REGULAR	1,33	RAYOS X
C				2/'0S	REGULAR	0,17	
A				2 AWG	REGULAR	0	ALIMENTACIÓN
B	C2	3x80 A	380 V	2 AWG	REGULAR	0	UROSCOPÍA
C				2 AWG	REGULAR	0	
A				2 AWG	REGULAR	0,51	ALIMENTACIÓN
B	C3	3x80 A	380 V	2 AWG	,	0,63	MULTIX
C				2 AWG	REGULAR	0,42	
A				2 AWG	REGULAR	0	ALIMENTACIÓN
B	C4	3x80 A	380 V	2 AWG	REGULAR	0	KLINOGROP
C				2 AWG	REGULAR	0	
A				2/0'S	REGULAR	0,57	ALIMENTACIÓN
B	C5	3x80 A	380 V	2/0'S	REGULAR	0,67	ORBIX
C				2/0'S	REGULAR	0,05	
A				6 AWG	REGULAR	0,4	ALIMENTACIÓN
B	C6	3x80 A	380 V	6 AWG	REGULAR	0,12	THURAMATH
C				6 AWG	REGULAR	0,3	FLOUROSCOPÍA
A				8 AWG	REGULAR	0	ALIMENTACIÓN
B	C7	3x25 A	380 V	8 AWG	REGULAR	0	MAMOGRAFÍA
C				8 AWG	REGULAR	0	

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 9. **Subestación del edificio de ingeniería y pozo 1 13,2 kV/220/127 V**

CENTRO DE CARGA:		EDIFICIO DE ING Y POZOS				**VOLTAJE:**	220/127 V
FLIPON PRINCIPAL:		3X300 A				**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:		BBD BOVERI				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (volts)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE MEDIDO**	**DESCRIPCIÓN**
A						0	LIBRE
B	C1	3x100 A	208/120 V			0	LIBRE
C						0	LIBRE
A				2 AWG	REGULAR	8	ALIMENTACIÓN
B	C 2	3x100 A	208/120 V	2 AWG	REGULAR	5	EDIFICIO ING.
C				2 AWG	REGULAR	10,4	
A				2/0'S	REGULAR	81	ALIMENTACIÓN
B	C3	3x125 A	208/120 V	2/0'S	REGULAR	86,6	POZO
C				2/0'S	REGULAR	69,5	AGUA POTABLE
A						0	LIBRE
B	C4	3X300 A	208/120 V			0	LIBRE
C						0	LIBRE

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 10. **Subestación de la gasolinera, pozo 2, hotel de Paso 13,2 kV/220/127 V**

CENTRO DE CARGA:			GASOLINERA, POZO 2, HOTEL DE PASO, EDIFICIO 33			**VOLTAJE:**	208/120 V
FLIPON PRINCIPAL:			3X500 A			**FASES:**	3ø
MARCA DEL TABLERO:			BBD BOVERI			**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				350 MCM	EMPALMADO	15	ALIMENTACIÓN
B	C1	3x100 A	208/120 V	350 MCM	EMPALMADO	12	HOTEL DE
C				350 MCM	EMPALMADO	16	PASO
A							LIBRE
B	C2	3x100 A	208/120 V				LIBRE
C							LIBRE
A				2 AWG	REGULAR	25	ALIMENTACIÓN
B	C3	3x100 A	208/120 V	2 AWG	REGULAR	23	GASOLINERA
C				2 AWG	REGULAR	25	
A							ALIMENTACIÓN
B	C4	3x100 A	208/120 V	2 AWG	REGULAR	15	LÁMPARAS
C				2 AWG	REGULAR	12,81	EXTERIORES
A				2 AWG	REGULAR	15,94	ALIMENTACIÓN
B	C5	3x150 A	208/120 V	2 AWG	REGULAR	30,15	EDIFICIO 33
C				2 AWG	REGULAR	12,82	
A				2#1/0'S	REGULAR	0,59	ALIMENTACIÓN
B	C6	3x250 A	208/120 V	2#1/'0S	REGULAR	0,30	POZO 2
C				2#1/'0S	REGULAR	0,25	

Fuente: elaboración propia.

La tabla a continuación muestra el resumen de lo encontrado en el centro de carga.

Apéndice 11. **Subestación del bloque operatorio y administración 13,2 kV/208/120 V**

CENTRO DE CARGA 1 :		BLOQUE OPERATORIO Y				**VOLTAJE:**	208/120 V
NORMAL		ADMINISTRACIÓN					
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR						**FASES:**	3ø
PRINCIPAL:		1 250-2 000 A					
MARCA DELTABLERO:		SIEMENS				**POLOS**	24
FASE	**No**	**PROTECCIÓN (amperios)**	**VOLTAJE (voltios)**	**CALIBRE DEL CONDUCTOR**	**ESTADO DEL CONDUCTOR**	**AMPERAJE**	**DESCRIPCIÓN**
A				3#350 MCM	REGULAR	5	ALIMENTACIÓN
B	C1	2,4-4,8 KA	208/120 V	3#350 MCM	REGULAR	5,9	EDIFICIO 24 A
C				3#350 MCM	REGULAR	5,6	UPS
A				3#350 MCM	REGULAR	30	ALIMENTACIÓN
B	C2	2,4-4,8 KA	208/120 V	3#350 MCM	REGULAR	30	EDIFICIO 21
C				3#350 MCM	REGULAR	25	NIVEL 1, PANEL 1
A				2#350 MCM	REGULAR	10	ALIMENTACIÓN
B	C3	2,4-4,8 KA	208/120 V	2#350 MCM	REGULAR	12	EDIFICIO 24 A
C				2#350 MCM	REGULAR	9,3	NIVEL 2, PANEL 2
A				3#350 MCM	REGULAR	32	ALIMENTACIÓN
B	C4	2,4-4,8 KA	208/120 V	3#350 MCM	REGULAR	25	EDIFICIO 19
C				3#350 MCM	REGULAR	30	NIVEL 1 PANEL 1
A				3#350 MCM	REGULAR	8,9	ALIMENTACIÓN
B	C5	2,4-2,8 KA	208/120 V	3#350 MCM	REGULAR	6	EDIFICIO 22
C				3#350 MCM	REGULAR	3	NIVEL 1, PANEL 1
A				3#350 MCM	REGULAR	25	ALIMENTACIÓN
B	C6	2,4-4,8 KA	208/120 V	3#350 MCM	REGULAR	30	EDIFICIO 22
C				3#350 MCM	REGULAR	32	NIVEL 1 PANEL 2

Fuente: elaboración propia.

A continuación se muestran los diseños de formularios y formas propuestos para el control de la subestación principal.

Apéndice 12. **Formularios propuestos para el control de pruebas a los equipos de la subestación principal de 69/13,2 kilovoltio del Centro Médico Militar**

Forma RVT

INSPECCIÓN VISUAL DELTRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13,2 kV

La inspección se debe efectuar sin desenergizar el equipo, tomando en cuenta las distancias mínimas para garantizar la seguridad del personal.
Marque con una X el o los problemas que presenten las partes mencionadas del equipo.
Si no está indicado el problema marque la casilla "Otro", e indique en las observaciones o el problema.

SUBESTACIÓN **CMM** CONEXIÓN **Delta-Estrella**

TIPO DE TRANSFORMADOR
MARCA **Virginia Transformer** CAPACIDAD **3 MVA**
VOLTAJES NOMINALES: 69 000/13 200 V
ENFRIAMIENTO **ACEITE MINERAL**
No. De taps 5

ESTADO FÍSICO DE LOS ELEMENTOS

	Normal	Fugas de aceite	Desprendido	Sucio	Corroido	Oxidado	Rajadas	Faltan Pernos	Golpes	Otro
Llaves de toma de muestras.....										
Cuba del Transformador										
Radiador.....										
Cambiador de taps										
Tanque de expansion										
Bushing, devanado										
Bushing, devanado										
Bushing, devanado terciario										
Accesorio desecador de, aire										
Conexion de tierra										

Ruidos en el cambiador de taps al operar..... Si | No

Coloracion del silicagel..... Azul | Celeste | Rosado | Otro

Indicadores de Temperatura	Actual	max.registrada	Causa	Fecha	Hora
Devanado.....					
Aceite.....					

Nivel de aceite Minimo | 20 ºC | Maximo

No de operaciones del cambiador de taps _____

Observaciones _____
Prueba realizada por _____
(F) _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Hoja 1. Forma RAT1

INSPECCIONES Y PRUEBAS ANUALES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 69/13,2 kV

La inspección se debe efectuar sin desenergizar el equipo, tomando en cuenta las distancias mínimas para garantizar la seguridad del personal.
Marque con una X el o los problemas que presenten las partes mencionadas del equipo.
Si no está indicado el problema marque la casilla "Otro", e indique en las observaciones el problema.

UBICACIÓN
SUBESTACIÓN **CMM**

CONEXION **Delta-Estrella**
CAPACIDAD **3 MVA**

TIPO DE TRANSFORMADOR
MARCA **Virginia Transformer**
VOLTAJES NOMINALES: **69 000/13 200 V**

ENFRIAMIENTO **ACEITE MINIERAL**

No. De taps 5

EFECTUAR LA INSPECCION VISUAL DE TRANSFORMADORES DE POTENICA SEGÚN LA FORMA RVT
EFECTUAR LAS PRUEBAS DE ACEITE SEGÚN LAS FORMAS RARD
EFECTUAR LAS PRUEBAS DE AISLAMIENTO E INDICE DE POLARIZACION SEGÚN LA FORMA RRAEIP
EFECTUAR LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA
EFECTUAR LA PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION SEGÚN LA FORMA RTTR

ESTADO FISICO DE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS

	Normal	Floja	Corroida	Sucia	Contaminada	Otro
Conexiones de alta tension						
Primario						
Secundario						
Terciario						
Conexiones de baja tension						
Ventiladores						
Calefaccion						
Alimentacion CC. de proteccion y señales						

	Normal	Defectuosa
Imagen termica		
funcionamiento de contactos de alarma		
Funcionamiento de contactos de apertura		
Rele bucholz		
prueba de funcion de aviso		
prueba de funcion de desconexion		

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Hoja 2, Forma RAT2

Designación	Normal	Fundido	contactos picados	contactos gastados	contactos rotos	Olor a quemado	Desajustado	Ruido	Sucio	Otro
Contactos de) mando de ventiladores										
Contactos del mando del cambiador de taps										
Fusibles del mando de ventiladores y cambiador de taps										
Micro "switch" Puerta del mando de cambiador de taps										
Puerta de mando de ventiladores										

Obseravaciones _____

_____

Prueba realizada por _____

(F) _____

FECHA _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

HOJA 1. Forma RAI

INSPECCIONES Y PRUEBAS ANUALES DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA 69 kV

Las revisiones y pruebas deben efectuarse con el equipo desenergizado. Marque con una X
El o los problemas que presente las partes mensionadas del equipo. Si no esta indicado el problema marque la casilla "Otro" e indique en las observaciones el problema

FECHA _____

SUBESTACIÓN **CMM**

MARCA _____ TIPO _____ SERIE _____

TIPO DE MANDO

Monopolar	Tripolar	Hidraulico	Neumatico	Otro

VOLTAJE NOMINAL _____ Año de fabricación _____

VERIFIQUE EL ESTADO DE LAS SIGUIENTES CONEXIONES

	Normal	Floja	Corroída	Sucia	Otro
Alta tensión					
Fase R					
Fase S					
FaseT					

ESTADO FISICO DE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS

	Normal	fugas de aceite	Despintado	Sucio	Flojo	Golpeado	Otro
Válvulas de llenado							
FaseR							
FaseS							
FaseT							
Juntas y puntos de unión							
FaseR							
Fases							
FaseT							
Densímetros							
FaseR							
FaseS							
FaseT							
Manómetros							
FaseR							
FaseS							
FaseT							

ESTADO FISICO DE LOS ELEMENTOS DEL MANDO Si es mando tripolar llenar las que se refieren a la fase R

	Normal	Floja	Corroída	Sucia	Elem. Quemados	Otro
Conexiones de la bornera						
FaseR						
FaseS						
FaseT						

	Normal	Cojinetes sin lubricación	Calentamiento	Ruido	Olor a quemado	Otro
Estado del motor electrrico (Bomba o Compresor)						
FaseR						
FaseS						
FaseT						

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Hoja 2, Forma RAI2

	Designación	Normal	Contactos picados	Contactos rotos	Olor a quemado	Ruido	Desajustado	Otro
Contactores								
FaseR								
FaseS								
FaseT								
Pulsadores								
Disparo fase R								
Cierre fase R								
Disparo fase S								
Cierre fase S								
Disparo fase T								
Cierre fase T								
Micro "switchs"								
FaseR								
FaseS								
FaseT								

Además:
EFECTUAR LAS PRUEBAS DE ACEITE SEGÚN LAS FORMAS RARD
EFECTUAR LAS PRUEBAS DE AISLAMIENTO SEGÚN LA FORMA RRAEIP
EFECTUAR LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA
Tambien se recomienda efectuar
DISCORDANCIA DE
ACELERACION

Observaciones _____

PRUEBA REALIZADA POR _____

(f) _____

FECHA _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Forma RA3

INSPECCIONES Y PRUEBAS ANUALES DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN

Las revisiones y pruebas deben efectuarse con el equipo desenergizado. Marque con una X el o los problemas que presenten las partes mencionadas del equipo. Si no esta Indicado el problema marque la casilla " Otro", e indique en las observaciones el problema.

UBICACIÓN
SUBESTACIÓN **CMM**
TIPO DE TRANSFORMADOR
MARCA _____ SERIE_____ Año de fabricacion _____
VOLTAJE NOMINAL _____ CORRIENTE NOMINAL
Tipo de Transformador

CT	PT	Combinado

Conexiones			
Relaciones			
Clase			

	Normal	Floja	Corroída	Sucia	Contaminada	Otro
Conexiones de alta tensión						
Fase R						
Fase S						
Fase T						
Conexiones de baja tensión						
Fase R						
Fase S						
Fase T						

Estado de la bornera	Normal	Floja	Corroída	Sucia	Elem, Quemados	Otro
Fase R						
Fase S						
Fase T						

EFECTUAR LA INSPECCIÓN VISUAL DE TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN
EFECTUAR LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SEGÚN LA FORMA **PTTR1**

OBSERVACIONES _____

PRUEBA REALIZADA POR _____
(f) _____

FECHA _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

RAS

PRUEBAS ANUALES DE SECCIONADORES

Las revisiones y pruebas deben efectuarse con el equipo desenergizado. Marque con una X el o los problemas que presenten les partes mencionadas del equipo. Si no esta Indicado el problema marque la casilla " Otro", e indique en las observaciones el problema.

FECHA _____
UBICACIÓN
SUBESTACIÓN **CMM**

TIPO DE SECCIONADOR
MARCA _____ SERIE _____ Año de fabricacion _____
VOLTAJE NOMINAL
FUNCIÓN

Barra 1	Barra II	Linea	Puesta a tierra	

TIPO

Lateral	Central	Vertical	Pantografo	Otro

VERIFIQUE EL ESTADO DE LAS SIGUIENTES CONEXIONES

	Normal	Floja	Corroída	Sucia	Contaminad	Otro
Conexiones de alta tensión						
Fase R						
Fase S						
Fase T						

ESTADO DE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS

	Normal	Presencia de flameos	Contaminad	Corroído	Falta silicon dieléctrico	Desajustado	Otro
Cuchillas							
Fase R							
Fase S							
Fase T							
Contactos móviles							
Fase R							
Fase S							
Fase T							
Recibidores							
Fase R							
Fase S							
Fase T							
Eclavamientos							
Fase R							
Fase S							
Fase T							

	Normal	Falta lubricación	Desajustad	Sucio	Desgastada	Otro
Estado del mecanismo de rotación						
Estado del sistema de cojinetes						

ESTADO FISICO DE LOS ELEMENTOS DEL MANDO

Conexiones de la bornera	Normal	Flojos	Corroido	Contaminado	Otro

Estado del motor	Normal	Cojinetes sin lubricación	Calentamiento.	Ruido	Olor a quemado	Otro

	Normal	Fluido	Contactos picados	Contactos gastados	Contactos rotos	Desajustado	Ruido	Sucio	Otros
Contactos									
Abrir									
Cerrar									
Pulsadores									
Abrir									
Cerrar									
Parada									
Fusibles									
A									
B									
C									
Contactos del Interruptor auxiliar									
Interruptor de fin de carrera									

OBSERVACIONES _____

PRUEBA REALIZADA POR _____

(f) _____

FECHA

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Forma RP

REVISIONES Y PRUEBAS ANUALES DE LOS PARARRAYOS 69 kV

Las revisiones y pruebas deben efectuarse con el equipo desenergizado. Marque con una X
el o tos problemas que presenten les partes mencionadas del equipo. Si no esta Indicado el problema marque
la casilla " Otro", e indique en las observaciones el problema.

FECHA _____
UBICACIÓN
SUBESTACIÓN **CMM**

TIPO DE SECCIONADOR
MARCA _____ SERIE _____ Año de fabricacion _____
VOLTAJE NOMINAL

ESTADO DE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS

Conexiones de alta tension	Normal	Presencia de flameos	Sucio	Golpeado	Presencia de insectos	Oxidado	Otro
Fase R							
Fase S							
Fase T							
Columna aislante							
Fase R							
Fase S							
Fase T							
Base							
Fase R							
Fase S							
Fase T							

Conexión a tierra

	Normal	Flojo	Corroido	Oxidado	Otro
Fase R					
Fase S					
Fase T					

Contador de descargas	Actual	Anterior	Diferencia
Fase R			
Fase S			
Fase T			

Observaciones _____

Prueba realizada por _____

(F) _____

Fecha _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Forma RTTR

MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE VUELTAS DE LOS DEBANADOS "TTR"

Trasformador No serie	473000A001-9142	**Conexión**	Delta-Estrella
Fabricante	Virginia Transformer	**Capacidad**	3 000 KVA
Subestación	CMM		
Voltaje nominal primario	69 000	**Voltaje nominal secundario**	13 200 / 7621

Posición tap	Voltaje primario
1	72 450
2	70 725
3	69 000
4	67 275
5	65 550

posicion actual del tap _____

Mediciones tap posicion 1

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 -H2	Xo-X2			
H2-H3	Xo-X3			
H3-H1	Xo-X1			

Mediciones tap posicion 2

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 -H2	Xo-X2			
H2-H3	Xo-X3			
H3-H1	Xo-X1			

Mediciones tap posicion 3

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 -H2	Xo-X2			
H2-H3	Xo-X3			
H3-H1	Xo-X1			

Mediciones tap posicion 4

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 -H2	Xo-X2			
H2-H3	Xo-X3			
H3-H1	Xo-X1			

Mediciones tap posicion 5

Puntos de medición		Relación medida	Relación teórica	% error
H1 -H2	Xo-X2			
H2-H3	Xo-X3			
H3-H1	Xo-X1			

Observaciones _____

_____

Prueba realizada por _____

(f) _____

Fecha _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

Forma RARD

PRUEBAS DE ACEITE RIGIDEZ DIELÉCTRICA

FECHA _____

SUBESTACIÓN **CMM**

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

EQUIPO _____ **MARCA** _____

VOLTAJE NOMINAL _____ **SERIE** _____

TIPO _____ **ORIGEN DE LA MUESTRA** _____

PRUEBA	V. de ruptura kV	Hora	PRUEBA	V. de ruptura kV	Hora
Primera lectura			Cuarta lectura		
Segunda lectura			Quinta lectura		
Tercera lectura			Sexta lectura		

Lectura promedio _____ kV **Lect. equivalente en tablas** _____ kV/cm

Temperatura _____ **Norma empleada** _____

Tipo de electrodo _____ **Distancia de calibración** _____

Contenido de agua _____ PPM

OBSERVACIONES _____

_____

Prueba efectuada por _____

(F) _____

Fuente: elaboración propia.

Continuación del apéndice 12.

FORMA RRAEIP

PRUEBAS DEL AISLAMIENTO ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

UBICACIÓN DEL EQUIPO

FECHA _____

SUBESTACIÓN **CMM**

CONEXIÓN **Delta-Estrella**

EQUIPO **Transformador**

MARCA **Virginia Transformer**

VOLTAJE NOMINAL **69 000/13 200 V**

SERIE 473000A001-9142

TIPO _____

TEMPERATURA DE LA PRUEBA ____ºC

Hora de inicio _____

Hora de finalización _____

Lectura en megahomios

Voltaje Dc aplicado	1000	1000	500
Ptos de prueba	Primario-tierra	primario-secundario	secundario tierra
Tiempo de lectura			
30 segundos			
1 minuto			
2 minutos			
3 minutos			
4 minutos			
5 minutos			
6 minutos			
7 minutos			
8 minutos			
9 minutos			
10 minutos			
IP= 10/1 min			

OBSERVACIONES _____

PRUEBA RALIZADA POR _____

(F) _____

FECHA _____

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. **Tolerancia admisible respecto del valor nominal de tensión en porcentaje**

TENSIÓN	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL EN %					
	ETAPA					
	TRANSICIÓN		RÉGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		RÉGIMEN A partir del Mes	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	7		6		5	

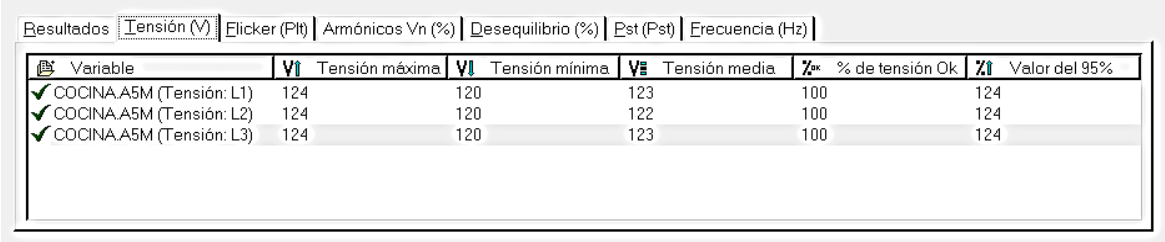
Fuente: Comisión Nacional de la Energía Eléctrica, NTSD.

Anexo 2. **Desbalance de tensión en porcentaje**

TENSIÓN	DESBALANCE DE TENSIÓN, ∆DTD, EN %
	ETAPA DE RÉGIMEN A partir del mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: Comisión Nacional de la Energía Eléctrica, NTSD.

Anexo 3. **Resultados de la tensión máxima, mínima, y media del centro de carga de la subestación de la lavandería cocina y máquinas del CMM**



Resultados | Tensión (V) | Flicker (Plt) | Armónicos Vn (%) | Desequilibrio (%) | Pst (Pst) | Frecuencia (Hz)

Variable	Tensión máxima	Tensión mínima	Tensión media	% de tensión Ok	Valor del 95%
COCINA.A5M (Tensión: L1)	124	120	123	100	124
COCINA.A5M (Tensión: L2)	124	120	122	100	124
COCINA.A5M (Tensión: L3)	124	120	123	100	124

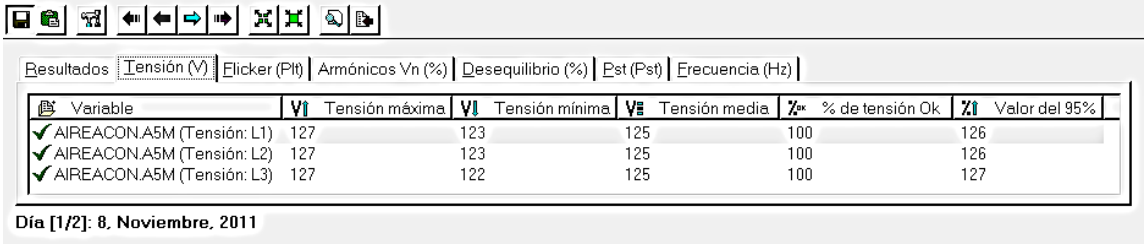
Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 4. **Muestra del voltaje línea a neutro, corriente monofásica, potencia activa trifásica y frecuencia del centro de carga de la subestación de lavandería cocina y maquinas del CMM**

Fecha Tiempo	L1 (V)	L2 (V)	L3 (V)	Corriente L1 (A)	Corriente L2 (A)	Corriente L3 (A)	P. Activa III +(kW)	Frecuencia (Hz)
11/11/2011 09:16:26	120	120	120	101	91	134	11	60.0
11/11/2011 09:30:00	121	121	121	102	92	131	12	60.0
11/11/2011 09:45:00	121	121	121	100	88	117	11	60.0
11/11/2011 10:00:00	120	121	121	98	85	115	11	60.0
11/11/2011 10:15:00	120	121	121	131	122	162	14	60.0
11/11/2011 10:30:00	121	121	121	126	114	169	13	60.0
11/11/2011 10:45:00	120	120	121	123	109	168	13	60.0
11/11/2011 11:00:00	120	120	121	119	103	163	13	60.0
11/11/2011 11:15:00	121	122	122	85	66	116	10	60.0
11/11/2011 11:30:00	122	122	122	75	60	92	9	60.0

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 5. **Resultados de la tensión máxima, mínima y media del centro de carga de la subestación del aire acondicionado del CMM**



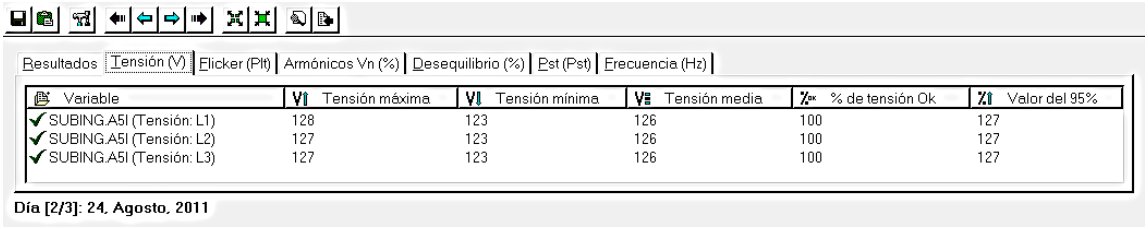
Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 6. **Muestra del voltaje línea a neutro, corriente monofásica, potencia activa trifásica, y frecuencia del centro de carga de la subestación del aire acondicionado del CMM**

Fecha Tiempo	L1 (V)	L2 (V)	L3 (V)	Corriente L1 (A)	Corriente L2 (A)	Corriente L3 (A)	P.ActivaIII + (kW)	P. Inductiva:	Frecuencia (Hz)
08/11/2011 09:55:00	125	125	124	75	80	65	22	12	60.1
08/11/2011 10:00:00	125	125	124	60	67	55	18	10	60.0
08/11/2011 10:15:00	124	124	123	67	93	87	21	19	60.0
08/11/2011 10:30:00	124	124	123	78	116	115	28	24	60.0
08/11/2011 10:45:00	123	123	123	78	118	117	28	25	60.0
08/11/2011 11:00:00	123	123	122	85	131	121	31	25	60.0
08/11/2011 11:15:00	123	123	122	81	124	117	29	23	60.0
08/11/2011 11:30:00	123	123	123	81	124	117	29	24	60.0
08/11/2011 11:45:00	123	123	123	81	125	117	29	25	60.0
08/11/2011 12:00:00	124	124	123	85	127	119	31	25	60.0

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 7. **Resultados de la tensión máxima, mínima y media del centro de carga de la subestación del edificio de ingeniería y del pozo 1 del CMM**



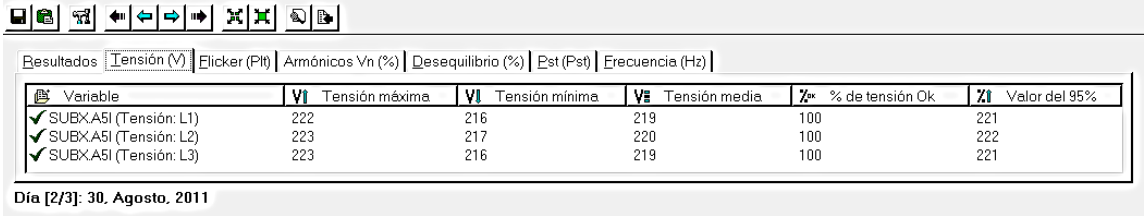
Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 8. **Muestra del voltaje línea a neutro, corriente monofásica, potencia activa trifásica y frecuencia del centro de carga de la subestación del edificio de ingeniería y del pozo 1**

Fecha Tiempo	L1 (V)	L2 (V)	L3 (V)	Corriente: L1 (A)	Corriente: L2 (A)	Corriente: L3 (A)	P. Activa: III + (kW)
24/08/2011 14:30:00	125	125	125	85	85	83	25
24/08/2011 14:45:00	125	125	125	85	84	83	25
24/08/2011 15:00:00	125	125	125	83	84	85	25
24/08/2011 15:15:00	125	126	125	85	84	85	26
24/08/2011 15:30:00	126	126	126	81	83	83	24
24/08/2011 15:45:00	126	126	126	80	87	81	25
24/08/2011 16:00:00	126	126	126	80	85	81	25
24/08/2011 16:15:00	125	125	125	80	85	81	24
24/08/2011 16:30:00	126	125	126	80	84	81	24

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 9. **Resultados de la tensión máxima, mínima y media del centro de carga de la subestación de rayos X y Somatón del CMM**



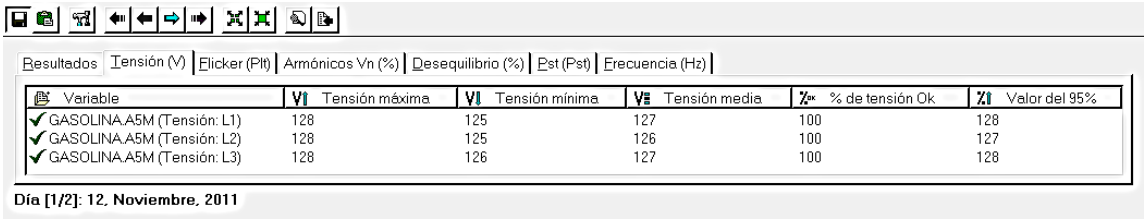
Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 10. **Muestra del voltaje línea a neutro, corriente monofásica, potencia activa trifásica y frecuencia del centro de carga de la subestación de rayos X y Somatón del CMM**

Fecha Tiempo	L1 (V)	L2 (V)	L3 (V)	Corriente: L1 (A)	Corriente: L2 (A)	Corriente: L3 (A)	P. Activa: TII +	Frecuencia (Hz)
30/08/2011 11:15:00	218	219	218	23	0	0	4	60.0
30/08/2011 11:30:00	219	220	219	23	0	0	4	60.0
30/08/2011 11:45:00	219	220	219	27	0	22	9	60.0
30/08/2011 12:00:00	218	219	218	29	26	28	17	60.0
30/08/2011 12:15:00	217	218	217	29	26	27	16	60.0
30/08/2011 12:30:00	218	219	218	28	25	26	15	60.0
30/08/2011 12:45:00	218	219	218	24	23	22	13	60.0
30/08/2011 13:00:00	218	219	218	25	23	22	13	60.0
30/08/2011 13:15:00	218	219	218	29	26	27	16	60.0
30/08/2011 13:30:00	218	219	218	0	0	0	0	60.0
30/08/2011 13:45:00	218	219	218	0	0	0	0	60.0

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 11. **Resultados de la tensión máxima, mínima y media del centro de carga de la subestación de la gasolinera y sanidad militar del CMM**



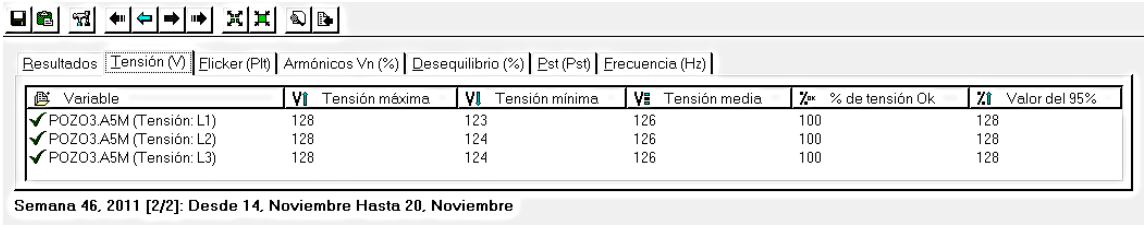
Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 12. **Muestra del voltaje línea a neutro, del centro de carga de la subestación de la gasolinera y sanidad militar**

Fecha Tiempo	Tensión: L1 (V)	Tensión: L2 (V)	Tensión: L3 (V)
12/11/2011 10:15:00	125	125	126
12/11/2011 10:30:00	125	125	126
12/11/2011 10:45:00	125	125	126
12/11/2011 11:00:00	125	125	126
12/11/2011 11:15:00	125	125	126
12/11/2011 11:30:00	125	125	126
12/11/2011 11:45:00	126	125	126
12/11/2011 12:00:00	126	126	126
12/11/2011 12:15:00	126	126	127
12/11/2011 12:30:00	126	126	127
12/11/2011 12:45:00	126	127	127
12/11/2011 13:00:00	127	127	127
12/11/2011 13:15:00	127	127	127
12/11/2011 13:30:00	127	127	127
12/11/2011 13:45:00	127	127	127
12/11/2011 14:00:00	127	127	127
12/11/2011 14:15:00	127	126	127
12/11/2011 14:30:00	126	126	127
12/11/2011 14:45:00	126	126	127
12/11/2011 15:00:00	127	126	127
12/11/2011 15:15:00	127	127	127

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 13. **Resultados de la tensión máxima, mínima y media del centro de carga del edificio de mantenimiento y del pozo 3 del CMM**



Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Anexo 14. **Muestra del voltaje línea a neutro del centro de carga de la subestación del edificio de mantenimiento y del pozo 3**

Fecha Tiempo	Tensión: L1 (V)	Tensión: L2 (V)	Tensión: L3 (V)
14/11/2011 02:30:00	127	127	127
14/11/2011 02:45:00	128	127	128
14/11/2011 03:00:00	127	127	127
14/11/2011 03:15:00	127	127	127
14/11/2011 03:30:00	127	127	127
14/11/2011 03:45:00	127	127	127
14/11/2011 04:00:00	127	127	127
14/11/2011 04:15:00	127	127	127
14/11/2011 04:30:00	127	126	127
14/11/2011 04:45:00	127	126	127
14/11/2011 05:00:00	126	125	126
14/11/2011 05:15:00	125	124	124
14/11/2011 05:30:00	124	124	124
14/11/2011 05:45:00	125	125	125
14/11/2011 06:00:00	125	125	125
14/11/2011 06:15:00	125	125	125
14/11/2011 06:30:00	124	124	124
14/11/2011 06:45:00	124	124	124
14/11/2011 07:00:00	125	125	125
14/11/2011 07:15:00	125	125	125
14/11/2011 07:30:00	124	125	125

Fuente: Analizador AR5., cálculos de calidad de red.

Interruptores termomagnéticos:
Norma IRAM 2 169 junio de 1991 o IEC 889-1988

Anexo 15. **Características de operaciones tiempo corriente de interruptores termomagnéticos**

Ensayo	Tipo	Corriente de ensayo	Condición Inicial	Límite del tiempo de desconexión y de no desconexión	Resultado a Obtenerse	Observaciones
a	B, C, D	1,13 In	Frío *	t>=1h para I =<63A t>=2h para In =<63A	No Desconexión	-
b	B, C, D	1,45 In	Inmediatamente después del ensayo a)	t>1h para I =<63A t<2h para In >63A	Desconexión	Corriente aumentada en forma continua en 5s
c	B, C, D	2,55 In	Frío *	1s< t < 60s /I =<32A 1s< t < 120s /In >32A	Desconexión	-
d	B C D	3 In 5In 10 In	Frío *	t >=0,1s	No Desconexión	Corriente establecida por cierre de un interruptor aux.
e	B C D	5 In 10 In 20 In	Frío *	t < 0,1s	Desconexión	Corriente establecida por cierre de un interruptor aux.

(*) + el termino frio significa sin carga previa a la temperatura de calibrado de referencia.

Fuente: alerce.pntic.mec.es/~hmartin/electr%F3nica/componentes/interruptores.htm. Consulta: Octubre de 2011.

La Norma IRAM 2 169 de junio 1991, se basa en la IEC 898 de 1988, esta norma contiene las exigencias a que se ve sometido un interruptor termomagnético en una casa domiciliaria y que son cortocircuitos de valores no mayores de 500 amperios provocados generalmente por fallas de electrodomésticos.

Continuación del anexo 15.

Los ensayos que debe superar una termomagnética IEC 898 o IRAM 2 169 son:

I) Con corriente de cortocircuito de 500 A (reducida) ó 10 In O t O t O t O t O t O t CO t CO t CO

O: significa que aparece el cortocircuito y el producto abre.

t: intervalo entre un cortocircuito y el otro igual a 3 minutos

CO: significa que la termomagnética cierra sobre el cortocircuito e instantáneamente abre.

II) Con corriente de cortocircuito de 1 500 A:
Igual secuencia que con 500 A.

III) Con corriente de cortocircuito declarada por el fabricante:
3 000/4 500/6 000 ó 10 000A.

O t O t CO (bipolares)
O t CO t CO (tripolar ó tetrapolares)

Observación:

1) Los ensayos I, II, y III se hacen sobre 3 muestras distintas.
2) Después de dichos ensayos, luego de (2 a 24hrs) se ensayan con rigidez dieléctrica (1 500 volts) sin fallas.
3) La calibración térmica no debe ser alterada, en 0,85 de 1,13 In (no debe cortar) y 1,10 de 1,45 In (debe cortar antes de 1h).
4) Los ensayos I, y II no se exigían a las termomagnéticas de IEC 157 del año 1 973, ya no deberían de usarse.

Continuación del anexo 15.

Están clasificados por tipos B, C y D.

a) Los tipos B, C y D con sobrecargas de 1,13 In no desconectan en tiempos mayores que 1 hora (hasta 63 A).
b) En cambio con 1,45 In luego de hacer la prueba de a), corta en un tiempo menor a 1 hora (hasta 63 A).

El comportamiento frente a sobrecargas instantáneas de 3 a 50 In es distinto según el tipo, y el instalador debe saber cual utilizar según sea el tipo de carga de su instalación.

Tipo B
Con 3 veces la In de sobrecarga, no desconecta
Con 5 veces la In de sobrecarga, desconecta

Aplicación:
En líneas con cargas fuertemente (horno eléctrico) resistivas o con alumbrado fluorescente (de bajas corrientes de conexión)

Tipo C
Con 5 veces la In de sobrecarga, no desconecta
Con 10 veces la In de sobrecarga, desconecta
Aplicación*: (*de mayor uso)

En líneas con cargas del tipo de alumbrado y aparatos electrodomésticos (sin preponderancia de motores).

Continuación del anexo 15.

Tipo D
Con 10 veces la In de sobrecarga, no desconecta
Con 20 veces la In de sobrecarga, desconecta

Aplicación

En caso de circuitos que alimentan motores que pueden arrancar con corrientes de 6 o 7 veces la In (con coplas resistentes de arranque importantes). Los tiempos de desconexión son < 0,1seg. Los ensayos que más caracterizan la calidad de un termomagnético:

Ensayo de vida:
Eléctrica (con carga) 4,000 accionamientos
Cortocircuito: 1,500/ 3,000/4,500/ 6,000/10,000 A

verificación

La palanca debe tener la posibilidad de ser enclavada en posición de abierto con un eje metálico (para ello las cajas de las termomagnéticas, tienen un agujero de ø aproximadamente 1mm). Debe tener al frente una indicación clara de la posición de abierto del interruptor. En la marcación, debe indicar:

(In) corriente nominal (A)
(Icc) corriente cortocircuito (A) o (kA)
Clasificación de disparo por sobrecorriente, B, C o D.
Vn tensión nominal (V)
Fabricante y país
Norma a la que corresponde.