



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

**MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO  
MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E  
IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO**

**Romeo Eduardo Tovar Puac**

Asesorado por el Ing. Luís Enrique Gutiérrez Arévalo

Guatemala, enero de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO  
MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E  
IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**ROMEO EDUARDO TOVAR PUAC**

ASESORADO POR EL INGENIERO LUIS ENRIQUE GUTIÉRREZ ARÉVALO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, ENERO DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO:	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I:	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II:	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III:	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV:	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA:	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR:	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR:	Ing. Manuel Fernando Barrera Pérez
EXAMINADOR:	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO:	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO  
MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E  
IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 07 de marzo de 2006.



Romeo Eduardo Tovar Puac

Guatemala, 02 de febrero de 2007

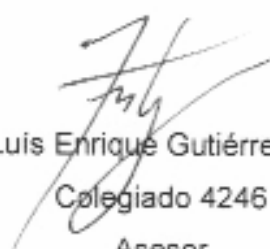
Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz  
Coordinador Área Ciencia y Tecnología  
Unidad de Practicas de Ingeniería y E. P. S.  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador

Por este medio le informo que he asesorado el trabajo de graduación titulado:  
**“MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACION DE UN CUARTO ELECTRICO”** desarrollado por el estudiante Romeo Eduardo Tovar Puac, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

En base a la revisión y corrección de dicho trabajo de graduación, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y el asesor, nos hacemos responsables del contenido de este trabajo.

Atentamente,

  
Ing. Luis Enrique Gutiérrez Arévalo  
Colegiado 4246  
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA  
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 17 de agosto de 2007  
Ref. EPS. C. 499.08.07

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña  
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 de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **ROMEO EDUARDO TOVAR PUAC**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **"MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO"**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Sé y Enseña a Todos"

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Mecánica – Eléctrica



KIER/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 20 de agosto de 2007  
Ref. EPS. C. 499.08.07

Ing. Renato Escobedo  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo,

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO"**.

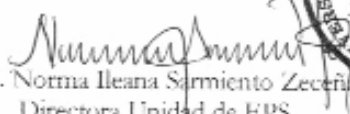
Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **ROMEO EDUARDO TOVAR PUAC**, quien fue asesorado por el Ing. Luis Enrique Gutiérrez Arévalo y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

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 Supervisor, 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"

  
Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena  
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



Guatemala, 3 de SEPTIEMBRE 2007.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL  
EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE  
TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO  
ELÉCTRICO**, desarrollado por el estudiante, Romeo Eduardo Tovar  
Puac, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal  
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

¡D Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Pedraza Barrios  
Coordinador, Área de Potencia



JGBB/200

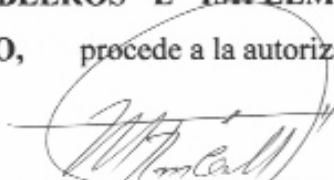


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Romeo Eduardo Tovar Puac titulado: **MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO**, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
DIRECTOR



GUATEMALA, 5 DE SEPTIEMBRE

2,007.

Universidad de San Carlos  
de Guatemala




Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG.018.08

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 Industrial, al trabajo de graduación titulado: **MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO**, presentada por el estudiante universitario **Romeo Eduardo Tovar Puac**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy  Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, enero 2008



/cc

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **MEJORAMIENTO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL EDIFICIO MUNICIPAL MEDIANTE EL TRASLADO DE TABLEROS E IMPLEMENTACIÓN DE UN CUARTO ELÉCTRICO,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 07 de marzo de 2006.

Romeo Eduardo Tovar Puac

## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>DIOS</b>	Sobre todas las cosas
<b>Mis padres</b>	Romeo Tovar y Aurora de Tovar
<b>Mi esposa</b>	Jeannette Menéndez de Tovar
<b>Mi Hijo</b>	Jonathan O. Tovar Menéndez.
<b>Mis hermanas</b>	Dania Tovar, Leticia Tovar y Miriam Tovar

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b> .....	V
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b> .....	IX
<b>GLOSARIO</b> .....	XI
<b>RESUMEN</b> .....	XVII
<b>OBJETIVOS</b> .....	XIX
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	XXI
<b>1. EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS</b>	
<b>INICIALES</b> .....	<b>1</b>
1.1. Espacio físico utilizado inicialmente.....	1
1.2. Situación y problemáticas que presentaba la ubicación inicial.....	5
1.2.1. Tableros.....	5
1.2.1.1. Ubicación inicial de tableros.....	5
1.2.2. Cables.....	6
1.2.2.1. Capacidad de conductores.....	7
1.2.2.2. Estado inicial de los cables.....	8
1.2.3. Tubería.....	8
1.2.3.1. Capacidad y estado inicial de la tubería...	9
<b>2. EJECUCIÓN DE TRABAJOS EN ÁREA INICIAL DE LOS TABLEROS</b> .....	<b>11</b>
2.1. Ejecución del estudio termográfico.....	11
2.2. Dimensionamiento e identificación de circuitos.....	18
2.2.1. Dimensionamiento.....	18

2.2.2.	Identificación.....	19
2.3.	Análisis de la red en la ubicación inicial.....	22
2.3.1.	Estudio de cargas.....	22
<b>3.</b>	<b>EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE TRABAJOS PARA EL</b>	
	<b>CUARTO ELÉCTRICO.....</b>	<b>33</b>
3.1.	Tableros eléctricos e interruptores termomagnéticos.....	34
3.1.1.	Análisis teórico.....	34
3.1.1.1.	Tableros.....	34
3.1.1.1.1.	Tablero principal.....	34
3.1.1.1.2.	Tableros de distribución o derivados.....	34
3.1.1.2.	Interruptores.....	35
3.1.2.	Instalación de tableros en cuarto eléctrico sótano edificio Municipal de Guatemala.....	36
3.1.2.1.	Instalación de tableros I-Line e interruptores de caja moldeada.....	39
3.1.2.1.1.	Alineación del interruptor.....	42
3.1.2.1.2.	Incursión de interruptor.....	42
3.1.2.1.3.	Fijación mecánica.....	42
3.1.2.1.4.	Ventajas de utilizar este sistema.....	43
3.1.2.2.	Tableros e interruptores QO para los centros de carga.....	44
3.1.2.3.	Tableros e interruptores Industriales.....	47
3.2.	Barras.....	48
3.3.	Cálculo y capacidad de interruptores.....	50
3.4.	Cables.....	51
3.4.1.	Teoría de conductores.....	53
3.4.1.1.	Materiales conductores.....	53
3.4.1.2.	Conductor.....	53

3.4.1.3.	Circuito.....	53
3.4.1.4.	Propiedades generales de los conductores.....	54
3.4.1.5.	Cálculo y capacidad de conductores.....	55
3.4.1.5.1.	Criterios para el cálculo de conductores.....	55
3.4.1.5.2.	Cálculo de corriente.....	57
3.4.1.5.3.	Tablas del fabricante .....	58
3.4.2.	Cálculo del alimentador de cada interruptor de 1,200 amperios.....	60
3.4.2.1.	Definición de donde utilizar 100% neutro.....	61
3.4.3.	Cálculo del alimentador del interruptor de 2,000 amperios.....	62
3.5.	Análisis de tierra física.....	62
3.5.1.	Medición.....	63
3.6.	Tipos de conexión y empalmes.....	64
3.6.1.	Conexiones terminales.....	64
3.6.2.	Empalmes.....	65
<b>4.</b>	<b>TRASLADO DE CIRCUITOS.....</b>	<b>67</b>
4.1.	Evaluación de traslado de circuitos .....	67
4.2.	Medio para el transporte de los cables.....	75
4.3.	Método de fijación.....	77
<b>5.</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>79</b>
5.1.	Balance de cargas.....	79
5.2.	Nueva ubicación.....	82
5.3.	Medición final de corrientes.....	85
5.4.	Medición final de voltajes.....	86
5.5.	Medición final de factor de potencia.....	87

5.6.	Medición final de potencias.....	89
5.6.1.	Activa.....	89
5.6.2.	Reactiva.....	90
5.6.3.	Aparente.....	91
5.7.	Análisis de armónicos.....	92
5.7.1.	Origen de los armónicos.....	92
5.7.2.	Consecuencias de los armónicos.....	92
5.7.3.	Distorsión armónica del voltaje .....	93
5.7.4.	Distorsión armónica de la corriente de carga .....	94
5.7.5.	Tolerancias para la distorsión armónica de la corriente de carga .....	95
5.7.6.	Distorsión armónica THDV y THDI.....	96
5.7.7.	Datos finales de armónicos obtenidos del estudio de carga .....	97
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>99</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>101</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>103</b>
	ANEXO I Cálculo de la corriente de corto circuito.....	105
	ANEXO II Normas y Códigos.....	137



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Área de estar del personal de mantenimiento en donde se encuentran los tableros eléctricos.....	2
2.	Bodega juntamente en área de tableros eléctricos.....	3
3.	Tubería de agua mezclada con tubería eléctrica.....	3
4.	Tubería de drenaje y electricidad en el mismo lugar.....	4
5.	Estado inicial de los interruptores termomagnéticos existentes....	5
6.	Cable THHN.....	6
7.	Tubería, cables y tableros existentes en área de estar del personal de mantenimiento .....	9
8.	Termografía del tablero principal de EMPAGUA lado de la carga.....	13
9.	Termografía del tablero principal de EMPAGUA lado de la fuente.....	14
10.	Termografía del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala.....	14
11.	Termografía del tablero de distribución de EMPAGUA.....	15
12.	Termografía del tablero de informática de la Municipalidad de Guatemala.....	16
13.	Termografía del tablero de aires acondicionados informática.....	16
14.	Termografía del tablero de distribución de carga Municipalidad de Guatemala lado derecho.....	17
15.	Termografía del tablero de distribución de carga Municipalidad de Guatemala lado izquierdo.....	18
16.	Identificación temporal de interruptores termomagnéticos.....	20
17.	Diagrama unifilar inicial obtenido del levantamiento eléctrico.....	21

18. Interruptor termomagnético principal de EMPAGUA.....	22
19. Interruptor termomagnético principal de la Municipalidad de Guatemala.....	23
20. Colocación de ganchos del analizador de carga.....	24
21. Colocación de analizador de carga.....	24
22. Gráfica de la medición de la potencia aparente del tablero principal de EMPAGUA.....	25
23. Gráfica de la medición de la potencia aparente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala.....	26
24. Gráfica de la medición de la corriente del tablero principal de EMPAGUA.....	27
25. Gráfica de la medición de la corriente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala.....	28
26. Gráfica de la medición del factor de potencia del tablero principal de EMPAGUA.....	29
27. Gráfica de la medición del factor de potencia del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala.....	29
28. Gráfica de la medición de la tensión del tablero principal de EMPAGUA.....	30
29. Gráfica de la medición de la tensión del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala.....	31
30. Equipo de medición a desmontar.....	33
31. Tableros tipo gabinete antes de alimentarlos.....	37
32. Tableros e interruptores termomagnéticos antes de alimentarlos.....	37
33. Tableros e interruptores termomagnéticos antes de instalarse.....	38
34. Interior de un tablero I-Line.....	39
35. Barras I-Line.....	40
36. Anclaje a la barra I-Line.....	41
37. Interruptores termomagnéticos de caja moldeada en un gabinete I-Line.....	44

38. Centros de carga QO.....	45
39. Zapatas de entrada.....	46
40. Ubicación de los tableros en el cuarto eléctrico.....	48
41. Interruptores termomagnéticos I-Line sin carga instalada.....	49
42. Barras separadas por aisladores de poliéster.....	50
43. Grafica costo contra sección transversal del conductor.....	56
44. Medición de resistencia de tierra.....	64
45. Ubicación de caja de empalmes.....	66
46. Momento en que se desmontaban los interruptores termomagnéticos principales.....	67
47. Traslado de los alimentadores.....	68
48. Reubicación de cableado existente.....	68
49. Alimentación del interruptor principal de la Municipalidad de Guatemala.....	69
50. Alimentación del interruptor principal de EMPAGUA.....	70
51. Alimentación desde el interruptor principal de EMPAGUA a barras.....	70
52. Alimentación de los centros de carga QO desde los interruptores termomagnéticos I-Line.....	71
53. Instalación de canal eléctrica y alimentadores.....	72
54. Cables provisionales.....	73
55. Conexión a barras de cables provisionales.....	73
56. Instalación de circuitos provisionales.....	74
57. Diagrama unifilar de conexión provisional.....	75
58. Canal eléctrica.....	76
59. Ubicación de la canal eléctrica.....	76
60. Área donde se encontraba la entrada de cables y medición desde el transformador.....	77
61. Varilla roscada para sujetar la canal eléctrica.....	77
62. Cronograma de trabajo.....	78
63. Diagrama unifilar final con indicación de los puntos medidos para	

obtener la carga en cada fase.....	80
64. Diagrama unifilar final.....	83
65. Medición de corriente por fase y neutro.....	85
66. Medición de voltaje línea a línea.....	86
67. Medición de voltaje línea a neutro.....	87
68. Medición de factor de potencia por fase.....	88
69. Medición de potencia real por fase.....	89
70. Medición de potencia reactiva por fase.....	90
71. Medición de potencia aparente por fase.....	91
72. Medición de distorsión total por armónicos de corriente.....	97
73. Medición de distorsión total por armónicos de voltaje.....	98

## TABLAS

I. Torque para bornes metal-metal suave.....	47
II. Características de los aislantes y su aplicación.....	52
III. Factores de corrección de temperatura.....	58
IV. Tabla de conductores eléctricos THHN de Phelps Dodge Centro América.....	59
V. Tabla de datos obtenidos después de balaceadas las cargas.....	81
VI. Distorsión armónica de tensión.....	94
VII. Distorsión armónica de corriente.....	95
VIII. Radio Medio Geométrico de los conductores.....	114

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>kVA</b>	Kilovoltio amperio
<b>A</b>	Amperio
<b>V</b>	Voltaje
<b>I</b>	Corriente o intensidad
<b>kA</b>	kiloamperio
<b>FP</b>	Factor de potencia
<b>P</b>	Potencia real o activa
<b>S</b>	Potencia aparente
<b>DATT</b>	Distorsión armónica total de tensión
<b>THDV</b>	Distorsión armónica total de voltaje
<b>DAIT</b>	Distorsión armónica individual de tensión
<b>%</b>	Lista de símbolos
<b>kV</b>	Kilovoltios
<b>DATI</b>	Distorsión armónica total de corriente
<b>THDI</b>	Distorsión armónica total de corriente
<b>DAII</b>	Distorsión armónica individual de corriente
<b>kW</b>	Kilovatios
<b>t</b>	Tiempo
<b>f</b>	Frecuencia
<b>R</b>	Resistencia
<b>X</b>	Reactancia
<b>Z</b>	Impedancia
<b>L</b>	Inductancia
$\sum_1^n$	Sumatoria de uno a n
<b>DMG</b>	Radio medio geométrico
<b>RMG</b>	Diámetro medio geométrico



## GLOSARIO

<b>Amperios</b>	Corriente constante que si se mantiene en dos conductores paralelos rectos de longitud infinita y sección transversal circular despreciable, colocados a una separación de un metro, en el vacío produce entre ellos una fuerza igual a $2 \times 10^{-7}$ <i>newtons</i> por metro de longitud. Unidad del sistema internacional de la corriente eléctrica.
<b>AWG</b>	Calibre americano para alambres ( <i>American Wire Gage</i> ). Tiene la propiedad en común con otros calibres de que su tamaño representa aproximadamente, los pasos sucesivos en el proceso de estirado del alambre.
<b>Bimetálico</b>	Esta compuesto por dos metales.
<b>Cable</b>	Conjunto de conductores eléctricos (alambres) envueltos dentro de un material o recubrimiento aislante.
<b>Calibres</b>	Un sistema utilizado para designar el diámetro de los alambres mediante números.
<b>Circuito</b>	Es la trayectoria de una corriente eléctrica o más específicamente, es un elemento o sistema de elementos por los que debe fluir una corriente eléctrica.

<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en un ente encargado de velar por el cumplimiento de las Normas Técnicas del servicio de distribución de Guatemala.
<b>Conductor</b>	Alambre o conjunto de alambres, no aislados entre sí, destinados a conducir la corriente eléctrica.
<b>Conduit metálico</b>	Tubo común de acero de peso estándar, de preferencia galvanizado o cadmiado, aunque puede estar esmaltado en negro, para ser usado en interiores o en lugares en los que no quede sujeto a severas influencias corrosivas.
<b>Cortocircuito</b>	Es la conexión entre dos puntos de un circuito, particularmente a través de una fuente de energía eléctrica, mediante un camino de baja resistencia.
<b>Corriente eléctrica</b>	Se le denomina al flujo o movimiento de partículas cargadas.
<b>Diagrama unifilar</b>	Esquema de un hilo que representa un sistema eléctrico monofásico o trifásico.
<b>Distorsión Armónica</b>	Distorsión no lineal, con componentes distintos de la fundamental. Es la representación matemática de la distorsión de la forma de onda.
<b>Electrodinámico</b>	Parte de la física que estudia la energía eléctrica en movimiento.



<b>Empalmes</b>	Conexión eléctrica, especialmente de dos cables conductores.
<b>EMPAGUA</b>	Empresa municipal de agua.
<b>Enchufables</b>	Encajar dos piezas para establecer una conexión eléctrica.
<b>Factor de potencia</b>	Es la razón de la potencia activa a la potencia aparente.
<b>Megger</b>	Nombre registrado de una gama de comprobadores portátiles de aislamiento-resistencia que consiste en un ohmetro de alto alcance y un generador.
<b>Ohm</b>	Unidad de resistencia eléctrica que su símbolo es la letra omega. También se define como la resistencia que ofrece un conductor si al aplicarle la diferencia de potencial de un voltio pasa por el mismo la intensidad de un amperio.
<b>Potencia Activa</b>	Es el promedio con respecto al tiempo de la potencia instantánea, tomado sobre un número entero de períodos, si tanto el voltaje como la corriente son periódicas con respecto al tiempo.
<b>Potencia Aparente</b>	Es el producto del valor rms del voltaje y el valor rms de la corriente, cuando el voltaje y la corriente son funciones senoidales del tiempo.

<b>Potencia Eléctrica</b>	Es la rapidez con respecto al tiempo del flujo de energía eléctrica.
<b>Potencia Reactiva</b>	Producto del valor rms de voltaje y el valor rms de la componente de cuadratura de la corriente.
<b>PVC</b>	O conduit no metálico, es un compuesto de Cloruro Polivinílico. Se utiliza donde no este expuesto a posibles daños mecánicos. Son unos de los aislantes más versátiles entre los aislantes convencionales de bajo costo.
<b>Sobrecarga</b>	Se expresa numéricamente con la cantidad en exceso de la carga nominal.
<b>THHN</b>	Conductor de cobre electrolítico blando, trenzado, aislado con PVC más sobrecapa de nylon, termoplástico resistente a la humedad y al calor y retardador de las llamas.
<b>Tierra</b>	Potencial de referencia al que están referidas todas las señales y voltajes de un circuito o equipo electrónico.
<b>Transformador Tipo <i>pad mounted</i></b>	Es un transformador montado en base, así llamado por estar diseñado para instalarse sobre la superficie de una losa de concreto o sobre una base. Es una unidad compacta autoprotegida.

**Voltaje**

Es el trabajo por unidad de carga (joules/coulomb) requerido para mover una carga desde un punto de voltaje cero hasta el punto en cuestión. Unidad del sistema internacional del voltaje.



## RESUMEN

Actualmente en el edificio municipal existe un lugar donde se alimenta la carga total del edificio, la cual esta dividida en dos partes una de ellas es la carga de la Municipalidad de Guatemala y la otra es la de la Empresa municipal de agua EMPAGUA.

El lugar de ubicación de los tableros que alimentan la carga del edificio municipal se encuentran en un lugar inadecuado además de existir en el un lugar de estar de los técnicos electricistas en el edificio, los tableros no se encuentran tapados, por lo que las barras y las conexiones de alimentación se encuentran expuestas a que alguna persona por accidente toque alguna de éstas.

Para trasladar los tableros es necesario analizar una buena ubicación que cumpla con los requerimientos de un cuarto eléctrico, analizar el estado físico de las instalaciones actuales y considerar el aislamiento de este cuarto eléctrico. Al tomar en cuenta estos puntos, es necesario analizar que se realicen los trabajos con los medios más económicos en general.

La ruta para el traslado debe de ser la más corta y que no interfiera con la utilización actual del edificio.

Además, es importante dejar diagramas y planos de ubicación para futuras ampliaciones, no olvidando dejar mayor capacidad, así como espacios en los tableros.



## OBJETIVOS

1. El proyecto tiene como objetivo encontrar mejoras y aumentar la seguridad en el sistema eléctrico del edificio de la municipalidad, por lo tanto, en este informe se deja considerado lo siguiente para la nueva ubicación de los tableros eléctricos del edificio municipal.
2. Implementar un cuarto eléctrico, para el edificio de la Municipalidad de Guatemala.
3. Dejar un sistema que proporcione la posibilidad de crecimiento eléctrico.
4. Que el espacio sea el adecuado para que se puedan realizar trabajos con seguridad.
5. Dejar identificados los tableros en la nueva ubicación.
6. Restringir el acceso de personal no calificado al cuarto eléctrico.
7. Obtener un diagrama unifilar final del edificio y la identificación de los interruptores y tableros.





## INTRODUCCIÓN

A continuación se describen en detalle los trabajos realizados en el sótano del Edificio del palacio municipal de la ciudad de Guatemala, para los tableros que alimentan el edificio, donde se consideró el traslado de los tableros existentes a un lugar mas adecuado.

En esta ubicación se considero el cambio de algunos tableros que ya eran demasiado antiguos a unos mas actuales, además de la implementación de nuevos interruptores para el mejor desempeño del cuarto eléctrico en conjunto.

El trabajo presenta detalles que se deben considerar al realizar un traslado de esta magnitud y abarcar la mayor cantidad de detalles para dejar el sistema con la capacidad optima considerando el crecimiento de la carga ya que en todo edificio existe crecimiento constante debido al avance de la tecnología y la necesidad de esta en los departamentos u oficinas. Para esto es necesario que se realice un estudio de cargas, un análisis de puntos calientes, una revisión del estado de los cables, interruptores y tableros que conforman la alimentación del edificio, además de tomar en cuenta la información teórica aplicada a la práctica.

# **1. EVALUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS INICIALES**

El avance rápido de la tecnología ha hecho crecer la cantidad de equipos que utilizan electricidad en edificios lo que afecta a muchas de las construcciones de principios del siglo pasado, como lo es el edificio municipal. Por lo que se busca el beneficio de esta institución importante del país, considerando que una correcta ubicación de los tableros que alimentan al edificio no serán un peligro para el edificio o para el personal que se encuentra en él.

Actualmente no existe seguridad adecuada en el sistema eléctrico del edificio de la municipalidad, tanto para el edificio como para el personal.

## **1.1. Espacio físico utilizado inicialmente**

Dentro de la actual ubicación de los tableros que alimentan el edificio de la municipalidad existe un área de estar de los técnicos electricistas del edificio, como se puede apreciar en la siguiente figura.

**Figura 1. Área de estar del personal de mantenimiento en donde se encuentran los tableros eléctricos**



Además, este lugar es utilizado como bodega de materiales, herramientas y equipo eléctrico, lo que representa inseguridad para los electricistas, como se puede ver en la siguiente figura.

**Figura 2. Bodega juntamente en área de tableros eléctricos**



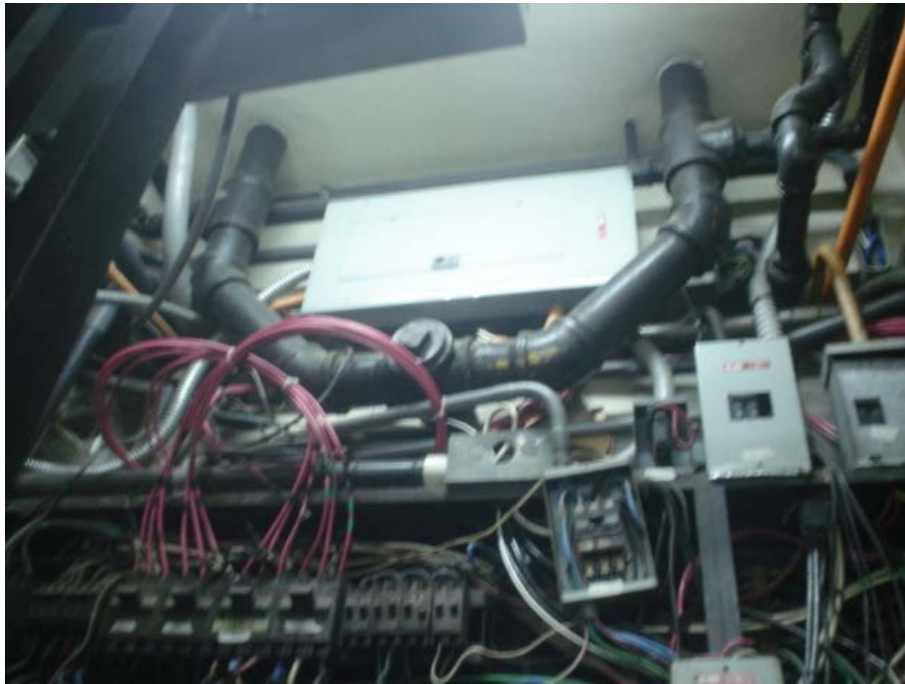
En la siguiente figura se muestra que en la entrada del área la tubería de agua potable esta en el mismo lugar que la tubería de electricidad.

**Figura 3. Tubería de agua mezclada con tubería eléctrica**



También se puede observar en la siguiente figura que en este lugar existe tubería de electricidad junto a tubería de drenajes.

**Figura 4. Tubería de drenaje y electricidad en el mismo lugar**



El espacio que existe en esta bodega ya no es lo suficiente para el crecimiento que esta presentando el edificio de la Municipalidad de Guatemala, por lo tanto el tamaño es algo a considerar para la nueva ubicación del cuarto eléctrico.

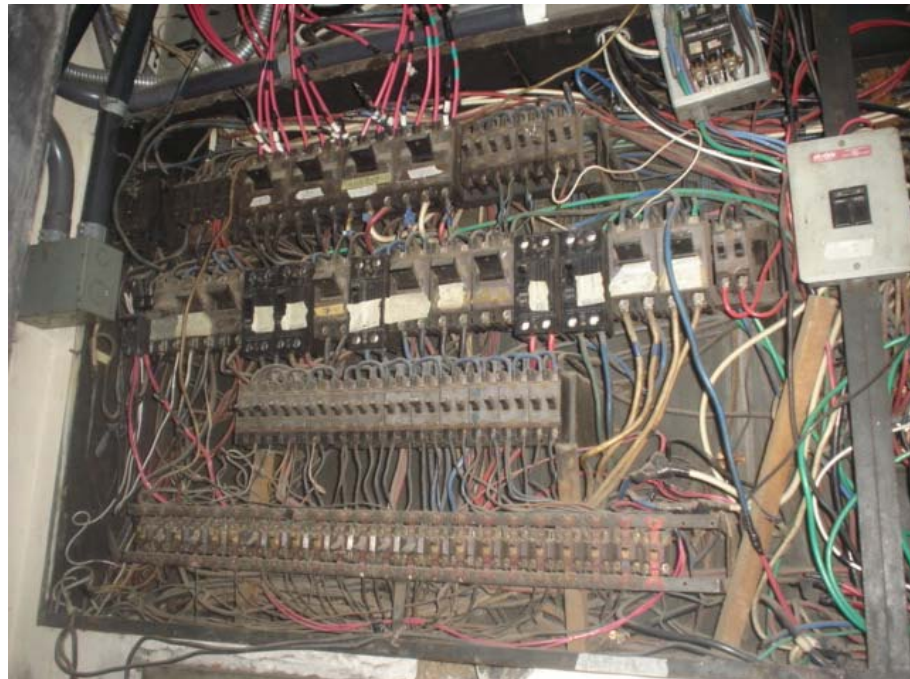
## **1.2. Situación y problemáticas que presentaba la ubicación inicial**

### **1.2.1. Tableros**

#### **1.2.1.1. Ubicación inicial de tableros**

Actualmente los tableros existentes ya son demasiado antiguos, por lo que al existir aumentos en la carga se debe de adicionar interruptores termomagnéticos que ya no se encuentran en el mercado, lo que lleva a comprar tableros nuevos que son funcionales pero ocupan mucho mas espacio comparado con utilizar tableros existentes, además los costos son mayores al comprar tableros e interruptores en lugar de comprar únicamente interruptores y ocupar los espacios vacíos o en otro caso el reemplazo de un interruptor termomagnético existente por otro de mayor capacidad.

**Figura 5. Estado inicial de los interruptores termomagnéticos existentes**



Los tableros y los interruptores termomagnéticos existentes presentan deterioro físico debido a humedad y paso del tiempo como se puede ver en la figura anterior.

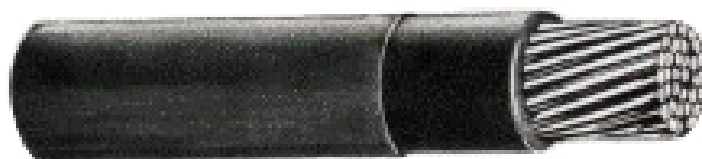
Los tableros están ubicados en el sótano del edificio de la Municipalidad de Guatemala dentro de la bodega y área de estar del personal de mantenimiento.

### **1.2.2. Cables**

Inicialmente los cables existentes eran THHN conductor de cobre electrolítico blando, trenzado, aislado con PVC más sobrecapa de nylon.

Con los cables THHN se pueden realizar instalaciones de circuitos eléctricos de baja tensión para instalaciones residenciales e industriales en ambientes secos y húmedos. Instalado en tuberías tipo CONDUIT, tuberías PVC, en ductos eléctricos, canales o bandejas. Es un conductor termoplástico resistente al calor y retardador de las llamas.

**Figura 6. Cable THHN**



Fuente: [http://www. Phelpsdodge.com](http://www.Phelpsdodge.com)

En la figura anterior se puede ver la estructura física de un conductor eléctrico THHN.

### **1.2.2.1. Capacidad de conductores**

El fin de esto no es proporcionar una tabla de la capacidad de cada cable sino más bien conocer si los cables se encuentran sobrecargados. Para poder verificar si la capacidad de los conductores es la óptima es necesario realizar una verificación física de los cables. Dicha verificación de cada conductor únicamente se puede realizar por medio de dos etapas.

- a) Verificación del calibre
- b) Capacidad de conducción respecto al calibre

La verificación es necesario realizarla manualmente, tomando las precauciones necesarias ya que no se pueden desenergizar las cargas del edificio de la municipalidad. Para ello es necesario que los técnicos tengan equipo de protección adecuado como por ejemplo casco de seguridad, guantes de cuero, lentes de policarbonato, ropa de trabajo y botas dieléctricas.

El método de estudio de cargas no es un método aconsejable para la verificación de cada circuito de este sistema únicamente para los interruptores principales ya que sería necesario colocar equipos de estudio de cargas en cada ramal y es muy grande el sistema eléctrico del edificio lo que tomaría demasiado tiempo además de que resulta demasiado costoso para los resultados finales requeridos.

Las mediciones puntuales juntamente con la temperatura de cables en horas pico es el método mas aconsejable ya que se puede realizar en un tiempo corto y por el tipo de resultados deseados en este caso es mucho mas económico comparado con un estudio de cargas.



El diagrama del sistema eléctrico del edificio muestra los calibres que actualmente están instalados.

#### **1.2.2.2. Estado inicial de los cables**

Los cables que actualmente alimentan las cargas del edificio se encuentran en buenas condiciones de operación, su estructura física no se observa deteriorada y como se vera en las graficas de la termografía realizada no presentan calentamiento alguno.

#### **1.2.3. Tubería**

Actualmente no existe ningún tipo de tubería o canal desde la bodega donde se encuentran los tableros para alimentar cada nivel del edificio debido a que existe un ducto eléctrico bastante ventilado y por seguridad aislado del personal que labora en el edificio a excepción de las personas de mantenimiento.

En la figura siguiente se puede observar tubería en la bodega pero solo de forma parcial para los últimos ramales instalados, pero el resto que es la mayoría se transporta por el ducto eléctrico del edificio.

**Figura 7. Tubería, cables y tableros existentes en área de estar del personal de mantenimiento**



#### **1.2.3.1. Capacidad y estado inicial de la tubería**

No todo el cableado tiene tubería pero el que esta entubado presenta la capacidad suficiente para los cables que protege, ya que tiene diámetro y material adecuado, en algunos lugares se anulará la tubería ya que no es necesaria su utilización, debido a que se implementara el cableado en canal eléctrica.

El ducto eléctrico que sirve de transporte de cables hacia cada nivel aún tiene la capacidad adecuada ya que aun existe espacio libre en él, su ventilación es adecuada y no presenta deterioro.



## **2. EJECUCIÓN DE TRABAJOS EN ÁREA INICIAL DE LOS TABLEROS**

### **2.1. Ejecución del estudio termográfico**

Al realizar estudios de termografía se identifica el equipo, se describe el problema detectado, se muestra la termografía, se determina la temperatura máxima, y se sugiere la acción correctiva. Esta termografía se realizó para verificar si existían problemas en los bornes de los interruptores ya que se desea optimizar recursos reutilizando los mismos en tableros existentes en otros niveles del edificio municipal.

La termografía infrarroja es una técnica que permite la captación de imágenes térmicas (mediciones de temperatura sobre toda la superficie captada) en tiempo real. La cámara termográfica utilizada para este estudio es una ThermaCAM de FLIR SYSTEM AB.

La cámara termográfica físicamente es igual a una cámara de video que toma imágenes del área a analizar, estas imágenes son reproducidas por la cámara en forma normal y termografica, en estas imágenes se pueden observar puntos mas claros en donde existe mas calor.

En el proceso se realiza una comparación de temperaturas entre los cables y si alguno presenta una temperatura más alta respecto de los otros dos, se toma como punto critico. En ese punto crítico se dibuja un aro (función de la cámara termografica) y dentro de el se toma la temperatura máxima que presenta.

Además, es importante recalcar que no se debe de estar cerca ni mucho menos exceder la temperatura máxima del aislamiento del cable, la cual depende del tipo de conductor que se este utilizando. En la tabla 1.8 del libro El ABC del Alumbrado y las Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión primera edición menciona que la temperatura máxima de aislamiento de un cable THHN es de 90° C.

El equipo proporciona los siguientes datos:

#### Comentarios

<i>Section:</i>	Lugar al que pertenece el estudio
<i>Equipment:</i>	Equipo que se analiza
<i>Additional information:</i>	Cualquier información adicional que pueda servir como referencia en el informe.
<i>Fault:</i>	Falla que presenta el equipo
<i>Recommendation:</i>	La recomendación que se sugiere para corregir la falla, si es que se encontró alguna.

#### Parámetros del objeto

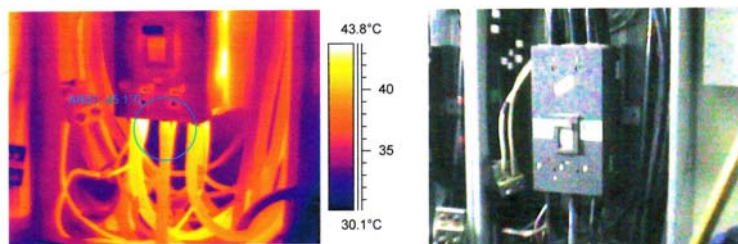
<i>Emissivity</i>	La emisión del infrarrojo de la cámara
<i>Object distance</i>	Distancia a que se encuentra el objeto de la cámara
<i>Ambient temperature</i>	La temperatura del ambiente donde se esta realizando el estudio
<i>Reference temperature</i>	La cámara debe tomar alguna temperatura de referencia, que en este caso es 20 grados Centígrados

Datos otorgados por la cámara termografica del área a analizar

IR : max	Temperatura máxima de la imagen obtenida por el infrarrojo de la cámara termografica
IR : min	Temperatura mínima de la imagen obtenida por el infrarrojo de la cámara termografica
ARO1 : max	Temperatura máxima del aro o punto critico a analizarse
ARO1 : min	Temperatura mínima del aro o punto critico a analizarse
ARO1 : max-min	Diferencia entre la temperatura máxima y la temperatura mínima del aro o punto critico a analizarse
ARO1 : avg	Temperatura promedio de todos los puntos dentro del aro que se analiza

Las figuras obtenidas del estudio termografica se muestran a continuación:

**Figura 8. Termografía del tablero principal de EMPAGUA, lado de la carga**

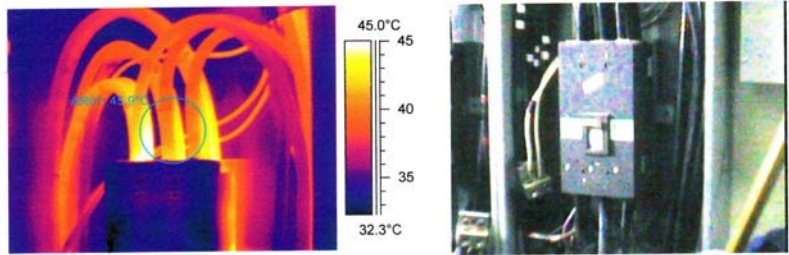


IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero principal
Additional information	Lado carga Empagua
Fault	Ninguna
Recommendation	Ninguna

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	45.1°C	-
IR : min	29.8°C	-
ARO1 : max	45.1°C	25.1°C
ARO1 : min	32.3°C	12.3°C
ARO1 : max-min	12.7°C	-
ARO1 : avg	37.0°C	17.0°C

En esta figura no existe ningún punto que presente temperaturas altas.

**Figura 9. Termografía del tablero principal de EMPAGUA lado de la fuente**

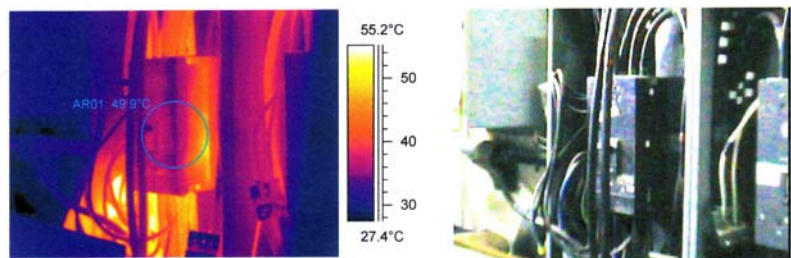


IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero Principal
Additional information	Lado Fuente Empagua
Fault	Ninguna
Recommendation	Ninguna

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	46.3°C	-
IR : min	31.6°C	-
AR01 : max	45.9°C	25.9°C
AR01 : min	34.4°C	14.4°C
AR01 : max-min	11.5°C	-
AR01 : avg	40.8°C	20.8°C

En la figura anterior, igualmente no existen valores altos de temperatura.

**Figura 10. Termografía del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala**

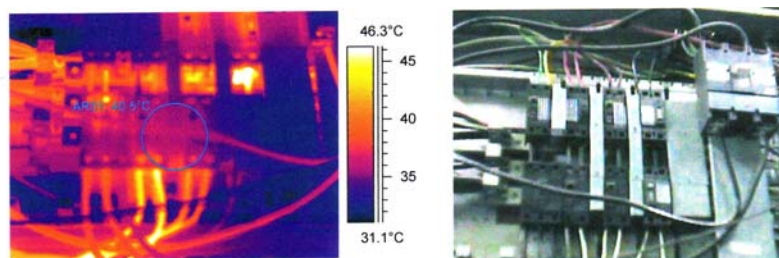


IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero principal
Additional information	Muni de Guate
Fault	Ninguna
Recommendation	Ninguna

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	61.7°C	-
IR : min	27.3°C	-
AR01 : max	49.9°C	29.9°C
AR01 : min	32.4°C	12.4°C
AR01 : max-min	17.5°C	-
AR01 : avg	37.9°C	17.9°C

En la figura anterior, existe una temperatura de 61.7° C en los cables de salida del interruptor termomagnético pero aún se encuentran lejos de la temperatura máxima de aislamiento del cable, por lo que sólo se realizó reapriete de tornillería para solucionar el problema.

**Figura 11. Termografía del tablero de distribución de empagua**



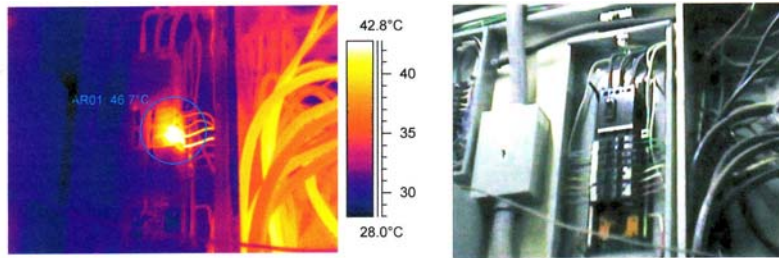
IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero distribucion
Additional information	de Empagua
Fault	Ninguna
Recommendation	Ninguna

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	69.0°C	-
IR : min	30.7°C	-
AR01 : max	40.5°C	20.5°C
AR01 : min	34.2°C	14.2°C
AR01 : max-min	6.3°C	-
AR01 : avg	36.1°C	16.1°C

En la anterior figura existe una temperatura de 69° C en la salida de uno de los interruptores, aunque aun no se encuentra en la temperatura máxima de aislamiento se realizó un reapriete en la salida del interruptor termomagnético.



**Figura 12. Termografía del tablero de informática de la Municipalidad de Guatemala**

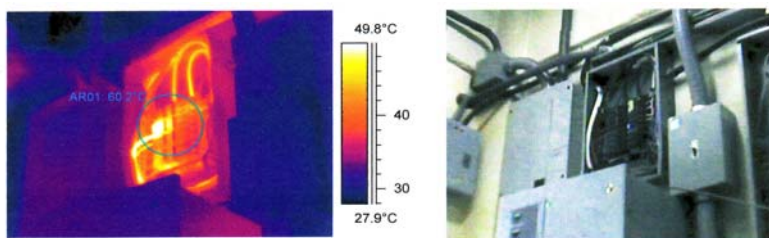


IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero Informatica
Additional information	tablero Muni de Guate
Fault	Borne entrada flojo
Recommendation	Limpiar y reapretar borne

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	46.7°C	-
IR : min	27.8°C	-
AR01 : max	46.7°C	26.7°C
AR01 : min	29.7°C	9.7°C
AR01 : max-min	17.0°C	-
AR01 : avg	36.0°C	16.0°C

La temperatura se puede observar en la figura anterior, la cual no es crítica, ya que esta bastante distante de los 90°C que es la temperatura máxima de aislamiento del conductor.

**Figura 13. Termografía del tablero de aires acondicionados informática**

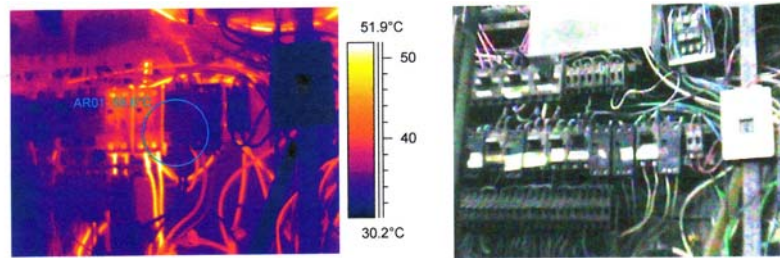


IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero Informatica
Additional information	Aire acondicionado
Fault	Bornes flojos
Recommendation	Limpiar y reapretar bornes

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	60.2°C	-
IR : min	27.8°C	-
AR01 : max	60.2°C	40.2°C
AR01 : min	35.1°C	15.1°C
AR01 : max-min	25.1°C	-
AR01 : avg	40.9°C	20.9°C

En esta figura existe en los cables de un interruptor termomagnético 60° C, esto es debido a mal ajuste en la tortillería, por lo tanto, se realizó reapriete para confirmar el estado del cable.

**Figura 14. Termografía del tablero de distribución de carga  
Municipalidad de Guatemala lado derecho**



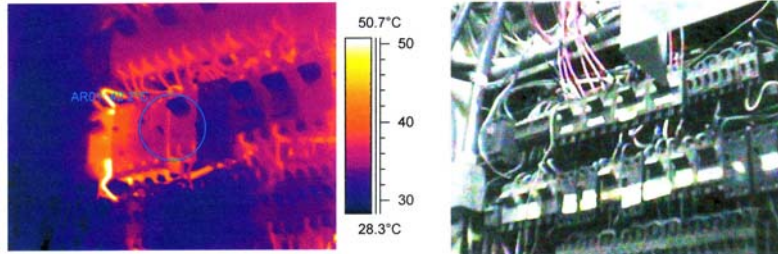
IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Distribucion cargas
Additional information	Muni de guate
Fault	Ninguna
Recommendation	Ninguna

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	55.6°C	-
IR : min	30.0°C	-
AR01 : max	55.6°C	35.6°C
AR01 : min	32.1°C	12.1°C
AR01 : max-min	23.5°C	-
AR01 : avg	36.3°C	16.3°C

La temperatura máxima que presenta esta figura es de 55.6° C y es en dos cables que salen de un interruptor, como se puede apreciar en la figura, por lo tanto, se realizó reapriete en estos.

**Figura 15. Termografía del tablero de distribución de carga  
Municipalidad de Guatemala lado izquierdo**



IR Text Comment	Value
Section	Sotano Empagua
Equipment	Tablero distribución
Additional information	Cargas Muni de Guate
Fault	Bornes Flojos
Recommendation	Limpiar y reapretar bornes

Object parameter	Value	
Emissivity	0.90	-
Object distance	2.0 m	-
Ambient temperature	29.5°C	-
Reference temperature	20.0°C	-
Label	Value	Diff temperature
IR : max	62.4°C	-
IR : min	28.0°C	-
AR01 : max	42.2°C	22.2°C
AR01 : min	31.2°C	11.2°C
AR01 : max-min	11.0°C	-
AR01 : avg	35.2°C	15.2°C

En las figuras anteriores se puede observar que la mayoría de conexiones no presentaban puntos calientes, para los que presentaban este problema se realizó reapriete de tornillería pero se encontró corrosión en los mismos por lo tanto se descartaron como reutilizables.

## 2.2. Dimensionamiento e identificación de circuitos

### 2.2.1. Dimensionamiento

Para dimensionamiento de la carga del edificio se utilizó un medidor de estudio de carga. Se realizó un estudio total para el interruptor principal de la Municipalidad de Guatemala y el interruptor principal de Empagua que son los que más interesan después de haber analizado capacidad optima de los cables.

### **2.2.2. Identificación**

La mayoría de los tableros y los interruptores existentes no tenían identificación entonces para la identificación se consideró hacer uso de los siguientes métodos:

- a) Utilización y análisis de planos existentes
- b) Seguimiento de cables
- c) Desenergización de circuitos

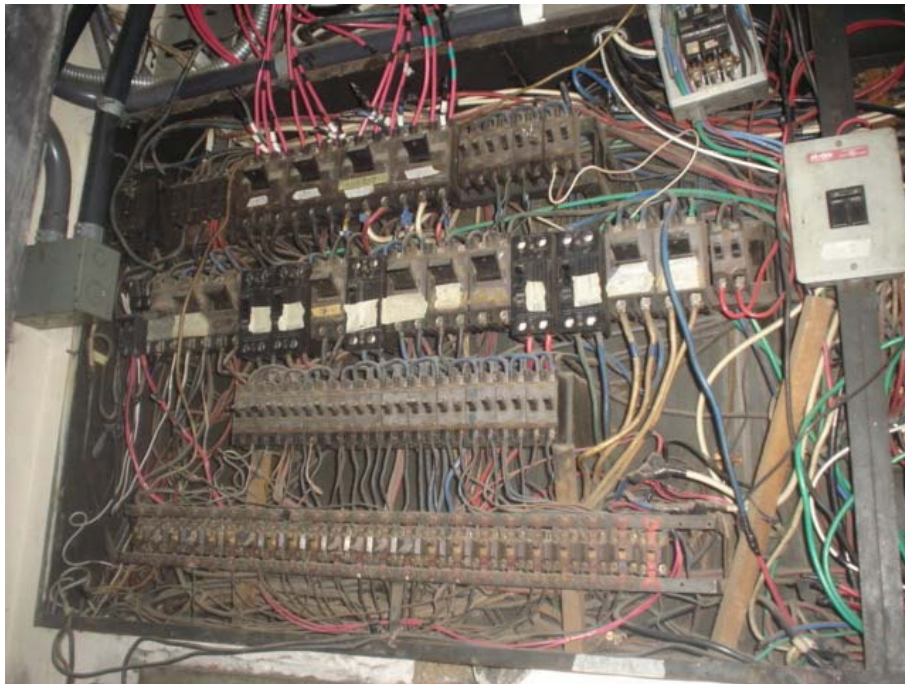
Cuando se tienen planos eléctricos se puede identificar fácilmente los tableros e interruptores termomagnéticos, en si es el método mas sencillo que existe. En el edificio no se cuenta con un diagrama unifilar debido al crecimiento de la carga y a la incursión de nuevos ramales

Realizar un seguimiento de cargas es el más difícil y solo se opta por este cuando definitivamente no se tienen planos y tampoco se pueden desenergizar cargas.

Cuando no se tienen planos eléctricos y es posible realizar desenergizaciones cortas se puede utilizar este método que es el que se utilizó para identificar los tableros e interruptores existentes. Este procedimiento se realizó de noche y fines de semana.

A los tableros se les coloca una identificación temporal ya que solo se realiza este procedimiento para el traslado de los cables y la instalación de nuevos tableros.

**Figura 16. Identificación temporal de interruptores termomagnéticos**



En esta figura se puede observar que se colocó cinta para identificar cada interruptor.

En el estudio realizado se obtuvo el siguiente diagrama unifilar que fue la base para realizar el circuito para el diagrama eléctrico final.



## **2.3. Análisis de la red en la ubicación inicial**

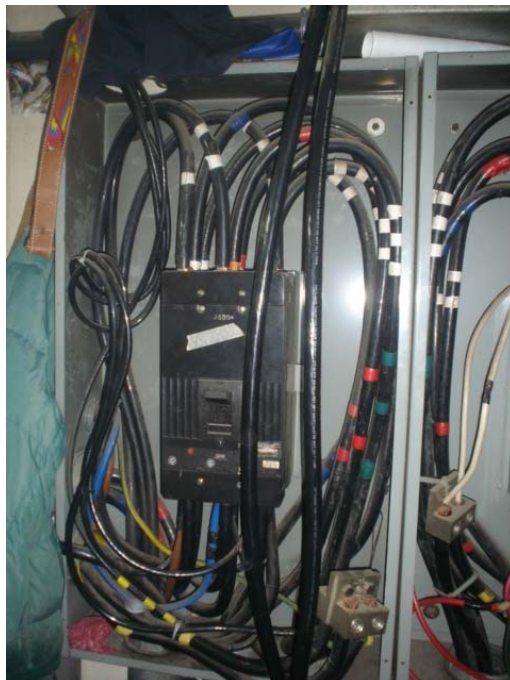
### **2.3.1. Estudio de cargas**

Para el análisis de la capacidad de red en la ubicación original de los tableros se optó por realizar un estudio de cargas con el equipo marca CIRCUTOR AR5 en donde se deben obtener los valores reales para calcular la capacidad de los interruptores principales.

El circuito del edificio esta dividido es dos partes:

- a) Empresa municipal de agua (EMPAGUA)
- b) Municipalidad de Guatemala

**Figura 18. Interruptor termomagnético principal de Empagua**



**Figura 19. Interruptor termomagnético principal de la Municipalidad de Guatemala**



En la primera figura se muestra el interruptor de 1,200 amperios que alimenta la carga de Empagua y en la siguiente el de 1,000 amperios que alimenta la carga de la Municipalidad de Guatemala.

Como hemos mencionado, la medición se realizó en los interruptores principales del edificio. En dicho estudio se obtuvieron resultados de Voltaje, Corriente, potencia aparente, activa y reactiva, factor de potencia y análisis de armónicos.

En las siguientes figuras se puede observar el momento en que se instaló el analizador de cargas.



**Figura 20. Colocación de ganchos del analizador de carga**

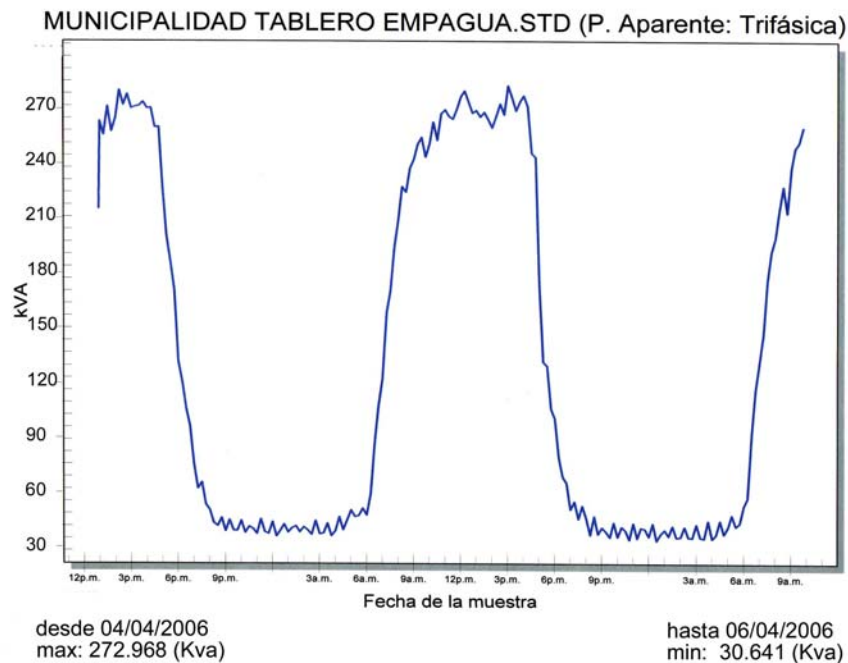


**Figura 21. Colocación de analizador de carga**



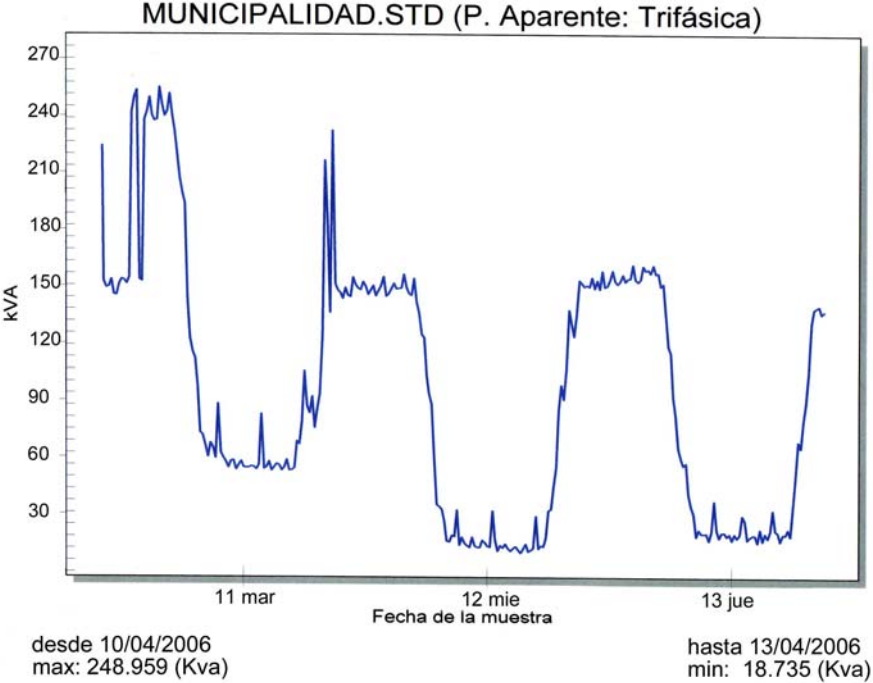
En la siguiente figura se ven los valores de la potencia aparente del tablero principal de EMPAGUA donde podemos observar un comportamiento uniforme en los tres días de prueba.

**Figura 22. Gráfica de la medición de la potencia aparente del tablero principal de EMPAGUA**



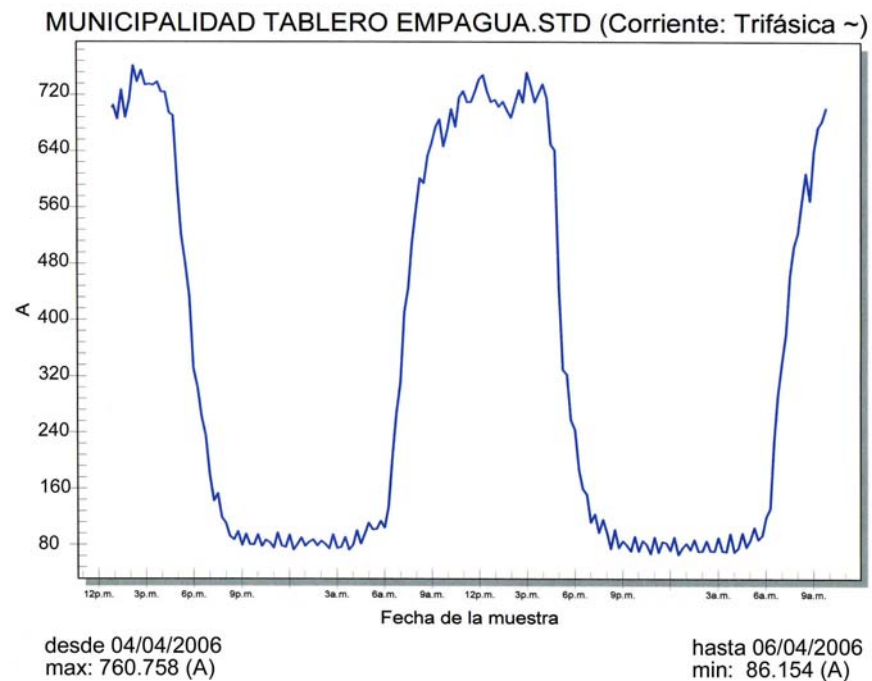
El siguiente es el valor de la potencia aparente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala donde el primer día de prueba existen variantes pero no son significativas, ya que se encuentran dentro del rango de capacidad del interruptor.

**Figura 23. Gráfica de la medición de la potencia aparente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala**



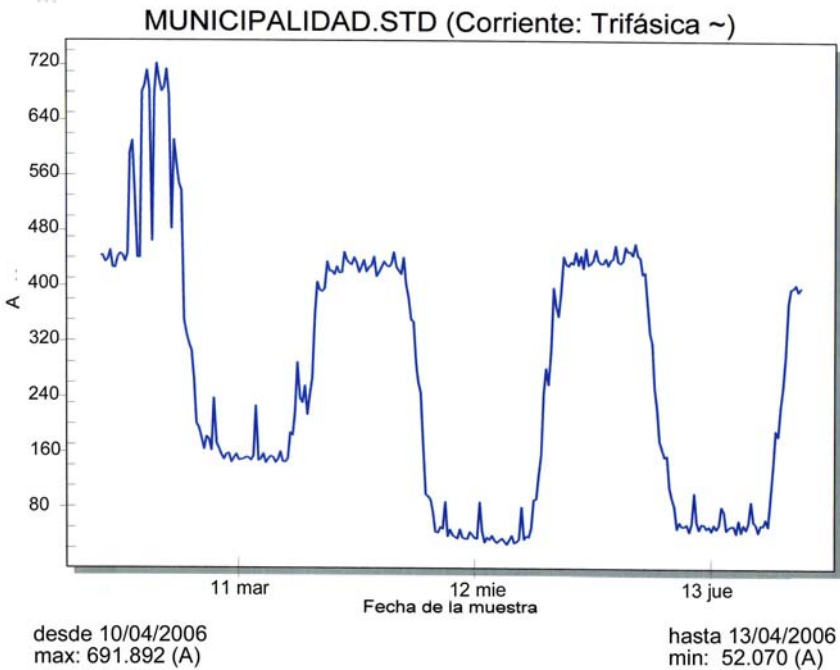
En la siguiente figura se muestran los valores de la corriente del tablero principal de EMPAGUA donde se puede observar un comportamiento uniforme en los tres días de prueba (por comparación con las otras gráficas se concluye que el pico que muestra al final del día 11 es debido a una falla del equipo).

**Figura 24. Gráfica de la medición de la corriente del tablero principal de EMPAGUA**



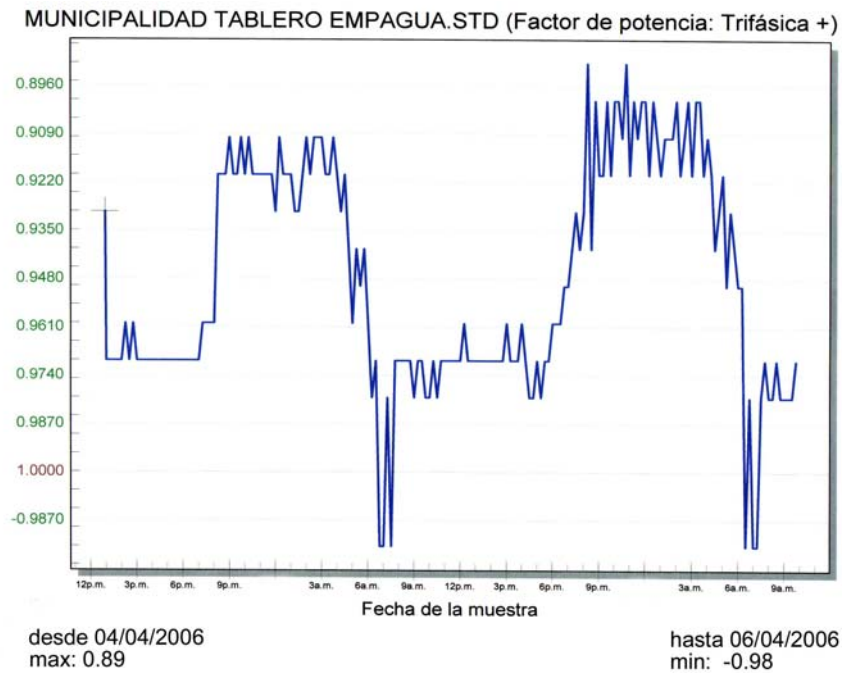
En la siguiente figura se ven los valores de corriente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala, donde el primer día de prueba existen variantes pero no son significativas ya que se encuentran dentro del rango de capacidad del interruptor.

**Figura 25. Gráfica de la medición de la corriente del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala**

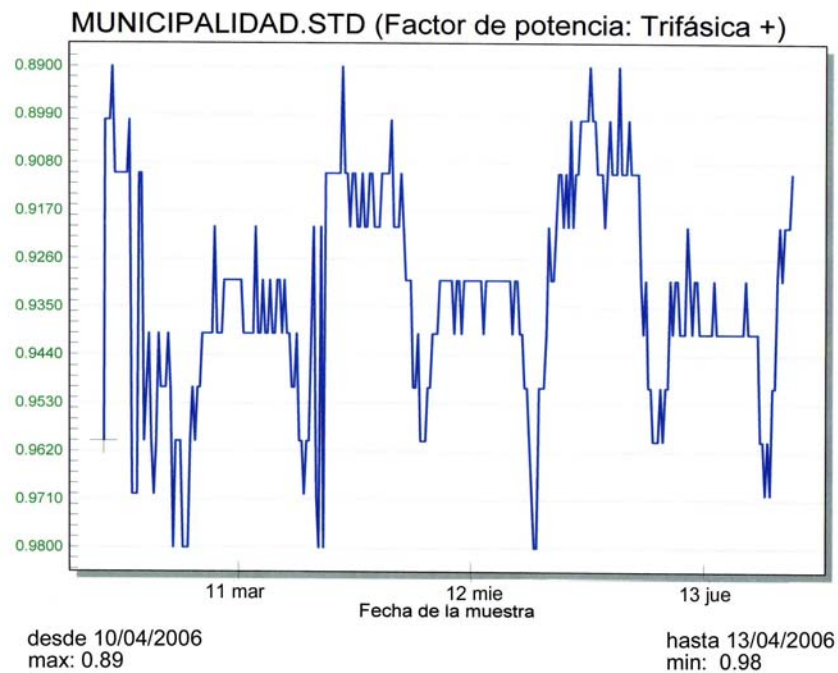


En las siguientes 2 figuras se ven los valores del factor de potencia del tablero principal de EMPAGUA y de la Municipalidad de Guatemala donde se puede observar que se encuentran dentro del rango establecido por la comisión nacional de energía de Guatemala según el título 5 Incidencia del usuario, capítulo 3 Distorsión armónica de la corriente generada por el usuario, artículo 49 que menciona que el valor mínimo para el factor de potencia es 0.90 para usuarios con potencias superiores a 11kW.

**Figura 26. Gráfica de la medición del factor de potencia del tablero principal de EMPAGUA**

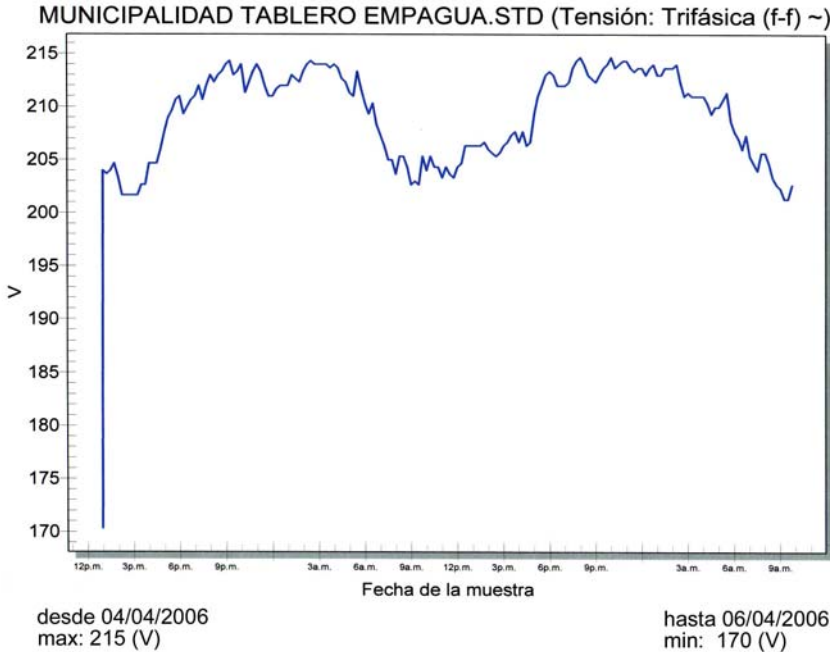


**Figura 27. Gráfica de la medición del factor de potencia del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala**



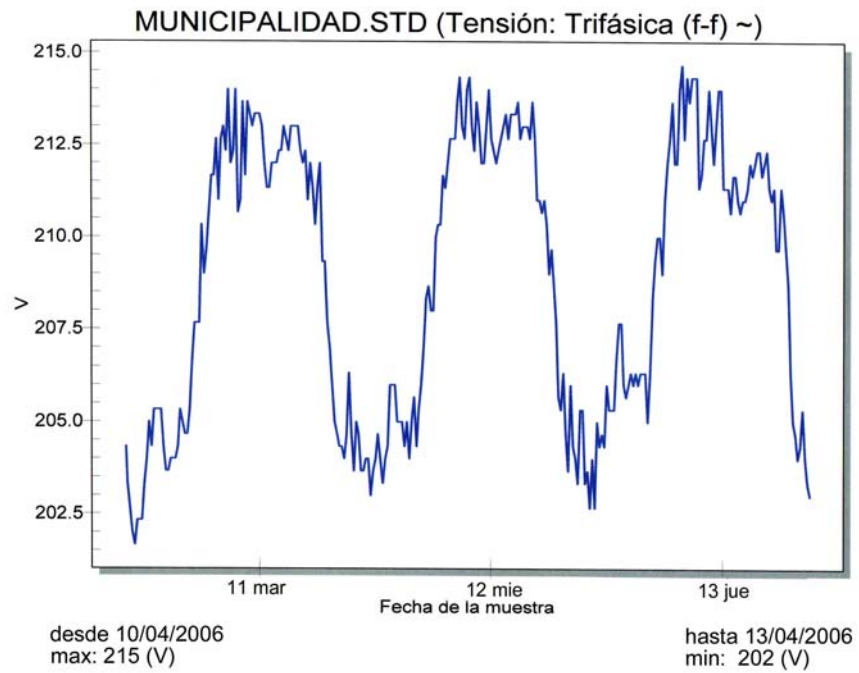
En la siguiente figura se ven los valores de la tensión del tablero principal de EMPAGUA que no muestra caídas significativas constantes.

**Figura 28. Gráfica de la medición de la tensión del tablero principal de EMPAGUA**



En la siguiente figura se ven los valores de la tensión del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala que no muestra caídas significativas constantes.

**Figura 29. Gráfica de la medición de la tensión del tablero principal de la Municipalidad de Guatemala**



Por los datos obtenidos se puede concluir que se puede continuar con el mismo transformador ya que la capacidad es suficiente.





### 3. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE TRABAJOS PARA EL CUARTO ELÉCTRICO

Actualmente, en el sótano del edificio de la Municipalidad de Guatemala hay una subestación en esta únicamente se encuentra un transformador tipo *pad mounted* y existe suficiente espacio para instalar el cuarto eléctrico

**Figura 30. Equipo de medición a desmontar**



**Equipo de Medición**

En la figura se puede observar que existe equipo de medición que ya no se utiliza, es necesario desmontarlo y así optimizar el espacio necesario para el cuarto eléctrico.

### **3.1. Tableros eléctricos e interruptores termomagnéticos**

#### **3.1.1. Análisis teórico**

##### **3.1.1.1. Tableros**

En general se entiende por tablero un gabinete metálico donde se colocan instrumentos, interruptores, arrancadores y/o dispositivos de control. El tablero es un elemento obligatorio para lograr una instalación segura, confiable y ordenada.

##### **3.1.1.1.1. Tablero principal**

Un tablero principal es el que se instala después del transformador y que contiene un interruptor termomagnético llamado principal que tiene la capacidad de proteger toda la carga del edificio. El transformador se conecta a la entrada del interruptor y a la salida de este se conectan barras o cables que distribuyen la energía eléctrica a diferentes interruptores de distribución. Para la instalación del interruptor principal se instalara un tablero del tipo gabinete Nema 1 (diseñado para uso de interiores y proteger el contacto accidental de personas con el equipo protegido).

##### **3.1.1.1.2. Tableros de distribución o derivados**

Después del tablero principal se colocan los tableros de distribución que son los que alimentan cargas separadas por sectores o por cantidad de circuitos separados por alumbrado, salidas de fuerza normal o regulado, equipos especiales, etc.

Normalmente en estos tableros van interruptores ramales o principales que son los que protegen los interruptores termomagnéticos de distribución instalados en estos mismos tableros, todo esto dependiendo de la distancia al tablero de donde se alimenta y del número de circuitos que alimente. Contienen una barra de cobre para la conexión del neutro y la entrada de las fases en una, dos o tres barras las cuales pueden ser conectadas directamente a las barras o desde un interruptor principal o ramal dentro del tablero. Para los interruptores de distribución se instalaron igual que para el interruptor principal tableros tipo gabinete Nema 1.

### **3.1.1.2. Interruptores**

Se les conoce como dispositivos mecánicos de interrupción capaces de dejar pasar conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales de un circuito e interrumpir corrientes en condiciones anormales como los cortocircuitos además de proteger contra sobrecargas. Su ubicación es dentro de los tableros como se mencionó anteriormente van los interruptores. Uno de los interruptores más utilizados y que sirve para desconectar y proteger contra sobrecargas y cortocircuitos es el termomagnético. Se fabrica en gran variedad de tamaños, por lo que su aplicación puede ser como interruptor general o derivado. Su diseño le permite soportar un gran número de operaciones de conexión y desconexión, lo que lo hace muy útil para la protección de una instalación. Tiene un elemento electrodinámico con el que puede responder rápidamente ante la presencia de un cortocircuito. Para la protección contra sobrecarga se vale de un elemento bimetálico.

Por su función en instalaciones como las del edificio municipal se dividen en dos grupos:

- a) Interruptores principales
- b) Interruptores de distribución

Los interruptores principales están físicamente ubicados en tableros principales o como es el caso de este proyecto dentro del tablero tipo gabinete que recibe la alimentación directamente desde el transformador de potencia. Su función es la de proteger a todo el sistema del edificio como lo son la carga el cableado interno y los interruptores de distribución.

Los interruptores de distribución van en tableros de distribución o como es el caso del edificio municipal en un gabinete de distribución de circuitos. Su función es la de proteger o otros tableros que van en cada sector o a cargas directamente.

### **3.1.2. Instalación de tableros en cuarto eléctrico sótano Edificio Municipal de Guatemala**

Los tableros a utilizarse en el cuarto eléctrico del edificio municipal fueron de tipo gabinete y tienen en su interior tres tipos de tecnología de ajuste de interruptores:

- a) Tipo I-Line
- b) Tipo QO
- c) Universal

Por lo que los tableros se dividen según la tecnología de su interior en Tipo I-Line, tipo QO y de tipo Universal. En las siguientes figuras están los tableros antes de utilizarse en el sótano del edificio Municipal de Guatemala.

**Figura 31. Tableros tipo gabinete antes de alimentarlos**



**Figura 32. Tableros e interruptores termomagnéticos antes de alimentarlos**

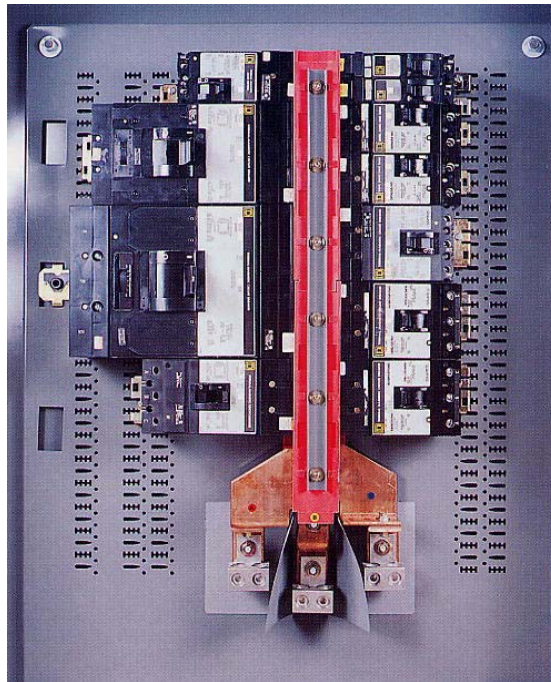


**Figura 33. Tableros e interruptores termomagnéticos antes de instalarse**



Los de tipo I-Line se utilizaron para distribución de energía eléctrica en baja tensión y alimentación de centros de carga QO. Los tableros I-Line son sistemas enchufables de interruptores de caja moldeada tipo I Line, el cual brinda sencillez en el montaje y seguridad en la operación de los interruptores.

**Figura 34. Interior de un tablero I-Line**



Fuente: <http://www.entrenamiento.schneider-electric.com.mx>

Luego para los ramales se instalaron interiores de fijación tipo QO.

También se instalaron en el interior de los tableros interruptores termomagnéticos tipo universal

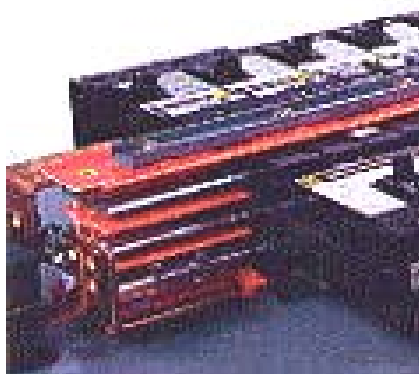
### **3.1.2.1. Instalación de tableros I-Line e interruptores de caja moldeada**

Es una o varias estructuras diseñadas para ensamblarse como una sola pieza dentro de un gabinete con caja y cubierta, accesible solo desde el frente. Incluye barras.

El principio de los tableros I-Line es el acomodo de las barras de fase de tal forma que las barras se apilan una sobre otra intercalando entre ellas elementos aislantes.



**Figura 35. Barras I-Line**

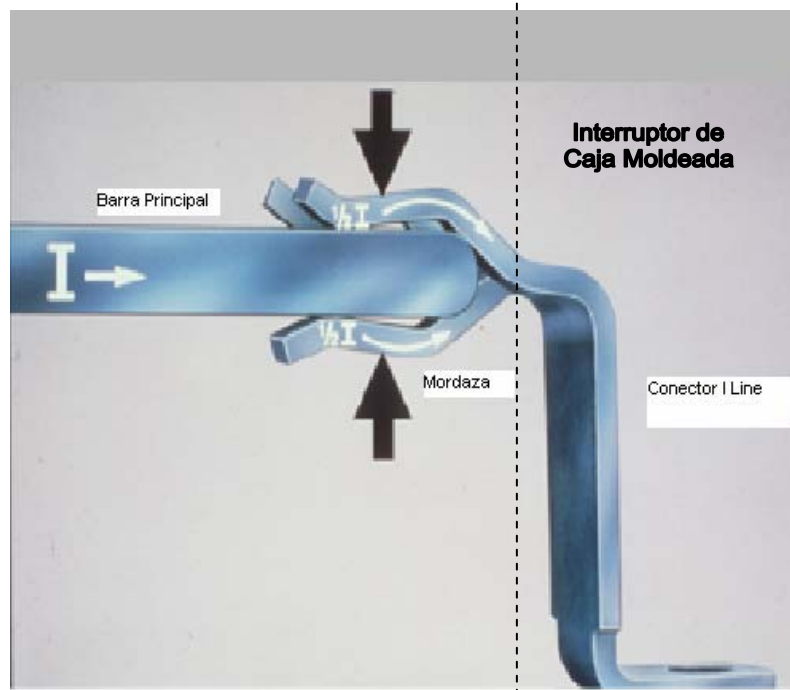


Fuente: <http://www.entrenamiento.schneider-electric.com.mx>

En la figura se observa como se entrelazan los aislamientos y las barras. En los extremos exteriores existe aislamiento para proteger las barras. Todo esto va soportado por tornillos que van desde el aislamiento de un extremo al otro uniendo todas las fases y los aisladores.

La conexión de un interruptor derivado a las fases de un tablero I-Line se logra por medio de mordazas de conexión cada una de ellas con múltiples dedos de contacto para asegurar una excelente conexión mecánica y eléctrica. Es una conexión simple, confiable y firme, las conexiones I-Line son conexiones enchufables.

**Figura 36. Anclaje a la barra I-Line**



Fuente: <http://www.entrenamiento.schneider-electric.com.mx>

Otra de las ventajas de esta conexión es que cuando un interruptor es enchufado sobre las barras principales, la mordaza limpia la barra principal de polvo e impurezas, por lo que la conexión es limpia. Este proceso que se realiza al momento de realizar las conexiones hace que la conexión tenga una excelente conductividad y por lo tanto que se mantenga fría. En la mordaza existen tres flujos de corriente, la corriente de la barra principal y la que se reparte en los dos extremos de las mordazas de conexión, esto genera campos magnéticos con igual polaridad y sentido por lo que la unión se ve envuelta en un campo magnético que hace que los contactos tiendan a ajustarse al centro con una fuerza que presiona la barra principal realizando una conexión mas firme, al momento de un cortocircuito la corriente aumenta pero igualmente el campo por lo tanto la unión se vuelve mas firme evitando una desconexión o calentamiento en la unión.

Para obtener mejores resultados es importante tener un conocimiento de cómo se instalan los interruptores termomagnéticos de caja moldeada para los tableros I-Line instalados en el edificio Municipal. La instalación de un interruptor de caja moldeada en el tablero I-Line es muy simple, las mordazas de los interruptores se conectan al bus principal mientras que la parte posterior se fija al chasis del tablero.

Para realizar la conexión es necesario tomar en cuenta las buenas prácticas de mantenimiento, asegurándonos de que el interruptor este en posición de abierto.

#### **3.1.2.1.1. Alineación del interruptor**

Utilizando las guías de aislamiento inferior del ensamble de barra y orientando el interruptor para que coincida con ellas.

#### **3.1.2.1.2. Incersión de interruptor**

Empuje el interruptor contra las barras principales para que las mordazas I-Line se ajusten con las barras.

#### **3.1.2.1.3. Fijación mecánica**

Se debe utilizar un desarmador para apretar un tornillo que se encuentra en la parte posterior del interruptor, este se aprieta contra el chasis del tablero que es una parte no energizada.

#### **3.1.2.1.4. Ventajas de utilizar este sistema**

Este sistema tiene varias ventajas:

- a) No presenta errores de ajuste
- b) No tiene partes que podrían extraviarse
- c) Fácil de instalar
- d) Flexibilidad y rapidez para el reemplazo de interruptores derivados
- e) Fuerza de contacto apropiada
- f) Superficies limpias
- g) No presenta corrosión y oxidación
- h) No se requiere de accesorios adicionales para la conexión de estos interruptores
- i) Permite realizar modificaciones e instalaciones con el tablero energizado

En las siguientes figuras se muestran los interruptores termomagnéticos de caja moldeada que se instalaron en el edificio.

**Figura 37. Interruptores termomagnéticos de caja moldeada en un gabinete I-Line**



### **3.1.2.2. Tableros e interruptores QO para los centros de carga**

Estos tableros son de tipo gabinete con interior tipo QO (Quick Open) o apertura rápida. Para la carga del edificio de la municipalidad se optó por los de tipo trifásico.

Los interruptores de apertura rápida son utilizados especialmente para tableros de carga y de alumbrado y tiene más de 50 años utilizándose en el mercado por lo que es un interruptor confiable además de tener la facilidad de existencia. La facilidad de encontrar un interruptor de este tipo lo hace más conveniente para los centros de carga de la Municipalidad de Guatemala ya que es el lugar donde existe una mayor probabilidad de necesitar algún cambio o un nuevo circuito en el futuro. Entre sus características están:

- a) Existen de 1 polo de 15 a 70 amperios
- b) Existen de 2 y 3 polos de 15 a 100 amperios.
- c) Tienen indicador *Visi Trip* o de disparo
- d) Protección contra transitorios
- e) Protección contra falla a tierra
- f) Disparo instantáneo por corrientes de cortocircuito de 10 veces el valor nominal del interruptor.

**Figura 38. Centros de carga QO**



En la figura anterior se muestran los centros de carga instalados en el edificio municipal.

**Figura 39. Zapatas de entrada**



En la figura anterior se puede observar que los cables de entrada están directamente a zapatas alimentadoras que vienen de los interruptores de caja moldeada I-Line. En esta figura aun no esta instalado el cableado ni la canaleta eléctrica para la alimentación en la salida de estos tableros.

En cuanto a la instalación de los interruptores termomagnéticos QO no entramos en detalle, ya que su enclavamiento es de lo mas censillo y común.

### 3.1.2.3. Tableros e interruptores Industriales

Estos tableros tienen en el interior los interruptores principales del edificio los cuales son industriales y su conexión es de tipo universal con las siguientes características: Un interruptor termomagnético industrial 2,000 A, 3 polos 600V 42kA con un juego de 3 columnas de disparo de 2,000 A., tablero metálico NEMA 1 y dos Interruptores termomagnéticos industriales de 1,200 A, 3 polos, 600V, 25kA.

En estos se pueden realizar conexiones directamente con cables a zapatas o a barras de entrada y salida.

Para la fijación de estos y todos los interruptores termomagnéticos que necesitaron apriete de tornillería, se torqueo de acuerdo a la siguiente tabla con un torquimetro ajustable de golpe marca Stanley de 0 a 100 lbs-pie.

**Tabla I. Torque para bornes metal-metal suave**

TORQUE PARA BORNES METAL-METAL SUAVE		
(metales suaves: aluminio o alguna aleación)		
Tamaño del tornillo	Torque lb-pie	Torque N-m
1/4	5 a 7	7 a 9
5/8	7 a 9	10 a 12
3/8	13 a 17	18 a 23
1/2	24 a 30	33 a 41
5/8	60 a 75	81 a 100

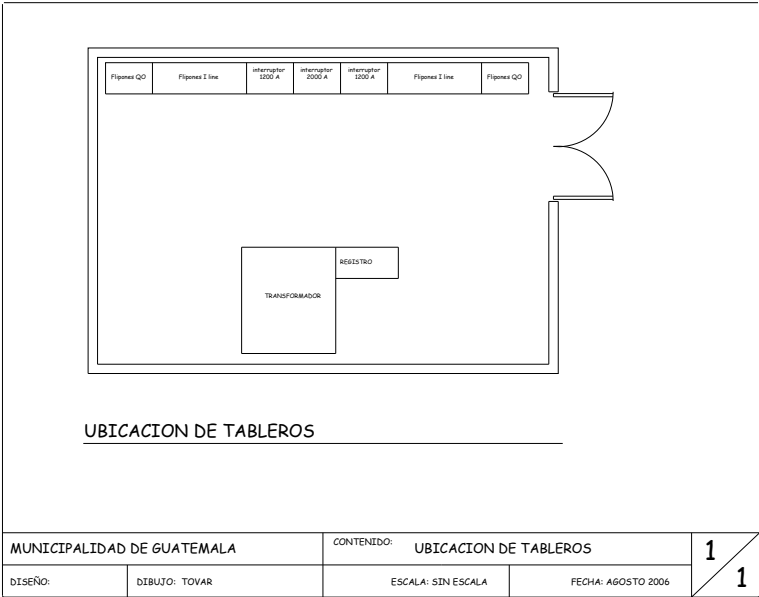
Fuente: *Electrical Apparatus Service Association*, **Referencia Mecánica**, Pág. 38

Se utilizó un torque promedio ya que no se conoce exactamente las características de los tornillos.



La ubicación final de los tableros se diseño cómo se muestra en la siguiente figura.

**Figura 40. Ubicación de los tableros en el cuarto eléctrico**



**3.2. Barras**

Las barras que se instalaron para alimentar los tableros de distribución son de una capacidad de 1,200 amperios que se alimentan en dos ramales uno desde el principal de la empresa municipal de agua (EMPAGUA) y el otro desde el de la Municipalidad de Guatemala.

La capacidad de las barras se determinó por la capacidad de los interruptores principales de la Municipalidad de Guatemala y Empagua en otras palabras el obtenido con el estudio de cargas.

**Figura 41. Interruptores termomagnéticos I-Line sin carga instalada**



Aquí se observan las barras conectadas a los interruptores termomagnéticos I-Line, cuando aun no se habían conectado las cargas a los interruptores.

Estas barras están separadas por aisladores de poliéster sujetos por tornillos de alta resistencia dentro de los tableros.

**Figura 42. Barras separadas por aisladores de poliéster**



### **3.3. Cálculo y capacidad de interruptores**

Para los interruptores que únicamente se cambiaron por cambio de tableros no se realizó ningún cálculo matemático. En cuanto al interruptor termomagnético principal, se tomó en cuenta el resultado obtenido de la corriente trifásica de los dos tableros principales el de Empagua y el de la Municipalidad de Guatemala en el estudio de carga más un 20% debido a que los interruptores termomagnéticos tienen una funcionalidad efectiva de un 80% de su valor de capacidad Máxima.

Si en los estudios de carga obtuvimos 760 A y 692 A en los principales entonces

$$I_{\text{interruptor ppal}} = I_{\text{Estudio Empagu}} + I_{\text{Estudio Muni}}$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 760 + 692$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 1,452$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = I_{\text{estudio}} * 20\%$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 1,452 * 20\%$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 1,742.40A$$

Tomando en cuenta el próximo mayor a este dato que existe, se optó por un interruptor termomagnético de 2,000 amperios con características de protección optimas.

Para los ramales se realizo el cálculo siguiente:

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 760 * 20\%$$

$$I_{\text{interruptor ppal}} = 912 A$$

Entonces podríamos escoger el próximo que seria uno de 1,000 amperios pero para dejar un margen de crecimiento de cargas se opto por instalar interruptores termomagnéticos de 1,200 amperios para alimentar las cargas de la municipalidad y de EMPAGUA. Debido a que el interruptor que alimentaba la carga de EMPAGUA es de 1,200 amperios no se optó por cambiarlo únicamente se realizó el traslado.

### **3.4. Cables**

Cada tipo de conductores aislados se aprueban para ciertos usos y tienen una temperatura máxima de operación, si esta se sobrepasa, el aislamiento queda sujeto a deterioro y en algunos casos llega hasta la destrucción del mismo. La siguiente tabla extraída parcialmente del NEC (*national electric code*) indica la aplicación de los aislamientos.

**Tabla II. Características de los aislantes y su aplicación**

Nombre Comercial	Letras de Tipo	Temp. Máx. de operación	Provisiones de aplicación	Aislamiento	Espesor del aislamiento		Cubierta exterior
					AWG o kcmil	Mils	
Aislamiento mineral (forro metálico)	MI	90 C 194 F 250 C 482 F	Lugares secos y mojados. Para aplicación especial.	Óxido de magnesio	16-10 9-4 3-250	36 50 55	Cobre o acero de aleación
Termoplástico resistente a la humedad, el calor y el aceite	MTW	60 C 140 F  90C 194 F	Cableado de máquinas herramientas en lugares mojados, según se permite en la Norma núm. 79 de la NFPA.  Cableado de máquinas herramientas en lugares secos, según se permite en la Norma num. 79 de la NFPA.	Termoplástico retardador de las llamas, resistente a la humedad, el calor y el aceite	22-12 10 8 6 4-2 1-4/0 213-500 502- 1000	A B 30 15 30 20 45 30 60 30 60 40 80 50 95 60 110 70	(A) Ninguna  (B) Forro de nylon o equivalente
Perfluoroalcoxi	PFAH	250 C 482 F	Solo lugares secos. Solo para conductores en el interior de aparatos o dentro de conductos eléctricos conectados a aparatos. (Únicamente níquel o cobre revestido de níquel)	Perfluoro alcoxi	14-10 8-2 1-4/0	20 30 45	Ninguna
Termoplástico resistente al calor	THHN	90 C 194 F	Lugares secos y húmedos.	Termoplástico resistente al calor y retardador de las llamas	14-12 10 8-6 4-2 1-4/0 250-500 501- 1000	15 20 30 40 50 60 70	Forro de nylon o equivalente
Termoplástico resistente a la humedad y al calor	THHN	75 C 167 F 90 C 194 F	Lugar mojado  lugar seco	Termoplástico resistente a la humedad y al calor y retardador de las llamas	14-10 8-2 1-4/0 213-500 501- 1000	45 60 80 95 110	Ninguna
Polímetro sintético degradado resistente a la humedad y al calor	XHHW-2	90 C 194 F	Lugares secos y mojados.	Polímetro sintético degradado retardador de las llamas	14-10 8-2 1-4/0 213-500 501- 1000 101- 2000	30 45 55 65 80 95	Ninguna

Fuente: Donald G. Fink y H. Wayne Beaty, **Manual de Ingeniería Eléctrica**,

Págs. 19-6 y 19-9

### **3.4.1. Teoría de conductores**

#### **3.4.1.1. Materiales conductores**

Un conductor de electricidad es cualquier sustancia o material que permite el paso continuo de una corriente eléctrica al estar sometido a una diferencia de potencial eléctrico. Cuanto mayor sea la densidad de la corriente para una diferencia de potencial dada, más eficiente será el conductor. Casi todas las sustancias en estado sólido o líquido poseen la propiedad de la conductividad eléctrica en mayor o menor grado, pero algunas son más eficientes como conductores mientras que otras carecen casi por completo de esta propiedad. Por ejemplo, los metales son los mejores conductores, mientras que otras sustancias como los óxidos metálicos, las sales, los minerales y los materiales fibrosos son relativamente pobres como conductores.

#### **3.4.1.2. Conductor**

Un conductor es un objeto construido con material conductor en forma tal que se puede usar para conducir corriente eléctrica. En la práctica común de la ingeniería, un conductor es un material de conductividad relativamente alta.

#### **3.4.1.3. Circuito**

Un circuito eléctrico es la trayectoria de una corriente eléctrica o más específicamente, es un elemento o sistema de elementos por los que debe fluir una corriente.

#### **3.4.1.4. Propiedades generales de los conductores**

Los circuitos eléctricos poseen en general cuatro propiedades eléctricas fundamentales: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia de fuga. Aquella porción de un circuito representada por sus conductores tendrá también estas cuatro propiedades, pero solo dos de ellas están relacionadas con las propiedades de los conductores mismos. La capacitancia y la conductancia de fuga dependen en parte de las dimensiones externas de los conductores, de sus distancias entre sí, de sus distancias a otros elementos conductores, así como de una función del campo magnético establecido por la corriente en un conductor, pero este campo en su conjunto es divisible en dos partes, una parte totalmente externa al conductor y la otra totalmente contenida en el conductor; solo esta última porción se puede considerar propia de las propiedades magnéticas del material conductor. La resistencia es estrictamente una propiedad del conductor mismo. Tanto la resistencia como la inductancia interna de los conductores cambian en sus valores efectivos cuando la corriente varía con gran rapidez como en el caso de las corrientes alternas de alta frecuencia; esto se denomina efecto pelicular (efecto piel o efecto superficial).

Los materiales conductores resultan afectados por los cambios de temperatura y por los esfuerzos mecánicos a que están sometidos durante el servicio. También son afectados por la naturaleza del trabajo mecánico y del tratamiento térmico que reciben durante su fabricación.

### **3.4.1.5. Cálculo y capacidad de conductores**

Debido a que la distancia de donde se consideraron los empalmes para los conductores a instalarse con los existentes no presenta una caída de tensión significativa se siguen considerando los mismos calibres que los existentes. Aun así algunos cables si es necesario realizarles un cálculo matemático adecuado, entonces para poder realizar el cálculo de los conductores y estimar si estos se encuentran dentro de la capacidad adecuada es necesario tomar en cuenta procedimientos de cálculo.

En el diseño de instalaciones eléctricas una de las tareas más importantes es el cálculo de la sección de los alimentadores, es decir, la especificación de los conductores que suministraran energía eléctrica a una carga. De la precisión de estos cálculos depende la seguridad y el buen funcionamiento de la instalación, así como el costo de la inversión inicial y de los gastos de operación y mantenimiento.

#### **3.4.1.5.1. Criterios para el cálculo de conductores**

La intención es encontrar los calibres AWG (*American Wire Gage*) o MCM (miles de circular mils) que cumplan con los requisitos necesarios de un sistema confiable y económico evitando conductores con secciones sobradas, que se traducen en gastos innecesarios.

Para la aplicación de los criterios se requiere primero de la definición de la corriente que circulara por cada uno de los conductores en condiciones de plena carga (corriente nominal), incluyendo alguna reserva para imprevistos que en este caso consideramos el 20% del valor nominal de corriente.



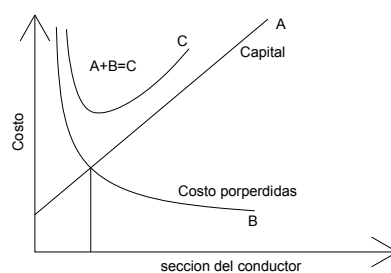
Es necesario considerar las pérdidas por efecto joule ya que el paso de una corriente eléctrica por un conductor produce calor que se disipa por la superficie externa. De acuerdo la ley de Joule

$$w = P * t = R * I^2 * t$$

Ahora bien, la resistencia es inversamente proporcional a la sección del conducto; por lo tanto, aumentando el calibre puede lograrse que disminuyan las perdidas por efecto Joule, aunque esto representa una inversión inicial mas alta.

Para utilizar este criterio resulta necesario estimar el costo de la energía perdida a lo largo del tiempo y compararlo con el costo adicional por el aumento del calibre. Como se puede ver en la siguiente figura el trazar dos curvas: costo vs. Sección transversal: una para pérdidas y otra para inversión. El mínimo de la suma de las dos funciones es la sección económica

**Figura 43. Gráfica costo contra sección transversal del conductor**



También es necesario considerar que el calibre del conductor exista en el mercado, de lo contrario es conveniente utilizar el siguiente mas próximo a este.

### 3.4.1.5.2. Cálculo de corriente

Para el cálculo de la corriente en la etapa de diseño es necesario conocer la potencia de consumo del equipo o carga a conectar a un circuito, para tal caso utilizamos la potencia en sistemas trifásicos

$$P = \sqrt{3}(VI)$$

Despejando I que es la que necesitamos para calcular el interruptor principal y el calibre del cable

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}(V)}$$

Donde,

P= Potencia real

V= Voltaje del sistema

I = Corriente

Por ejemplo para el aire acondicionado de la policía militar de tránsito (PMT) se tiene un aire acondicionado con las siguientes características 29 kW, 208 V, trifásico entonces la corriente es de 80.59 amperios aumentándole un 20% obtenemos 96.71 amperios. También es necesario tomar en cuenta que la temperatura ambiente afecta al cable por lo tanto es necesario considerar la siguiente tabla,

**Tabla III. Factores de corrección de temperatura**

<b>Factores de corrección de temperatura</b>	
Temperatura ambiente	Factor de operación del conductor
30	1
31-35	0.91
36-40	0.82
41-45	0.71
46-50	0.58
51-55	0.41

Fuente: Enríquez Harper, Gilberto, **El ABC del Alumbrado y las Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión**, Pág. 45

En el sótano de la municipalidad no se superan los 30 grados centígrados por lo tanto el factor es 1.

Con este valor podemos saber que el interruptor que proteja el aire debe de ser de 100 A ya que uno de 94.37 A no existe en el mercado, además para el calibre del cable podemos utilizar la tabla que proporciona el fabricante del mismo como se describe a continuación.

#### **3.4.1.5.3. Tablas del fabricante**

Los conductores están forrados por material aislante, que por lo general contiene materiales orgánicos. Estos forros están clasificados de acuerdo con la temperatura de operación permisible, de tal forma que una misma sección de cobre puede tener diferente capacidad de conducción de corriente, dependiendo del tipo de aislamiento que se seleccione, en este proyecto nos centramos en conductores THHN que son conductores especialmente para lugares secos y húmedos como se ve en la tabla No. II Extraída del NEC.

**Tabla IV. Tabla de conductores eléctricos THHN Phelps Dodge centro América**

**TABLA DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS THHN DE PHELPS DODGE CENTRO AMERICA**

Calibre	Area de la Sección Transversal Nominal		Numero de Hilos	Espesor de Aislamiento Nominal		Espesor de cubierta Nominal		Diámetro Externo Total Aproximado		Peso Total Aprox.	Resistencia Eléctrica c.d. Máx @ 30 C	Capacidad de Corriente Máxima
	AWG/MCM	C.M.		mm <sup>2</sup>	#	pulg.	mm.	pulg.	mm.			
26	2110	2.08	1	0.015	0.38	0.004	0.10	0.102	2.59	23	8.81	25
24	6530	3.31	1	0.015	0.38	0.004	0.10	0.119	3.02	34	5.57	30
20	10380	5.26	1	0.020	0.51	0.004	0.10	0.150	3.81	55	3.49	40
18	16510	8.37	1	0.030	0.76	0.005	0.13	0.198	5.04	89	2.19	55
16	26240	13.3	1	0.030	0.76	0.005	0.13	0.232	5.89	136	1.37	75
14	4110	2.08	7	0.015	0.38	0.004	0.10	0.111	2.81	24	8.98	25
12	6530	3.31	7	0.015	0.38	0.004	0.10	0.130	3.29	36	5.68	30
10	10380	5.26	7	0.020	0.51	0.004	0.10	0.164	4.15	58	3.56	40
8	16510	8.37	7	0.030	0.76	0.005	0.13	0.216	5.48	95	2.23	55
6	26240	13.3	7	0.030	0.76	0.005	0.13	0.254	6.44	145	1.40	75
4	41740	21.15	19	0.040	1.02	0.006	0.15	0.318	8.09	229	0.881	95
3	52620	26.66	19	0.040	1.02	0.006	0.15	0.346	8.80	283	0.700	110
2	66360	33.63	19	0.040	1.02	0.006	0.15	0.378	9.59	351	0.554	130
1	83690	42.41	19	0.050	1.27	0.007	0.18	0.435	11.04	449	0.443	150
1/0	105600	53.51	19	0.050	1.27	0.007	0.18	0.474	12.05	558	0.348	170
2/0	133100	67.44	19	0.050	1.27	0.007	0.18	0.518	13.17	693	0.277	195
3/0	167800	85.03	19	0.050	1.27	0.007	0.18	0.568	14.43	863	0.220	225
4/0	211600	107.22	19	0.050	1.27	0.007	0.18	0.624	15.85	1077	0.174	260
250	250000	126.68	37	0.060	1.52	0.008	0.20	0.712	18.08	1278	0.148	290
300	300000	152.01	37	0.060	1.52	0.008	0.20	0.767	19.48	1520	0.123	320
350	350000	177.35	37	0.060	1.52	0.008	0.20	0.818	20.78	1762	0.1052	350
400	400000	202.68	37	0.060	1.52	0.008	0.20	0.865	21.97	2003	0.0919	380
500	500000	253.36	37	0.060	1.52	0.008	0.20	0.951	24.16	2483	0.0738	430
600	600000	304.03	61	0.070	1.78	0.009	0.23	1.051	26.70	2992	0.0617	475
750	750000	380.03	61	0.070	1.78	0.009	0.23	1.157	29.39	3712	0.0491	535
1000	1000000	506.71	61	0.070	1.78	0.009	0.23	1.311	33.30	4906	0.0369	615

Fuente: <http://www.Phelpsdodge.com>

En esta tabla del fabricante que en este caso es Phelps Dodge aparece la capacidad de corriente de conductores THHN. Deberá seleccionarse el calibre cuya capacidad de corriente sea igual o mayor a la nominal del alimentador considerando todas las restricciones.

Para la utilización de esta tabla debemos conocer la corriente que debe circular hacia la carga y luego podemos escoger el calibre del conductor. Como por ejemplo cuando encontramos que la corriente de consumo del aire acondicionado de la PMT es de 94.37 amperios vemos que el cable es el calibre No. 3 el cual es un cable que no existe en el mercado por lo tanto tomamos el siguiente para que su capacidad sea mayor a la del interruptor y este también este protegido por el interruptor, en este caso sería el calibre No. 2/0. De la misma forma se realizaron los cálculos para los alimentadores que se tuvieron que modificar.

### **3.4.2. Cálculo del alimentador de cada interruptor de 1,200 amperios**

Si en los estudios de carga obtuvimos 760 A municipalidad y 692 A EMPAGUA en los principales entonces calculando para el primer principal que es el de la municipalidad tenemos.

Tomando en cuenta la corriente obtenida en el estudio de cargas calculamos el calibre del cable de la siguiente manera:

$$I = I_{\text{estudio}} * 20\%$$

Dándole un 20% mas sobre el valor obtenido,

$$I = 760 * 20\%$$

$$I = 912 \text{ A}$$

Igualmente la temperatura no afecta al cable ya que la misma no pasa de 30 grados centígrados.

Para una corriente de 912 A según la tabla del fabricante no existe conductor además es necesario tomar en cuenta que la capacidad del interruptor principal de EMPAGUA es de 1,200 amperios por lo tanto tomamos el dato mayor para optar por el conductor adecuado de lo contrario no estaría protegido el cable. Debido a esto es necesario instalar varios conductores o cables por fase no olvidando que la flexibilidad de cables demasiado gruesos es menor y no es tan fácil maniobrarlos.

Por su flexibilidad y capacidad escogimos instalar 3 cables 500 MCM por fase y logramos obtener la capacidad requerida. Para el neutro tomamos el mismo calibre ya que en casos como este se considera el 100 % neutro.

#### **3.4.2.1. Definición de donde utilizar 100% neutro**

Para definir el calibre del hilo neutro se debe considerar el desbalance máximo posible entre fases de un sistema. En una instalación trifásica (conexión en estrella) donde predomine la carga de motores trifásicos se acostumbra que el neutro tenga la mitad de la sección de los hilos de las fases. En el caso de tableros trifásicos con cargas de alumbrado o de uso general como por ejemplo el del edificio de la municipalidad (monofásica) el calibre del hilo neutro deberá ser el mismo que el de las fases. También para sistemas de dos fases tres hilos el neutro debe ser de la misma sección que las fases. Esto debido a que los voltajes tienen un desfase de  $120^\circ$  entre fases. De la suma vectorial de dos vectores iguales con  $120^\circ$  entre ellos resulta otro de igual magnitud.

### **3.4.3. Cálculo del alimentador del interruptor de 2,000 amperios**

Tomando en cuenta la corriente obtenida en el estudio de cargas calculamos el calibre del cable de la siguiente manera:

$$I = I_{\text{estudio}} * 20\%$$

Dándole un 20% mas sobre el valor obtenido,

$$I = 1,452 * 20\%$$

$$I = 1,742.40 \text{ A}$$

Para una corriente de 1,742.40 A según la tabla del fabricante nuevamente no existe conductor igualmente es necesario tomar en cuenta la capacidad del interruptor principal que es de 2,000 amperios por lo que volvemos a tomar el dato mayor.

Por flexibilidad y capacidad escogimos Instalar 6 cables 500 MCM por fase y logramos obtener la capacidad requerida. Para el neutro tomamos el mismo calibre.

### **3.5. Análisis de tierra física**

Existen tres razones principales para aterrizar cubiertas metálicas o los materiales conductores que contiene a los conductores eléctricos o al equipo. Dos de estas se encuentran en el NEC en la sección 250-2(b) y son:

- a) Para limitar el voltaje a tierra
- b) Para facilitar la operación de los dispositivos de protección contra sobrecargas y los interruptores del circuito.

La tercera razón que no se especifica en el NEC es drenar a tierra corrientes de fuga o corrientes de descargas electrostáticas. Por ejemplo el ruido eléctrico y aun los mismos equipos electrónicos pueden provocar daños, problemas y errores de datos, en el equipo electrónico avanzado. Es importante drenar inmediatamente a tierra estas corrientes estáticas y de fuga para asegurar la operación óptima del equipo electrónico.

### **3.5.1. Medición**

Para la medición de la resistencia de la tierra existente se utilizó un megger de tierras marca Yokogawa modelo 3207 el cual se compone de

- a) Medidor
- b) Cables blindados
- c) Tres picas o electrodos

El megger realiza una medición por el método de caída de potencial. Genera un voltaje y provoca que una corriente circule en la tierra. Cuando el voltaje y la corriente se conocen, el megger calcula la resistencia (ley de ohm  $R=V/I$ )

La diferencia de potencial o voltaje se mide entre la varilla de prueba y la pica 2; y el flujo de corriente entre la varilla de prueba y la pica 3. Cuando la pica 2 se separa 62% de la distancia entre la varilla de prueba y la pica 3 se obtiene un alto grado de precisión en la medición de resistencia del suelo.

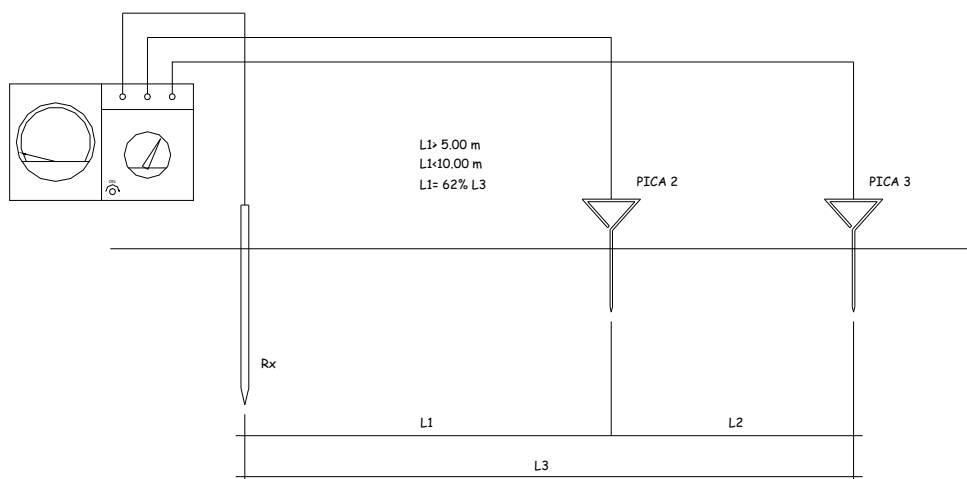


Se obtuvo un valor de 3.8 ohms. El artículo 250-56 de NEC permite que el sistema de tierra tenga una impedancia a tierra de 25 ohms o mínimo.

Los fabricantes de equipos requieren que exista una impedancia menor a 5 ohms cuando existen equipos electrónicos especiales, por lo que el sistema no necesita modificaciones.

En la siguiente figura se muestra como se realizo lo conexión en el área donde se encuentra la varilla para la prueba

**Figura 44. Medición de resistencia de tierra**



### 3.6. Tipos de conexión y empalmes

#### 3.6.1. Conexiones terminales

Este es un tema muy importante ya que si no conocemos bien la metodología podría ocasionarse accidentes debido a calentamientos, malas conexiones o no indicadas, etc.

Las conexiones entre tableros y cables se realizaron directamente a las zapatas de estos. Las conexiones entre transformador y cables se realizo con conectores de compresión de cobre cadmiado Nema 1 tipo paleta para cable 500 MCM. Y de entre estos cables y el interruptor principal con terminales tipo zapata de tornillo. El contacto entre materiales diferentes debe de ser evitado siempre para evitar corrosión debido al par galvanico formado.

### **3.6.2. Empalmes**

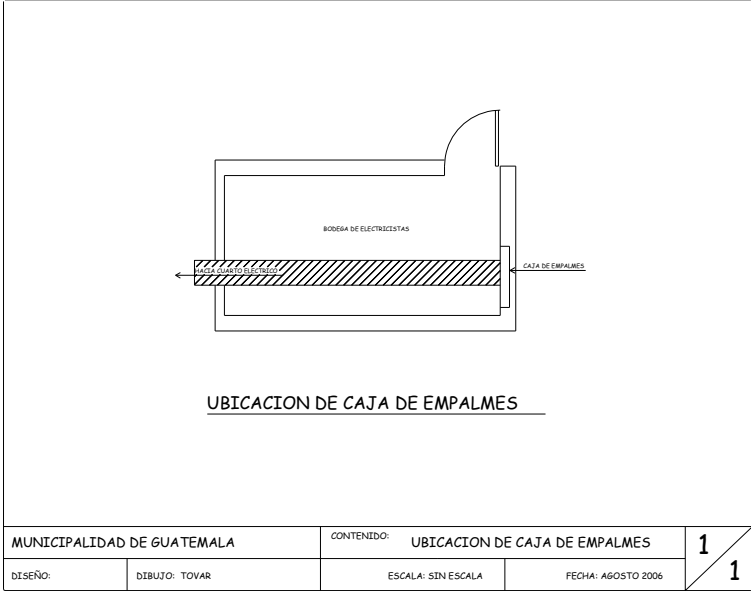
También es un tipo de conexión, solo que no es terminal sino que es una cable a cable y se define como la unión de dos secciones de cable.

Los empalmes temporales que se realizaron para la interconexión de cables existentes con cables a nuevos se hicieron con compresores tipo caña, de cobre cadmiado y que se seleccionaron dependiendo del diámetro del cable en milímetro cuadrados.

Realizar empalmes a mano puede crear calentamiento, perdidas por efecto joule, separación del empalme, etc. Con compresores tipo caña se minimizan perdidas por lo que son los adecuados cuando no se puede realizar un cambio del cableado completo.

Estos cables quedaron ubicados en una caja de registro en el lugar original de los tableros eléctricos que alimentan el edificio para chequeos posteriores como se ve en la siguiente figura.

**Figura 45. Ubicación de caja de empalmes**



En el futuro se tiene contemplado el cambio de cables hacia cada nivel para ir eliminando los empalmes, de una forma periódica lo cual no esta incluido en esta fase.

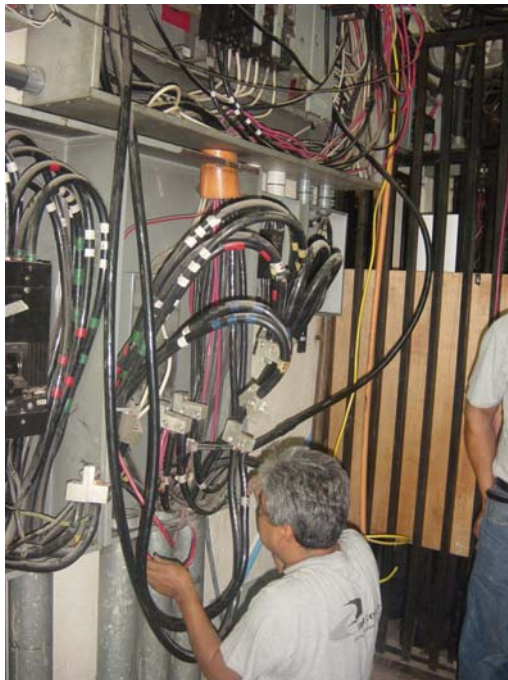
## 4. TRASLADO DE CIRCUITOS

### 4.1. Evaluación de traslado de circuitos

Para el traslado de circuitos se tomo la ruta mas corta para minimizar los costos. Se tomo la opción de realizarlo de forma aérea, perforando la menor cantidad de muros.

Para dicho trabajo se considero trabajos en horarios inhábiles (fines de semana y por las noches) debido a que la municipalidad no puede dejar de trabajar durante casi todo el día en la mayoría de sus departamentos.

**Figura 46. Momento en que se desmontaban los interruptores termomagnéticos principales**



**Figura 47. Traslado de los alimentadores**



**Figura 48. Reubicando de cableado existente**



En las figuras anteriores se muestra el momento en que se desinstalaban los cables y los tableros en la ubicación antigua.

**Figura 49. Alimentación del interruptor principal de la Municipalidad de Guatemala**



En esta figura se observa el momento en se realizaba la alimentación del interruptor principal de EMPAGUA

**Figura 50. Alimentación del interruptor principal de EMPAGUA**



Aquí se ve el momento en se realizaba la alimentación desde el principal de empagua hacia las barras de ese circuito.

**Figura 51. Alimentación desde el interruptor principal de EMPAGUA a barras**



En la siguiente figura se muestra la alimentación desde interruptores I-Line hacia los centros de carga.

**Figura 52. Alimentación de los centros de carga QO desde los interruptores termomagnéticos I-Line**





**Figura 53. Instalación de canal eléctrica y alimentadores**



Como se ve en la anterior figura, en la parte superior de los tableros se instalo la canal eléctrica utilizada para transportar los cables que alimentaran las cargas del edificio municipal.

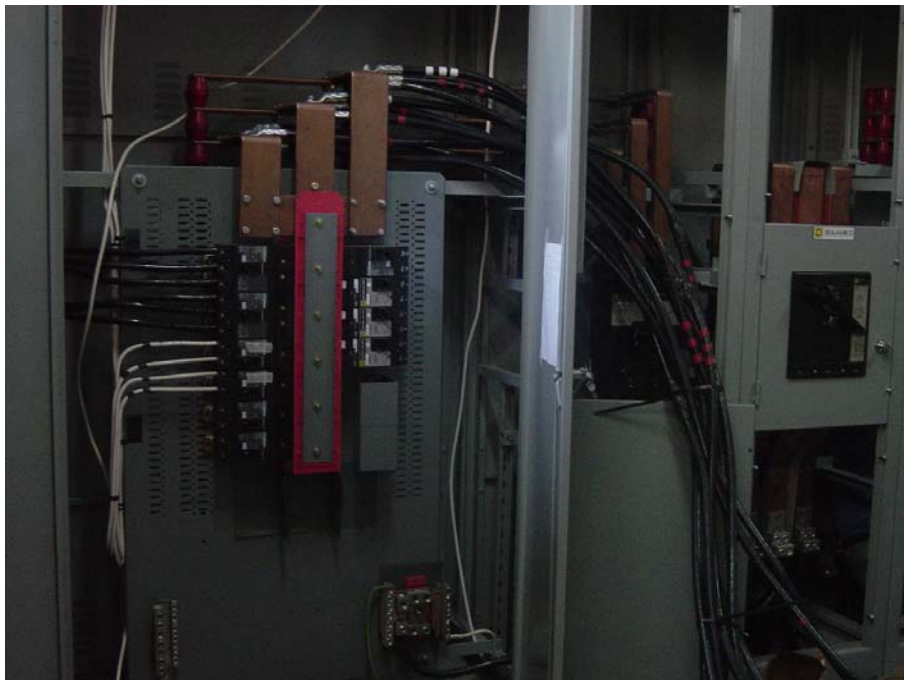
Para no dejar a la municipalidad sin alimentación durante varios días debido a que el traslado no se podía realizar en un solo día sino más bien por etapas, se opto por preparar una alimentación provisional de los tableros que no fueran trasladados de la siguiente forma.

Se colocaron provisionalmente los cables que alimentaban la carga total del edificio municipal, distribuidos uniformemente entre los dos nuevos circuitos (EMPAGUA y municipalidad), para que estos siguieran alimentando los tableros que iban quedando en la ubicación original.

**Figura 54. Cables provisionales**



**Figura 55. Conexión a barras de cables provisionales**



En las dos figuras anteriores se ve la conexión temporal de cables que anteriormente alimentaba a los tableros en la ubicación original.

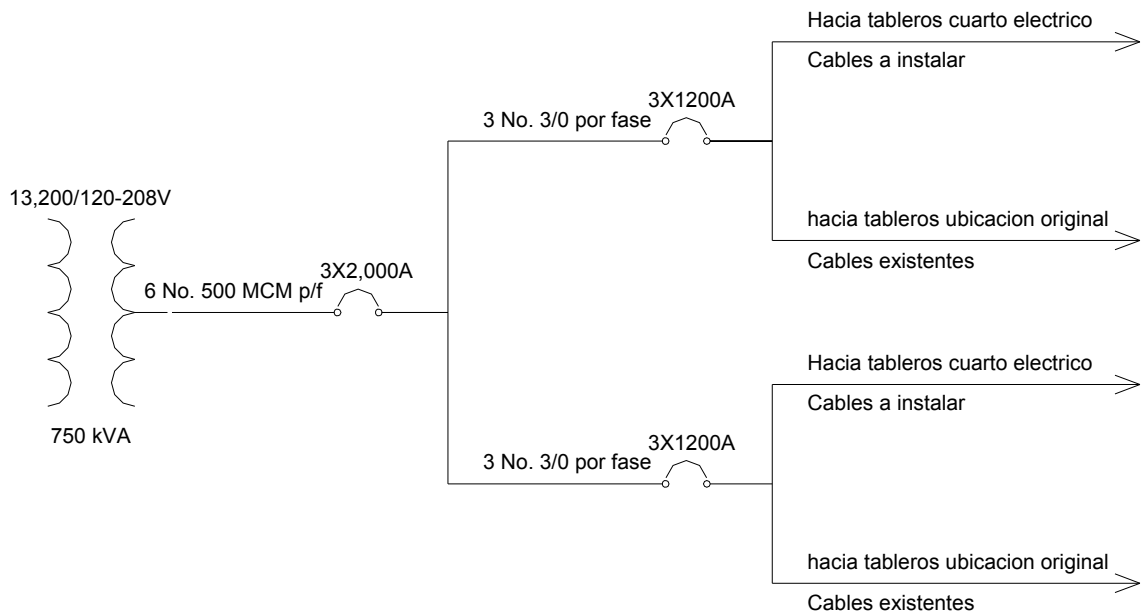
**Figura 56. Instalación de circuitos provisionales**



En esta figura se pueden observar el momento en que se instalaban los circuitos temporales para la alimentación de los tableros que aun quedaban en la ubicación original.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de la conexión provisional para realizar el traslado de los tableros

**Figura 57. Diagrama unifilar de conexión provisional**



#### **4.2. Medio para el transporte de los cables.**

Para la conexión desde el transformador hacia el interruptor principal se utilizaron 6 tubos pvc de 4 pulgadas de diámetro para colocar las 24 tiras de cable THHN 500 MCM.

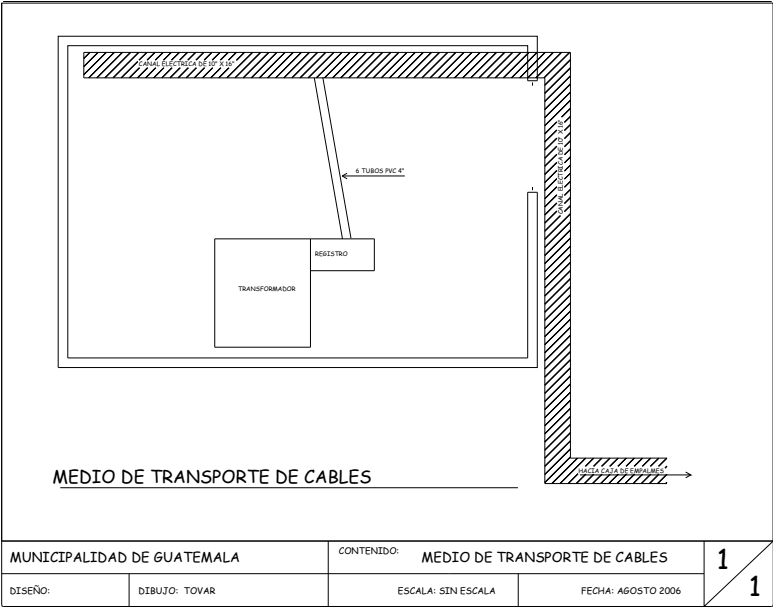
Para transportar los cables desde la ubicación original en la bodega y cuarto de técnicos hacia el cuarto de tableros se utilizó una canal metálica con una sección de 16 pulgadas por 10 pulgadas con tapadera. Los cables a se ubicaron en canaleta debido a:

- a) Facilidad para maniobrar.
- b) Minimizar tiempo de ejecución
- c) Los cables tienen mayor ventilación
- d) El espacio que ocupan es menor que con tubería o cualquier otro método

**Figura 58. Canal eléctrica**



**Figura 59. Ubicación de la canal eléctrica**



En estas figuras se puede observar la ubicación final de la canal eléctrica.

**Figura 60. Área donde se encontraba la entrada de cables y medición desde el transformador**



En este lugar estaba anteriormente la entrada de los cables y la medición en baja tensión desde el transformador.

#### **4.3. Método de fijación**

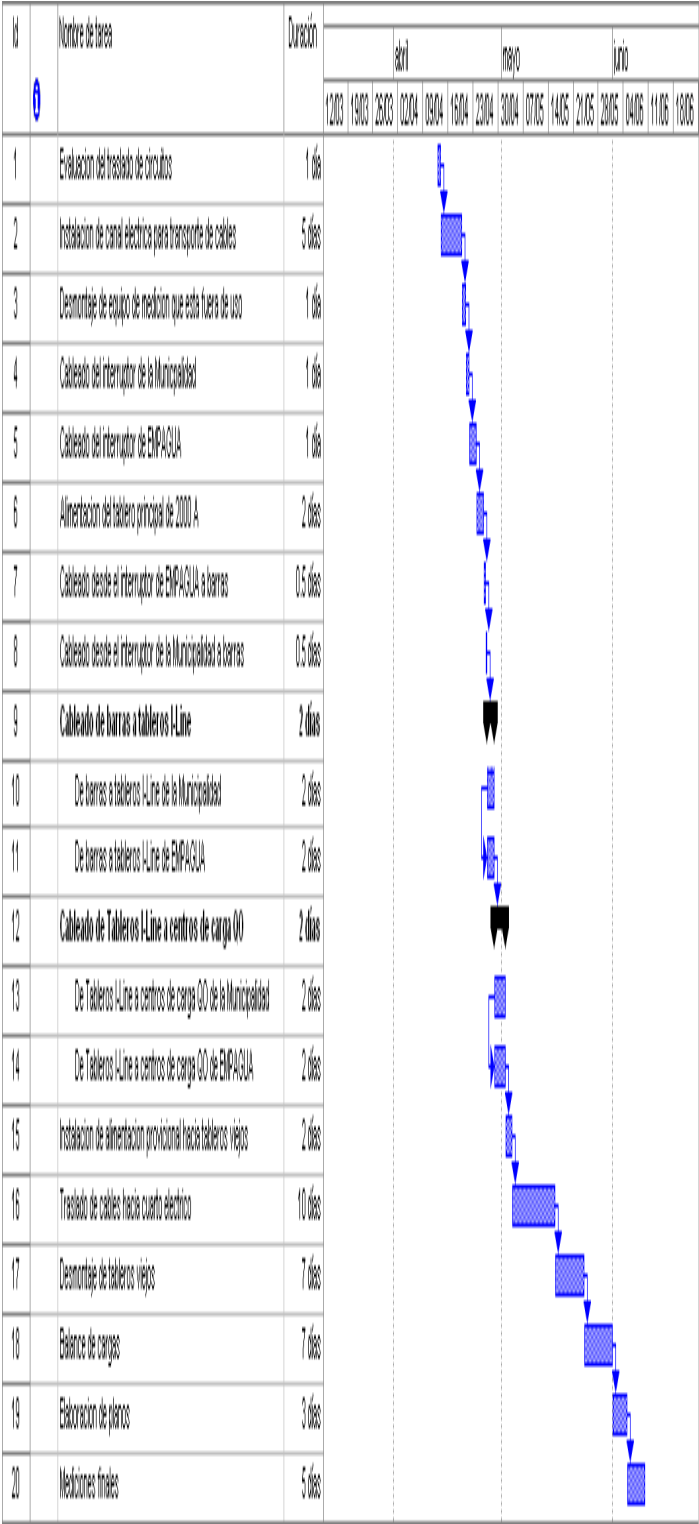
Para la fijación de la canal se utilizó varilla roscada de 3/8 y riel unicanal para sostener la canal; y tarugos de 3/8 HDI para sostener la varilla roscada en el techo del sótano.

**Figura 61. Varilla roscada para sujetar la canal eléctrica**



El cronograma de trabajo que se llevó a cabo para la ejecución del proyecto es el siguiente:

**Figura 62. Cronograma de trabajos**



## **5. RESULTADOS**

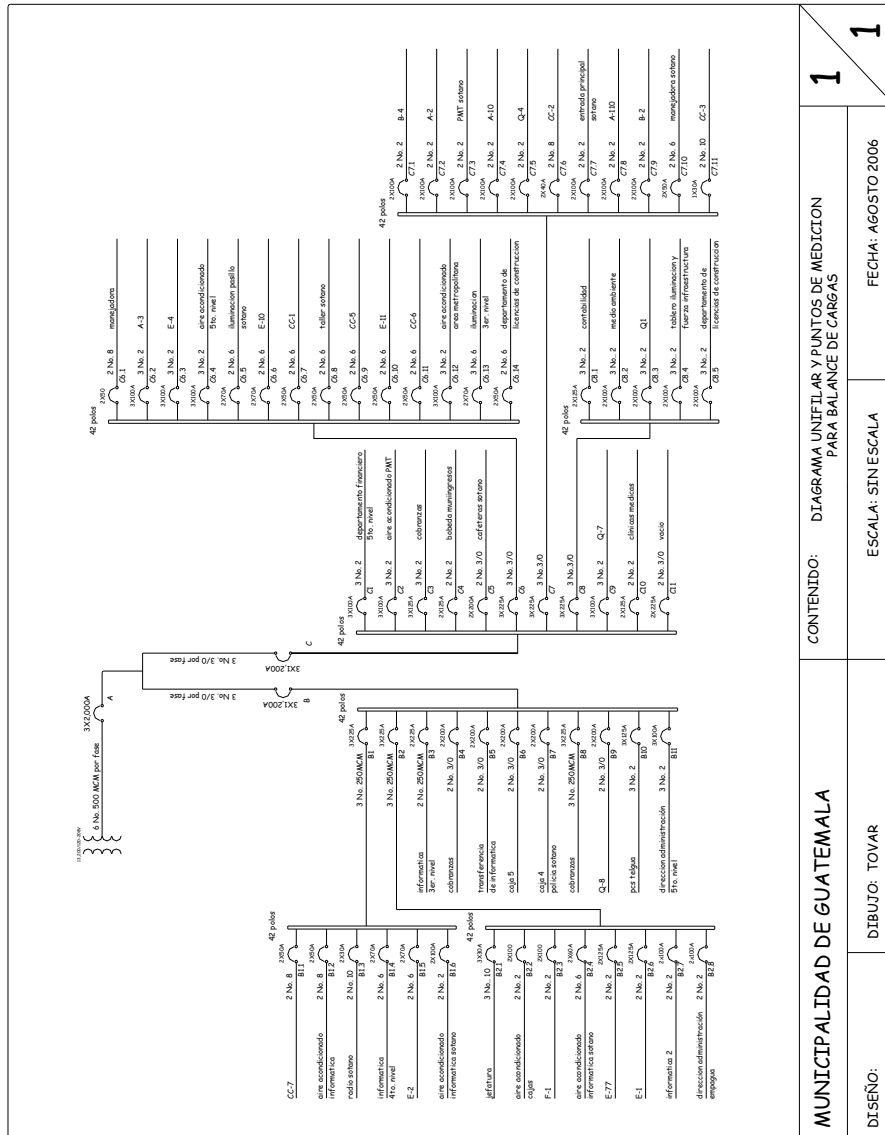
### **5.1. Balance de cargas**

Para que no ocurra calentamiento y sobrecarga innecesaria en alguna de las fases del transformador es necesario realizar un balance en las 3 fases y esto se realiza haciendo mediciones puntuales de corriente y donde se encuentre sobrecargado se realiza traslado de cargas hacia las fases con menos cargas.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar final y se indican los puntos críticos medidos en hora pico para la obtención de la carga en las fases.



**Figura 63. Diagrama unifilar final con indicación de los puntos medidos para obtener la carga en cada fase.**



MUNICIPALIDAD DE GUATEMALA	CONTENIDO: DIAGRAMA UNIFILAR Y PUNTOS DE MEDICION PARA BALANCE DE CARGAS	1
	ESCALA: SIN ESCALA	1
DESEÑO: TOVAR	FECHA: AGOSTO 2006	

La siguiente tabla muestra los valores finales de corriente por fase obtenidos para el balance de cargas, en los puntos indicados en el diagrama unifilar de la figura anterior.

**Tabla V. Tabla de datos obtenidos después de balanceadas las cargas**

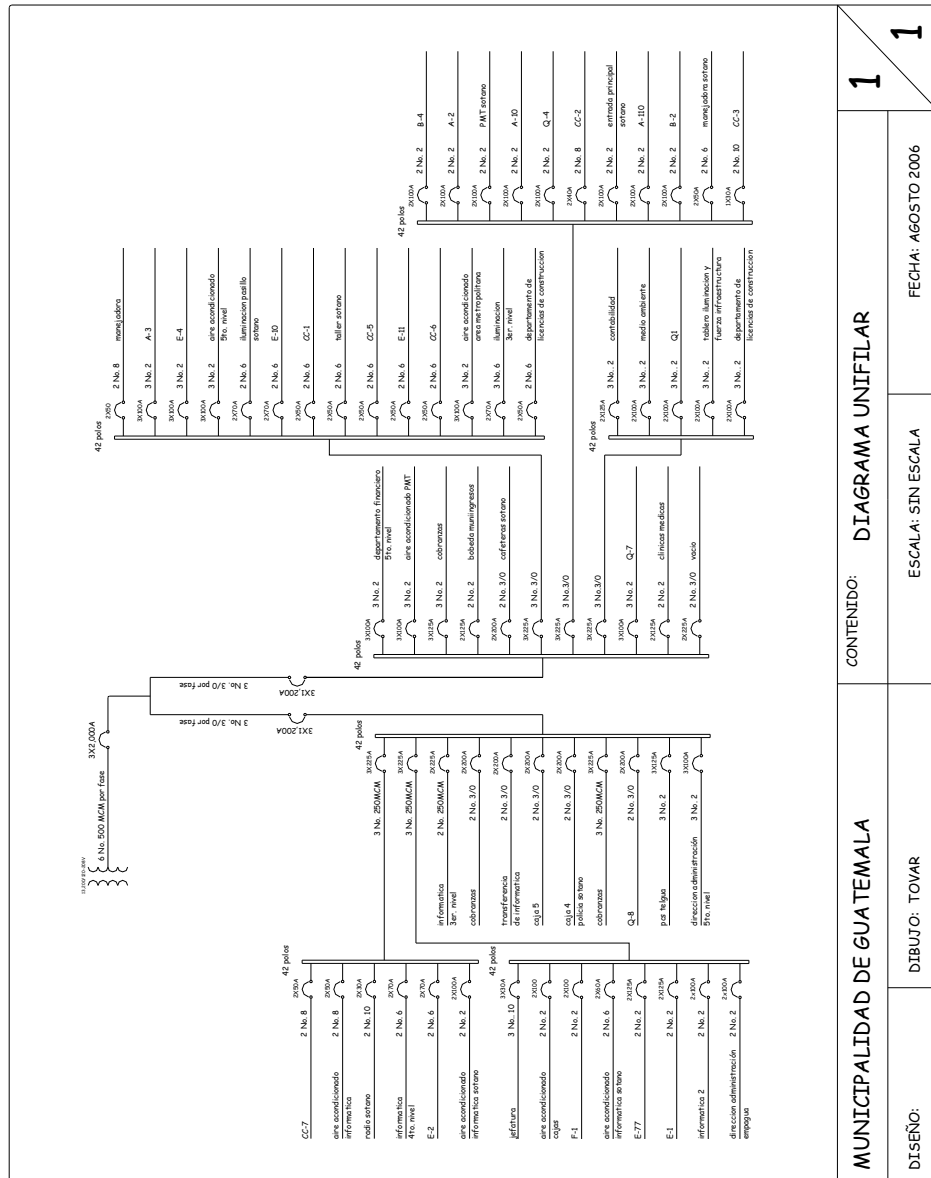
<b>PUNTO MEDIDO</b>	<b>FASE A (AMPERIOS)</b>	<b>FASE B (AMPERIOS)</b>	<b>FASE C (AMPERIOS)</b>
A	1475	1500	1460
B	820	870	790
C	655	629	670
B1	160	98	150
B2	150	92	138
B3	0	103	99
B4	125	38	0
B5	0	50	45
B6	0	57	50
B7	135	115	125
B8	108	113	95
B9	0	65	48
B10	80	77	70
B11	55	53	45
B1.1	0	35	25
B1.2	0	0	1
B1.3	0	17	17
B1.4	55	58	0
B1.5	0	15	15
B1.6	80	80	0
B2.1	15	12	15
B2.2	0	40	42
B2.3	0	0	0
B2.4	0	0	0
B2.5	0	0	0
B2.6	41	40	0
B2.7	66	66	0
B2.8	0	40	40
C1	42	40	41
C2	0	0	0
C3	30	27	28
C4	0	97	96
C5	30	25	0
C6	130	138	140
C7	110	105	105
C8	114	114	113
C9	75	77	77
C10	0	51	47
C11	0	0	0
C6.1	0	27	28
C6.2	15	14	14
C6.3	25	16	22
C6.4	38	33	35

Continúa			
C6.5	0	0	0
C6.6	12	11	0
C6.7	34	33	0
C6.8	0	0	0
C6.9	0	5	5
C6.10	0	12	15
C6.11	35	35	0
C6.12	0	0	0
C6.13	10	11	41
C6.14	0	18	18
C7.1	0	25	36
C7.2	0	15	21
C7.3	0	21	22
C7.4	0	20	28
C7.5	0	23	33
C7.6	15	10	0
C7.7	5	3	0
C7.8	0	0	0
C7.9	0	0	0
C7.10	50	50	0
C7.11	10	10	0
C8.1	45	44	44
C8.2	18	19	15
C8.3	15	18	19
C8.4	50	60	55
C8.5	30	25	24

## 5.2. Nueva ubicación

Terminados los trabajos de balance de carga, la nueva configuración de los tableros eléctricos del edificio municipal quedo como se indica en el siguiente diagrama unifilar.

Figura 64. Diagrama unifilar final



MUNICIPALIDAD DE GUA TEMALA		CONTENIDO: DIAGRAMA UNIFILAR		1
DISEÑO: TOVAR		ESCALA: SIN ESCALA		1
		FECHA: AGOSTO 2006		

En esta figura se observa el diagrama unifilar y se puede observar que ahora ya no se alimentan los principales de Empagua y municipalidad directamente desde el transformador sino que tienen un interruptor principal de 2,000 amperios para protección general.

Además, los tableros quedan en una mejor ubicación donde no hay personal de forma permanente, ni existen escaleras, herramientas, guarda ropas, etc. como era el caso de la ubicación antigua, esta ubicación es más segura.

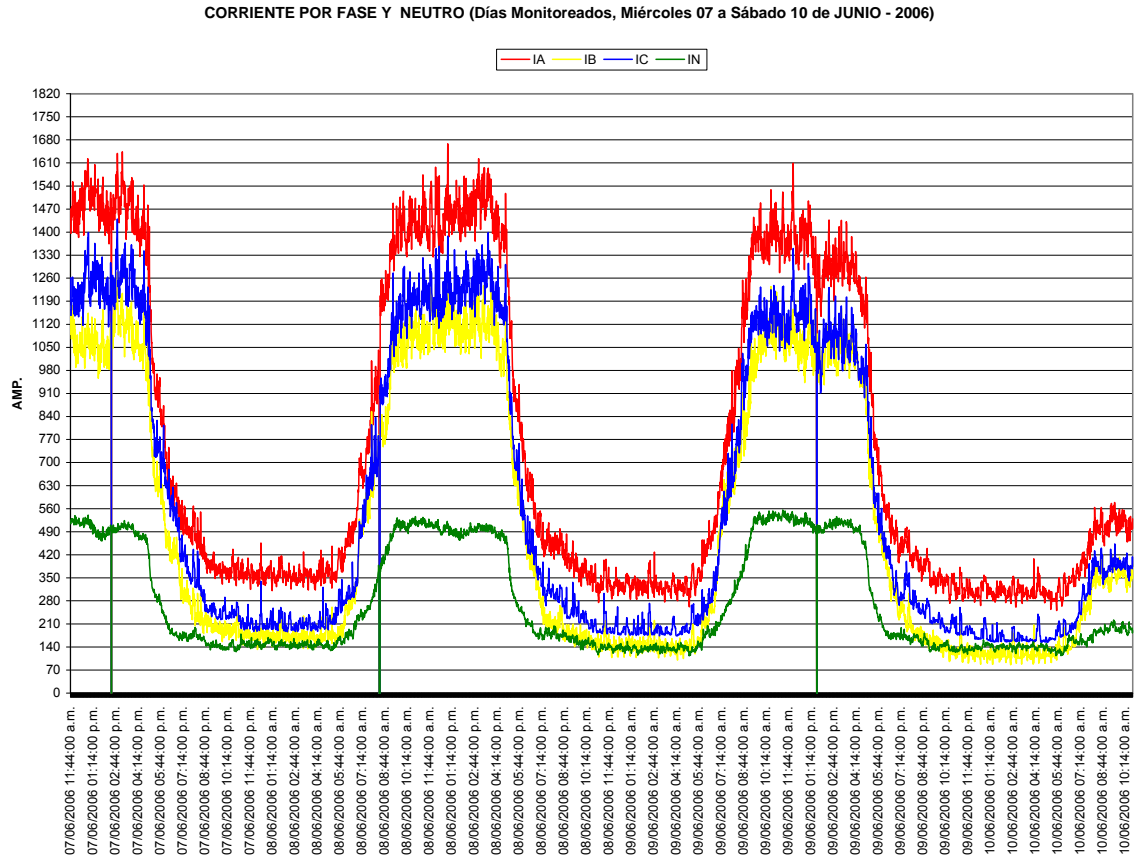
En cuanto al los espacios disponibles en los tableros, se dejaron previstos espacios para el crecimiento de la carga en el edificio, tanto para agregar interruptores QO en los centros de carga como en los de interruptores I-line de distribución.

El espacio físico es el adecuado para realizar las maniobras necesarias en casos de emergencia o mantenimientos en el cuarto eléctrico. También es importante mencionar que la ventilación es mucho mejor en este lugar que en el anterior.

El aislamiento que tiene el cuarto eléctrico de tuberías de drenajes, agua potable y personal no calificado lo hace mucho mas seguro.

### 5.3. Medición final de corrientes

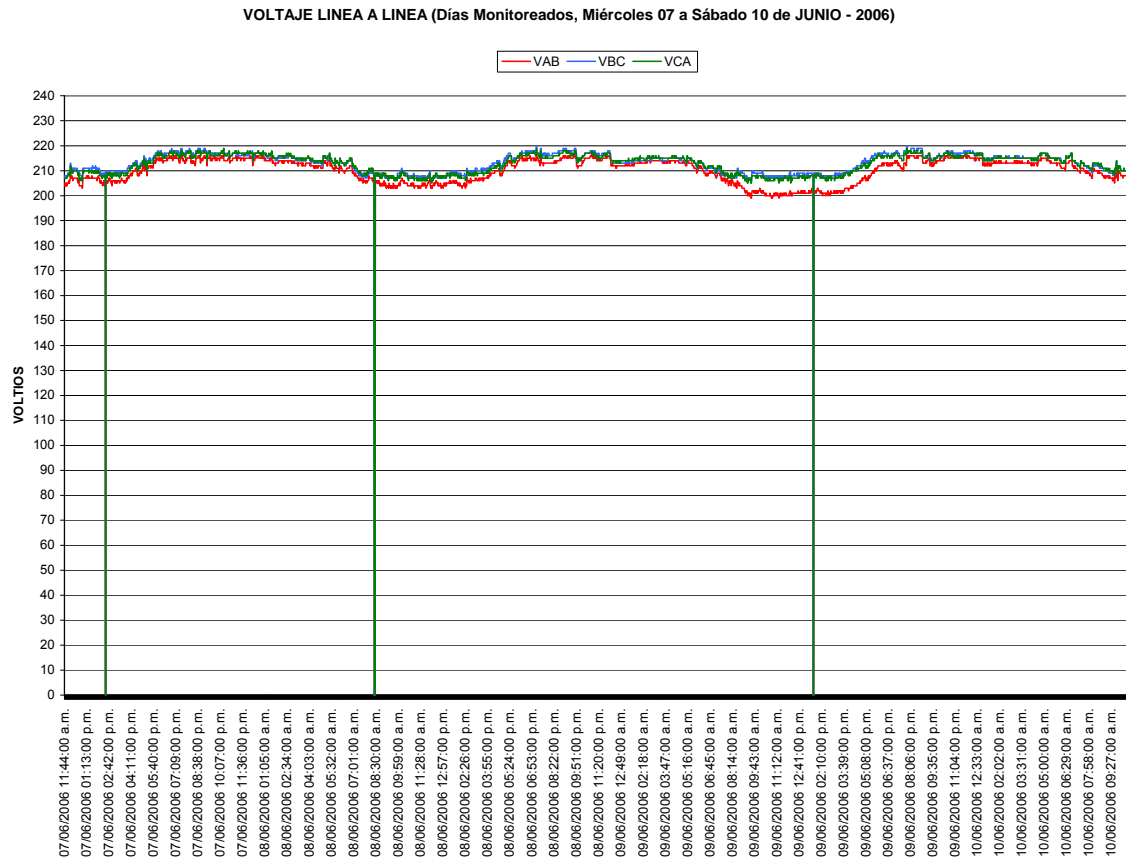
Figura 65. Medición de corriente por fase y neutro



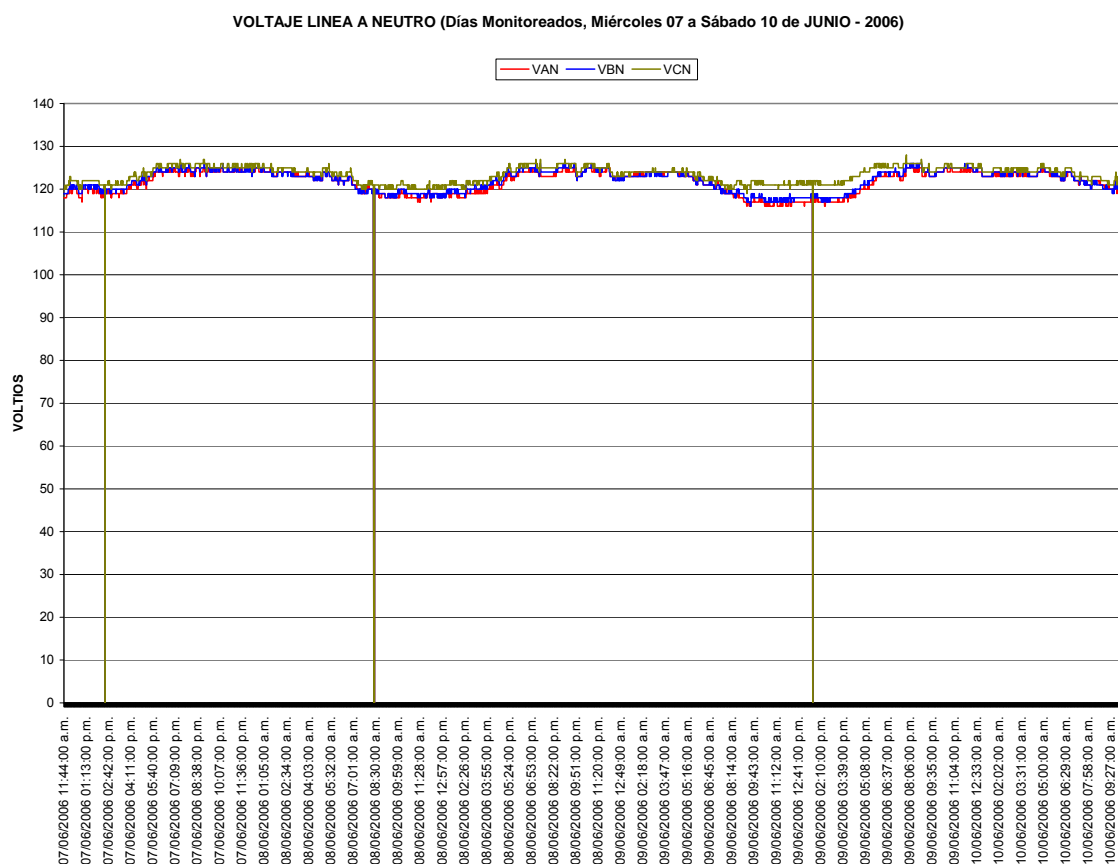
Podemos observar en la gráfica que la corriente nominal del sistema se encuentra en un rango considerable, ya que no pasa de 1680 amperios por lo tanto el transformador de 750kVA aun puede mantener esta carga sin problemas.

## 5.4. Medición final de Voltajes

Figura 66. Medición de voltaje línea a línea



**Figura 67. Medición de voltaje línea a neutro**



En la gráfica se puede observar que no existe mayor oscilación en el voltaje, ya que la única oscilación fuerte que se ve son los tres picos negativos debido a cortes del servicio eléctrico en el sector.

### 5.5. Medición final de Factor de potencia

En general, el factor de potencia FP, se define como la relación entre la potencia activa P suministrada a la carga y la aparente S aportada  $FP = P/S$ ; suele llamarse rendimiento externo de una red, porque relaciona la potencia utilizable P, con la que es necesario aportar S, por tanto, cuanto menor es FP, mayor es la pérdida de potencia en la línea de transporte.

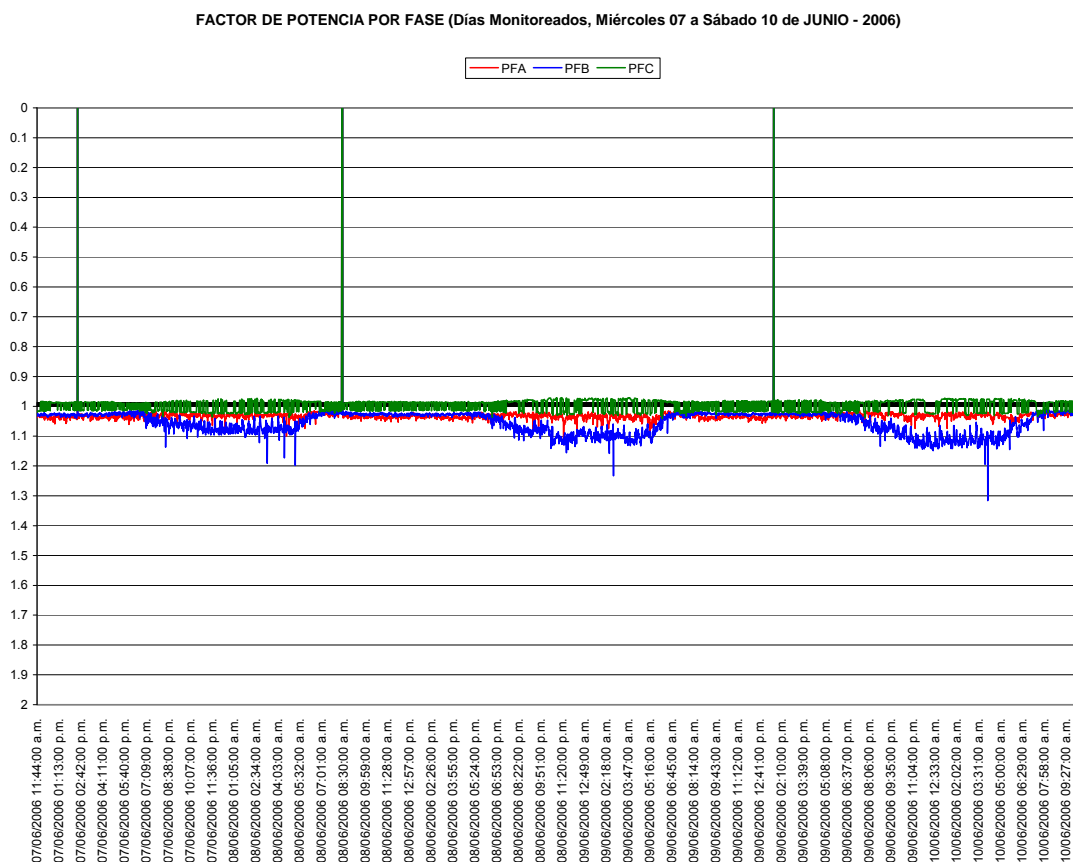


Consecuentemente, los receptores que presentan un bajo factor de potencia y una alta distorsión armónica, dan lugar a unas mayores pérdidas en la línea, así como a un sobredimensionamiento de los sistemas de generación y transporte.

En el título 5 Incidencia del usuario, capítulo 3 Distorsión armónica de la corriente generada por el usuario, artículo 49 de la CNNE NTSD indica que el valor mínimo para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente forma

- a) Usuarios con potencias hasta 11kW                      0.85
- b) Usuarios con potencias superiores a 11kW            0.90

**Figura 68. Medición de factor de potencia por fase**

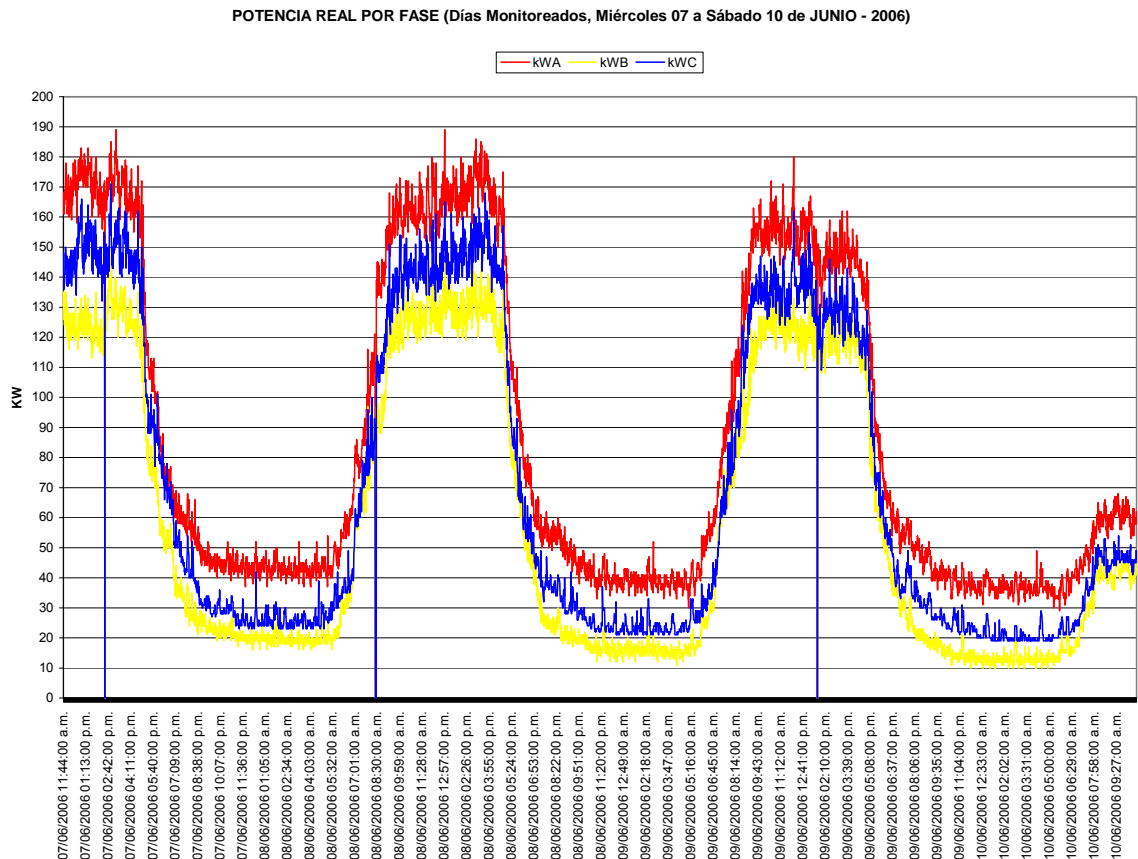


El factor de potencia debe de estar en 0.9 debido a que el consumo es mayor a los 11kW, en la grafica se observa que existen pulsos fuera del rango pero no son significativos, estos pudieron existir debido a vibraciones u otras causas ya que no son constantes.

## 5.6. Medición final de Potencias

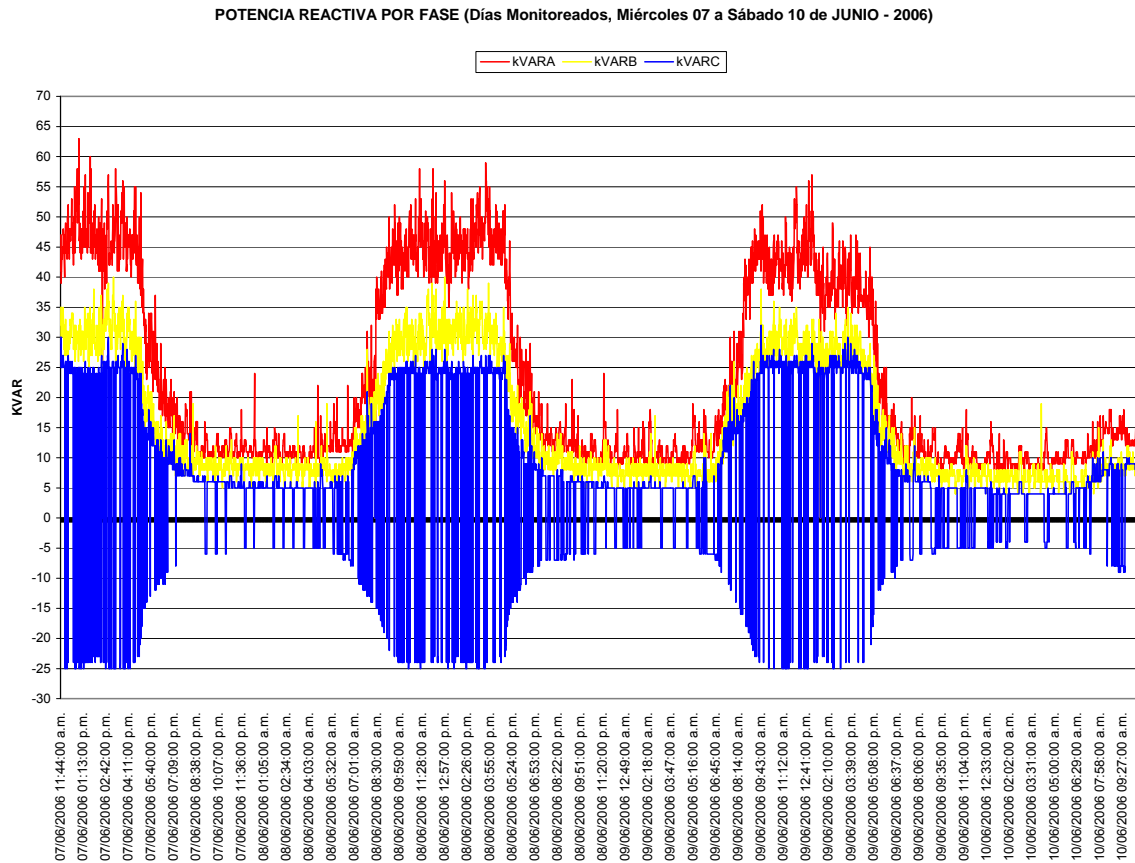
### 5.6.1. Activa

**Figura 69. Medición de potencia real por fase**



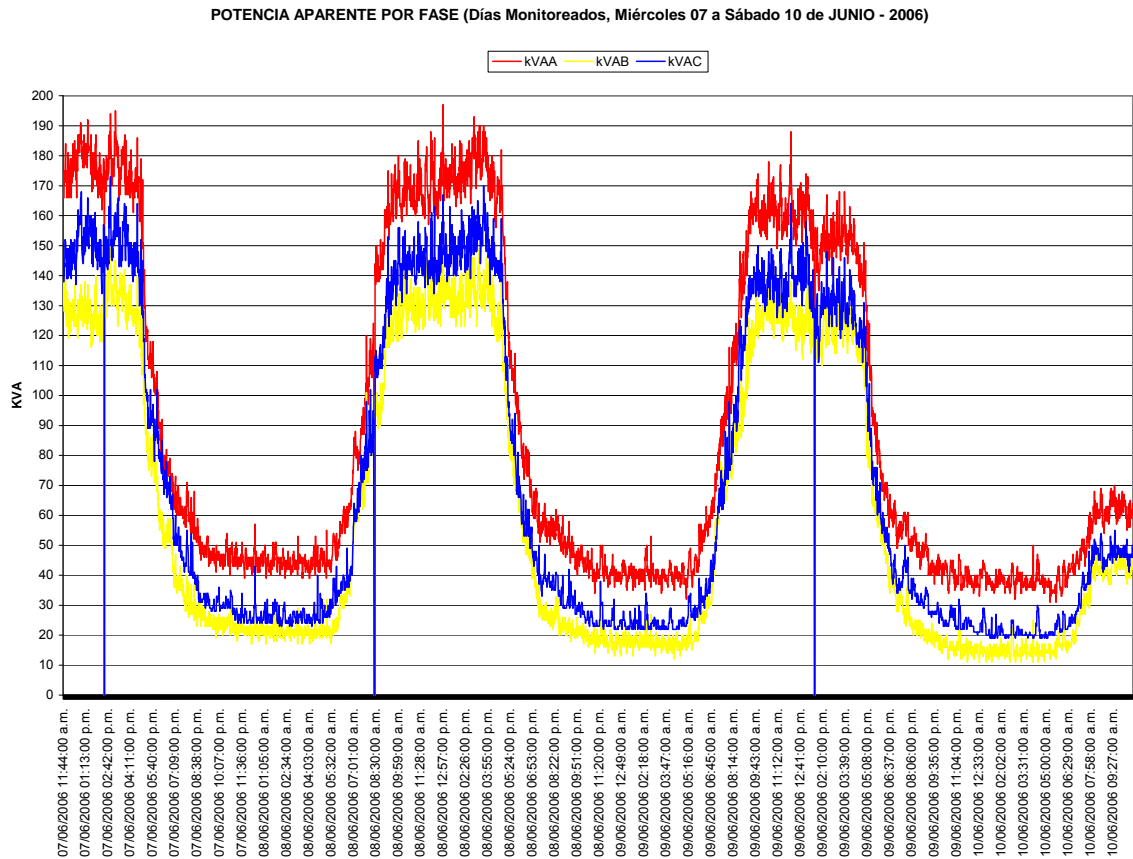
## 5.6.2. Reactiva

Figura 70. Medición de potencia reactiva por fase



### 5.6.3. Aparente

Figura 71. Medición de potencia aparente por fase



En las tres potencias consumidas se muestra que no se encuentra fuera de la capacidad del transformador. Es importante mencionar que las líneas y los transformadores deben ser cargados de acuerdo a su capacidad.

La cargabilidad de los transformadores es determinado por las temperaturas de punto caliente. Si un transformador sumergido en aceite es sobrecargado por encima de su capacidad nominal, su vida útil será reducida debido a un desgaste del aislamiento.

## **5.7. Análisis de Armónicos**

La proliferación de equipos que incorporan convertidores electrónicos de potencia ha dado lugar a un tipo de consumo en las redes, donde las ondas se apartan notablemente de la forma senoidal. Decimos entonces que la corriente contiene armónicos.

### **5.7.1. Origen de los armónicos**

El origen del problema de armónicos son los receptores que consumen corrientes distorsionadas (no senoidales). A pesar de que la tensión en origen suele ser senoidal las caídas de tensión provocadas por dichas corrientes no senoidales hacen que en los puntos de consumo se tenga una tensión distorsionada y por tanto los usuarios conectados a la red distorsionada sufren los efectos de los usuarios que generan la distorsión de corriente.

### **5.7.2. Consecuencias de los armónicos**

La presencia de armónicos en la red tiene varias consecuencias. Las más importantes son las siguientes:

- a) Deterioro de la calidad de la onda de tensión afectando a algunos receptores sensibles
- b) Empeoramiento de factor de potencia
- c) La capacidad de la red para suministrar potencia se ve limitada por ello
- d) Sobrecarga de cables y sobre todo de transformadores por lo tanto aumento de las pérdidas

Para garantizar un suministro con unos límites de calidad de onda y con unas pérdidas aceptables, la distorsión de tensión debe limitarse a ciertos valores dados por normas internacionales. (IEC en Europa e IEEE en Estados Unidos). En el título 4 calidad del producto suministrado por el distribuidor, capítulo 4 Distorsión armónica de la tensión generada por el distribuidor, artículo 32 de la CNEE NTSD indica la tolerancia para la distorsión armónica de tensión.

### **5.7.3. Distorsión Armónica de voltaje**

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total.

**Tabla VI. Distorsión armónica de tensión**

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	DISTORSIÓN ARMÓNICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSION $V \leq 60$ kV	ALTA TENSION $60 \text{Kv} < V \leq 230$ kV
<b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$
<b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
<b>PARES</b>		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
<b>DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %</b>	<b>8</b>	<b>3</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **Normas Técnicas del Servicio de Distribución**, título 4 capítulo 4 Artículo 32

Esta distorsión es generada normalmente, por las fuentes que proveen energía por lo tanto en la mayoría de ocasiones no depende del usuario.

#### **5.7.4. Distorsión Armónica de la Corriente de Carga**

En el título 5 Incidencia del usuario, capítulo 1 Distorsión armónica de la corriente generada por el usuario, artículo 41 de la CNEE NTSD indica el índice de calidad de distorsión armónica de la corriente de carga. El cual esta medido en el punto de conexión.

La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente armónica dependerá de la potencia del usuario, del nivel de tensión al cual se encuentra conectado, y del orden de la armónica,

### 5.7.5. Tolerancias para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga

La Tabla siguiente se establece las tolerancias de corrientes armónicas individuales para distintos niveles de tensión, potencia máxima demandada y orden de armónica.

**Tabla VII. Distorsión armónica de corriente**

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 1kV	P >10Kw 1kV < V ≤ 60kV	P >50kW v >60kV
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %	
<b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n	0.4
<b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
<b>PARES</b>			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/n	0.3	0.5
<b>DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %</b>		--	20
			12

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **Normas Técnicas del Servicio de Distribución**, título 5 capítulo 1 Artículo 42



### **5.7.6. Distorsión Armónica THDV y THDI**

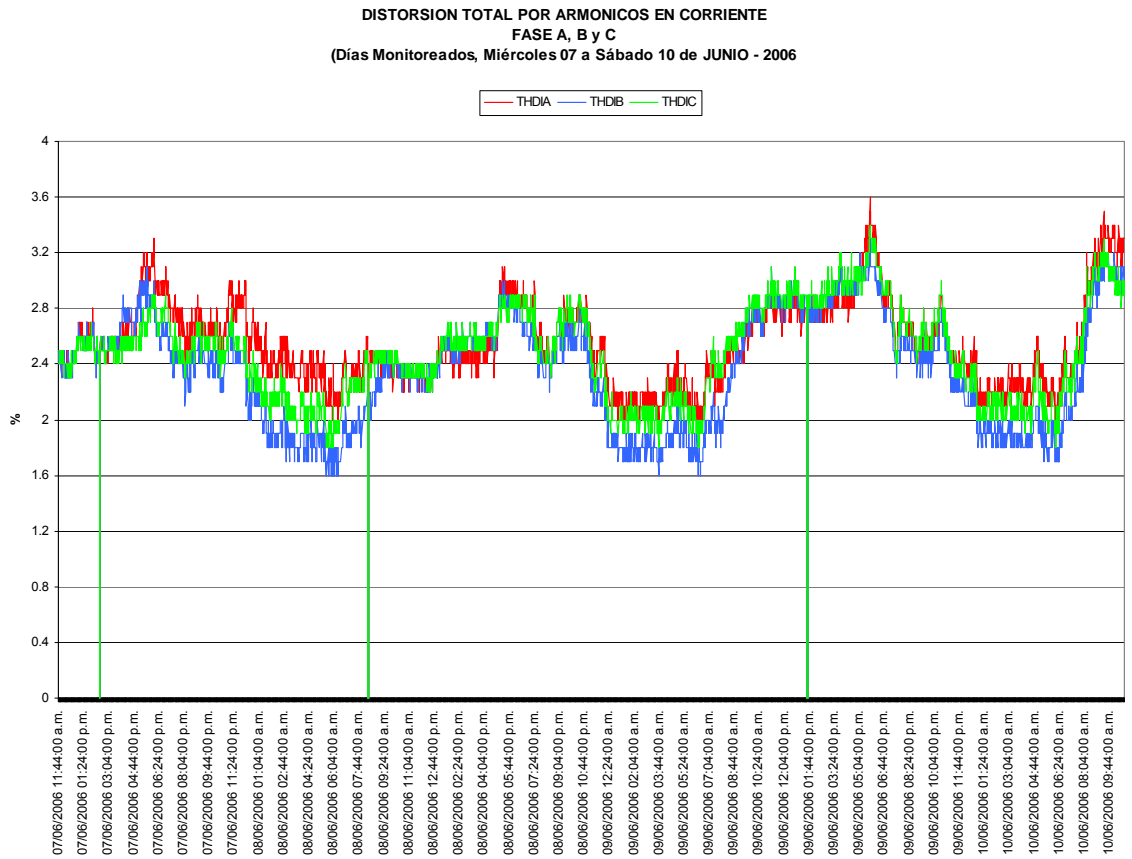
La distorsión armónica, originada por las cargas no-lineales, es el origen de efectos nocivos en los sistemas de potencia; entre ellos, cabe destacar:

Posibilidad de amplificación de algunos armónicos, como consecuencia de resonancias serie/paralelo, reducción del rendimiento de los sistemas de generación, transporte y utilización, envejecimiento del aislamiento de los componentes de la red y por tanto, la reducción de su vida útil.

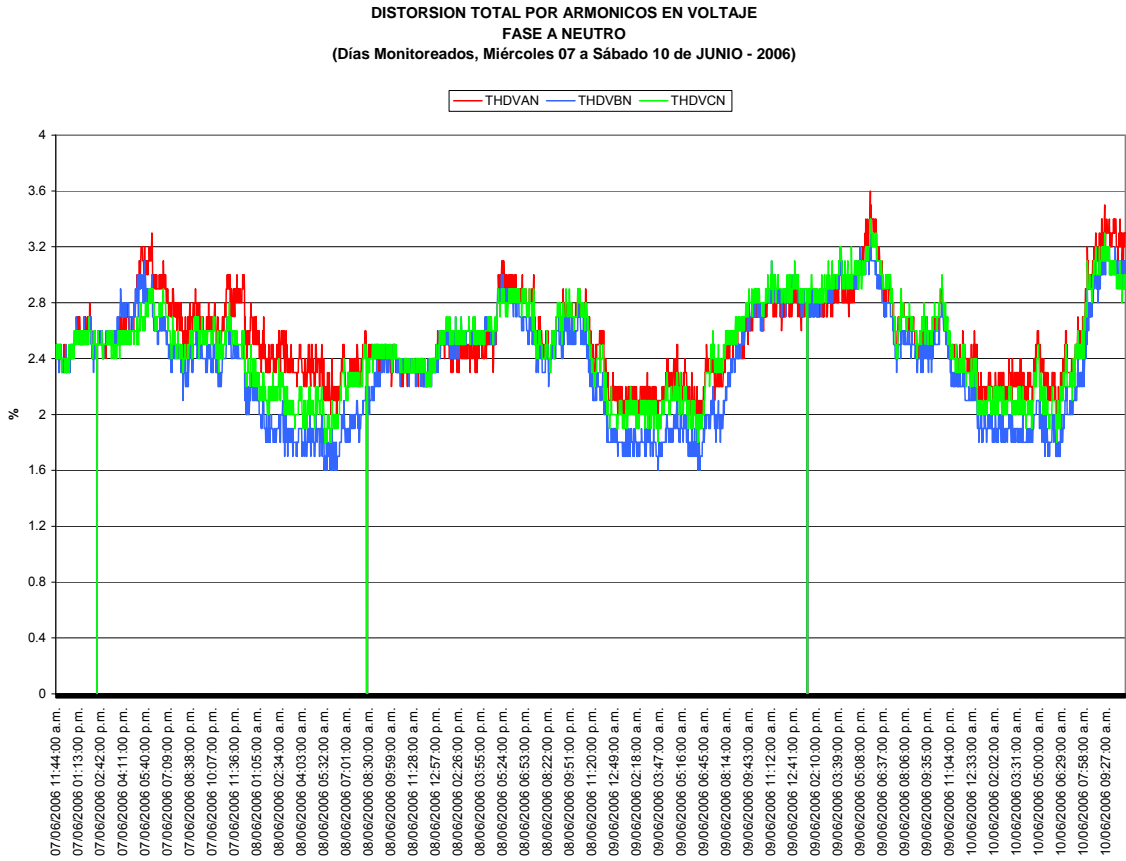
La presencia de armónicos de tensión, aumenta las pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault, originando la fatiga de los aislamientos del transformador; además, la circulación de armónicos de corriente, aumenta las pérdidas en el cobre. Sin embargo, uno de los efectos más perjudiciales de la distorsión armónica en los transformadores es la reducción de su capacidad nominal. El valor eficaz de la corriente de carga no-sinusoidal, que produce las mismas pérdidas que en régimen sinusoidal, es función del orden de los armónicos, de las características del transformador y de la distorsión armónica total.

### 5.7.7. Datos finales de armónicos obtenidos del estudio de carga

Figura 72. Medición de distorsión total por armónicos de corriente



**Figura 73. Medición de distorsión total por armónicos de voltaje**



El valor según las tablas anteriores de la distorsión Armónica THDV en baja tensión no debe exceder el 8% y el valor de THDI de 20% para sistemas generales y en este caso se observa en las graficas que el edificio se encuentra en un rango considerable, ya que el punto más alto para la corriente es 3.6% y para el voltaje es de 3.4%.

## CONCLUSIONES

1. La concentración de las protecciones en un sistema eléctrico es la mejor opción para la seguridad eléctrica en general. Ahora el cuarto eléctrico del edificio está en una ubicación adecuada donde tiene mejor ventilación, el espacio es el necesario para realizar maniobras, mantenimientos y cualquier supervisión que se desee realizar en el futuro, además que en esta ubicación el acceso es más restringido y solo en caso necesario se puede acceder a él.
2. En la canal eléctrica existe espacio suficiente en caso sea necesario realizar nuevos circuitos o revisión de circuitos existentes, en esta también hay buena ventilación y está mejor acondicionado el cableado. Ahora los cables se encuentran alejados de tubería potable y de drenajes para mayor seguridad de los mismos.
3. La capacidad del sistema eléctrico se encuentra en condiciones de crecimiento para futuras ampliaciones en el edificio, no perdiendo la concentración de protecciones en el cuarto eléctrico.
4. Además, los planos presentados en este trabajo pueden ayudar a coordinar más rápida y eficientemente las nuevas cargas en el edificio.
5. La coordinación de las protecciones se completó tomando en cuenta la capacidad de los interruptores de soportar y actuar en caso de un cortocircuito.



## RECOMENDACIONES

1. Se sugiere realizar un mantenimiento de forma periódica del cuarto eléctrico, donde se incluya reapriete de tornillería, limpieza de contactos, limpieza general del cuarto eléctrico, verificación de puntos calientes, etc.
2. También es conveniente tomar en cuenta que cuando se agreguen cargas se tenga el cuidado de no sobrecargar alguna de las fases, ni los interruptores existentes.
3. Por otra parte, es conveniente mencionar que el cableado no debe de transportar más corriente que la que soporta según diseño de lo contrario su temperatura de operación aumenta y disminuye su vida útil.
4. También es importante que el departamento técnico del edificio mantenga el cuidado de mantener el área de tableros eléctricos libre de obstrucciones, para no tener complicaciones futuras de acceso.
5. El transformador es tipo *Pad Mounted* y no tiene suficiente ventilación, ya que es un transformador para instalarse a la intemperie, por lo que se recomienda el cambio a un transformador adecuado a la ubicación o el cambio del transformador a un sitio con mayor ventilación.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Donald G. Fink / H. Wayne Beaty **Manual de Ingeniería Eléctrica**. Decimotercera edición, tomo II, Editorial Mc. Graw Hill, 1996.
2. Rodolfo Koenigsberger **Instalaciones Eléctricas 1**  
Libro de texto del curso de instalaciones eléctricas 1982.
3. Neagu Bratu Seban y Eduardo Campero Littlewood, **Instalaciones eléctricas conceptos básicos y diseño**; segunda edición.
4. Enríquez Harper, **El ABC del Alumbrado y las Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión**; Ed. Gilberto 1987.
5. Francisco González López, **Fundamentos teóricos sobre armónicas**; Ed. Agosto 1999.
6. Pablo Díaz, **Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución**; Ed. Febrero 2001.
7. Comisiona nacional de energía eléctrica, **Normas técnicas del servicio de distribución** 1999.
8. <http://www.entrenamiento.schneider-electric.com.mx/course/view.php?id=65>
9. [http://www. Phelpsdodge.com](http://www.Phelpsdodge.com)





## ANEXO I

### CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito es la aparición de corriente eléctrica muy alta debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurre por accidente. Los corto circuitos pueden provocar daños importantes en la instalación y en los equipos.

El objetivo del estudio de cortocircuitos es calcular del valor máximo de la corriente y su comportamiento durante el tiempo que permanece el cortocircuito. Esto permite determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y conocer el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de la corriente.

Los efectos de un cortocircuito dependen directamente de la energía que tiene que ser disipada (por el arco):

$$W_{cc} = \int_0^t v * i dt$$

donde:

v = Voltaje en los extremos del arco del elemento considerado.

i = Corriente de cortocircuito.

t = Tiempo que permanece la condición de cortocircuito.

Esta expresión no incluye la energía calorífica disipada a través de todos los conductores por los que circula la corriente de cortocircuito.

La magnitud de una falla de cortocircuito puede ser tal que produzca explosiones y provoque la destrucción de equipos completos, pero sobre todo puede producir condiciones de peligro para las personas que estén próximas a la instalación.

Una instalación esta preparada para soportar cortocircuitos cuando sus elementos cumplen con las siguientes características:

- a) Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima fuerza posible.
- b) Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente más alta que pueda ocurrir.
- c) Rapidez de respuesta del sistema de protecciones para interrumpir y aislar la zona donde aparezca un cortocircuito.
- d) Capacidad de los interruptores para disipar la energía del arco.

Las protecciones de toda instalación deben estar diseñadas para operar con seguridad en condiciones extremas y para aislar las partes dañadas, de tal forma que pueda continuar funcionando el mayor numero de equipos no cercanos a la falla.

En caso de falla, el flujo de corriente en cualquier punto del sistema esta limitado por la impedancia de los circuitos y de los equipos desde las fuentes de la corriente hasta el punto de la falla, y no tiene relación alguna con la carga del sistema.

Resulta claro que para poder especificar los elementos de un circuito, diseñar el sistema de protección y coordinar debidamente estas protecciones es necesario conocer el valor de la corriente de cortocircuito en cada punto de la instalación.

En instalaciones complejas con varios niveles de tensión y algunos otros elementos especiales, los cálculos podrían resultar laboriosos y justificar la utilización de una computadora. Sin embargo en instalaciones con una sola subestación, con distribución radial en baja tensión, normalmente resulta suficiente realizar un cálculo manual.

Las corrientes de falla tienen sus fuentes de alimentación en las maquinas eléctricas rotatorias: generadores y motores. Estos últimos funcionan como generadores durante la falla, ya que utilizan para su movimiento la energía almacenada en su masa (energía cinética) y en la de las maquinas acopladas a ellos. La corriente que cada una de estas maquinas rotatorias aporta a la falla esta limitada por su impedancia  $Z$  (suma vectorial de la resistencia  $R$  y la reactancia  $X$ ) y decrece exponencialmente con el tiempo a partir del valor que adquiere inmediatamente después de la falla. Entonces la impedancia que las maquinas eléctricas rotatorias presentan al cortocircuito es variable.

Si en el análisis de esta impedancia variable se desprecia la resistencia y por este momento se habla únicamente de reactancia, se puede decir que para el caso del cálculo de fallas existen tres valores: uno muy bajo para los primeros ciclos que se conoce como reactancia subtransitoria  $X''$  que determina el valor de la corriente de cortocircuito (muy alta) en el primer ciclo; este valor de reactancia sube rápidamente, y en 5 ó 6 ciclos aproximadamente, llega al valor  $X'$  denominada reactancia transitoria, que a su vez aumenta menos rápidamente y en 0.5 a 2 segundos llega al valor  $X$  de estado permanente o sincrónica. Esta variación se relaciona directamente con los cambios magnéticos que ocurren en la máquina debido a las diferentes trayectorias del flujo en los instantes posteriores a la falla.

Dado que la fuente de magnetización desaparece con la presencia de la falla, la aportación de los motores de inducción a la corriente de cortocircuito dura solamente 2 ó 3 ciclos. Por esta razón, para este tipo de motor se considera únicamente su reactancia subtransitoria  $X''$  (que está directamente relacionada con la corriente de arranque).

Debido a que los dispositivos que abren los circuitos actúan antes de que la falla llegue a condiciones permanentes, la reactancia de las máquinas rotatorias correspondiente a ese estado, reactancia sincrónica o de estado permanente, no se utiliza en el cálculo de la corriente que debe interrumpirse.

La contribución de los generadores (remotos) de la compañía suministradora a la corriente de falla se considera constante. La carga adicional que suministran por causa de la falla es un porcentaje muy pequeño de su carga nominal por lo que no se puede hablar de una impedancia variable.

Los capacitores, cuyas corrientes de descarga a la falla son de alta frecuencia, tienen una constante de tiempo que dura uno o máximo dos ciclos, por lo que no se consideran como aportadores al cortocircuito.

De acuerdo con el teorema de enlazamientos de flujo constantes, el voltaje durante una falla de cortocircuito puede considerarse igual al voltaje que existía un instante antes de la falla. Entonces de la aplicación del teorema de Thevenin: la corriente de cortocircuito en un punto es igual al cociente del voltaje (que habían en ese punto antes de ocurrir la falla), entre la impedancia equivalente del sistema visto desde el punto de análisis (incluyendo la impedancia de las fuentes), con todas las otras fuentes de voltaje iguales a cero. Es decir, la corriente de falla en un instante se obtiene simplemente con la ley de Ohm:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{eq}}$$

Entonces la dificultad consiste en encontrar la impedancia equivalente en los diferentes instantes de la falla. Una vez determinadas las impedancias en cada instante, pueden utilizarse las herramientas analíticas que existen para reducir el circuito a una sola fuente de voltaje con una impedancia.

La justificación para considerar solamente fallas trifásicas equilibradas esta en el hecho de que las corrientes de fallas entre líneas nunca son mayores que las trifásicas (aproximadamente 87%). Por otra parte las fallas monofasicas solo en muy raras ocasiones son mayores que las trifásicas (máximo 125%). Además los interruptores trifásicos soportan mejor una falla monofasica o bifásica, debido a que los esfuerzos mecánicos y la ionización son menores cuando ocurren en una o dos fases.

La corriente de una falla trifásica equilibrada es igual en las tres fases, por lo que puede calcularse para una sola fase, con el voltaje entre línea y neutro y su impedancia equivalente. En el cálculo de fallas se utilizan los voltajes nominales y las relaciones de transformación nominales de los transformadores.

Debido a que la falla puede ocurrir en cualquier instante de la curva de voltaje, ya que los voltajes de las fases están desfasados  $120^\circ$  eléctricos, no existe simetría entre las corrientes de falla de cada fase y el eje del tiempo. Podría darse el caso excepcional en que la corriente de una fase tuviera simetría con respecto al eje del tiempo; sin embargo, desde el punto de vista de la máxima corriente que debe interrumpirse, lo importante es contemplar la posibilidad de que una fase tenga asimetría completa.

Entonces conviene incluir en el análisis una componente llamada de corriente directa, que se suma a la componente de frecuencia fundamental para dar, en el primer instante, el valor máximo posible de la corriente de cortocircuito asimétrica.

Esta componente de corriente directa es transitoria y se considera que decae exponencialmente de acuerdo con un constante de tiempo, que depende de la relación  $X/R$  de todo el sistema y cuyo valor es mayor que la subtransitoria, pero bastante menor que la transitoria.

La corriente de un circuito que se cierra con una fuente de voltaje alterno senoidal  $E$  y que tiene una inductancia  $L$  (que a su vez tiene cierta resistencia  $R$ ) puede expresarse en función de la suma de la onda fundamental de la corriente en cierto instante más la componente de corriente directa en ese instante:

$$I = \frac{V}{j\omega * L} \text{sen}\omega t + I_{cd} * e^{\frac{-R * t}{L}}$$

donde:

$I_{cd}$  = Componente de corriente directa.

$t$  = Tiempo

$L/R$  = Constante de tiempo que refleja la variación de  $I$

Para incluir la componente de corriente directa en el cálculo, se podría utilizar el valor máximo posible de asimetría, lo que representa sumar a la corriente de cortocircuito simétrica una componente de corriente directa cuyo valor sea igual al valor sea igual al valor RMS máximo de la corriente simétrica. Sin embargo, esto es valido para el primer instante de la falla pero inmediatamente después empieza a disminuir, y la posibilidad de conocer el valor de la componente de corriente directa en el instante de apertura del interruptor dependerá de la precisión con la que se haya calculado la constante de tiempo. En la practica es frecuente utilizar un factor de 1.6 veces la corriente simétrica de la componente fundamental para comparar con la capacidad asimétrica total que pueden soportar los equipos y elementos de la instalación.

Debido a que el análisis de fallas se hace con un modelo simplificado, es necesario introducir factores que corrijan los resultados que se obtuvieron bajo ciertos supuestos o restricciones.



Un aspecto importante que no se considera en el modelo es la impedancia del arco que se establece mientras se esta interrumpiendo la corriente de falla. La resistencia del arco cambia de acuerdo con los valores de la onda de corriente. Puede adquirir valores de 0.1 hasta 100 Ohms en cada medio ciclo para corrientes de 1 a 1000 amperes. Esta resistencia variable provoca un comportamiento no lineal de la impedancia del arco y la aparición de armónicas.

Tampoco deben perderse de vista el efecto que producen todos los elementos inductivos de la instalación cuando se saturan por el incremento de la densidad de flujo durante la falla.

Debido a que normalmente las instalaciones tienen varios niveles de voltaje resulta muy complicado (prácticamente imposible) trabajar con valores de reactancia en ohms. Por esta razón se definen valores base para voltajes y potencias y todos los valores anotados en los diagramas de reactancias están expresados en por unidad (pu).

Por lo general, se empieza escogiendo una potencia base que puede ser la del equipo más grande del sistema o cualquier valor redondeado por conveniencia. Por lo que respecta a las bases de voltaje, existen tantas como niveles de voltaje haya en la instalación: normalmente se utilizan los voltajes nominales entre fases. Debido a la relación de transformación, en uno y otro lado de un transformador cambian las bases de voltaje, de corriente y de impedancia, pero no la base de potencia. La impedancia en por unidad se puede obtener con las siguientes expresiones:

$$Z_{pu} = \frac{Z\%}{100}$$

$$Z_2 = Z_1 \left[ \frac{KVA_{base2}}{KVA_{base1}} \right] \cdot \left[ \frac{KV_{base1}}{KV_{base2}} \right]^2$$

en donde:

$Z_2$  = Impedancia en pu utilizando la base de KVA deseada.

$Z_1$  = Impedancia en pu utilizando la base la potencia marcada sobre el equipo.

$KVA_{base 2}$  = base de potencia escogida par el cálculo a la cual se desea referir la cantidad  $Z_2$ .

$KVA_{base 1}$  = base de potencia a la cual esta referida la cantidad  $Z_1$   
(Potencia nominal del equipo correspondiente).

$KV_{base 1}$  = base de voltaje en función de la cual esta expresada la impedancia  $Z_1$ .

$KV_{base 2}$  = base de voltaje en función de la cual se desea referir la nueva impedancia  $Z_2$ .

$$Z_{pu} = \frac{Z(\text{ohms}) * KVA\{\text{base}\}}{1000 * (KV\{\text{base}\})^2}$$

En todas las relaciones anteriores  $Z$  puede ser sustituido por  $X$  si se desprecia la resistencia. Una vez calculados todos los valores de reactancia en pu se colocan sobre un diagrama para facilitar el cálculo de la reactancia equivalente.

Se conoce así a la impedancia o reactancia que existe entre un punto de una instalación y la red suministradora. Este valor se tiene que calcular para cada uno de los instantes del cortocircuito y para cada punto donde se quiere analizar el efecto de una falla de cortocircuito.

Para “n” y dos impedancias en serie:

$$Z_{eq_n} = \sum_1^n Z_i;$$

$$Z_{eq_2} = Z_1 + Z_2$$

Para “n” y dos impedancias en derivación (paralelo):

$$\frac{1}{Z_{eq_n}} = \sum_1^n \frac{1}{Z_i}$$

$$Z_{eq_2} = \frac{Z_1 * Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

De esta manera se va obteniendo paso a paso un solo valor de Z equivalente (o X equivalente).

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se utilizan las expresiones producto del análisis de circuito eléctricos, que son las mismas para los diferentes diagramas de impedancias y que corresponden a los diferentes instantes de análisis: en el primer ciclo (subtransitorio), en el instante en el que se lleva a cabo la interrupción (transitorio), o en cualquier otro momento en el cual actúen los relevadores de protección con retardo.

La potencia simétrica de cortocircuito se calcula de la siguiente manera:

$$KVA_{cc} = \frac{KVA\{base\}}{Z_{eq_{pu}}}$$

la corriente de falla resulta:

$$I_{cc} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3}KV\{base\}}$$

también se puede calcular en pu suponiendo que el voltaje en pu es igual a uno:

$$I_{ccpu} = \frac{1}{Z_{eq_{pu}}}$$

entonces:

$$I_{\{base\}} = \frac{KVA_{\{base\}}}{\sqrt{3}KV_{\{base\}}}$$

$$I_{cc} = I_{ccpu} * I_{\{base\}}$$

$$I_{cc} = \frac{KVA_{\{base\}}}{Z_{eq_{pu}} * \sqrt{3}KV_{\{base\}}}$$

Los valores típicos que se sugiere utilizar en los cálculos de cortocircuito son aproximados y los estándares permiten, en ciertas condiciones, que se agrupen elementos y se utilice una impedancia equivalente para todo el grupo. Para un cálculo mas preciso deben emplearse las reactancias especificadas por los fabricantes de los equipos.

Todos los elementos restantes son considerados pasivos, es decir, tienen una impedancia o reactancia constante que limita el valor de la corriente de cortocircuito. Los valores de reactancias de transformadores deben ser proporcionados por el fabricante. Los transformadores y cables siempre deben considerarse en el cálculo de la corriente de cortocircuito y dependerá del criterio del proyectista incluir otros elementos como por ejemplo los interruptores termomagnéticos y los transformadores de corriente.

La ley de inducción electromagnética implica que todo desplazamiento de carga eléctrica esta acompañado de la formación de campos magnéticos. La inductancia es un parámetro de los elementos de un circuito que resulta de dividir el flujo magnético (considerado como las líneas de flujo que eslabonan trayectorias de corriente) entre la corriente que circula por dicho elemento y se mide en henrys (H).

Se puede considerar que la inductancia es la suma de dos términos llamados: inductancia propia correspondiente a los efectos por la circulación de la corriente en el elemento, e inductancia mutua o externa debida a trayectorias de corriente en elementos cercanos.

La inductancia mutua o externa depende de la disposición del conductor con respecto a los otros y de la forma de los forros conductores o pantallas, así como de su conexión a tierra. Si consideramos un alimentador trifásico de un sistema ABC, cuyas distancias entre conductores son AB, BC, CA, existe una distancia llamada media geométrica (DMG) que se calcula con la relación:

$$DMG = \sqrt[3]{AB * BC * CA}$$

Para el RMG si es el caso de un conductor por fase se puede utilizar la siguiente tabla,

Tabla VIII. Radio medio geométrico de los conductores

CONSTRUCCION DEL CONDUCTOR	RMG
alambre solidó	0.0779 R
7 hilos	0.726 R
19 hilos	0.758 R
37 hilos	0.768 R
61 hilos	0.772 R

Fuente: Enríquez Harper, Gilberto, **El ABC del Alumbrado y las Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión**, Pág. 160

donde R es el radio del conductor.

Con la ayuda de la DMG y del RMG se calcula la inductancia media del sistema en henrys por Km.:

$$L = 2 \times 10^{-4} * \ln \frac{DMG}{RMG}$$

Esta relación sirve para el cálculo de la inductancia de los cables sin pantalla y sin tubos o conductores metálicos que guardan paralelismo con los conductores. Para cables con pantallas semiconductoras el valor de la inductancia aumenta ligeramente.

Si la frecuencia del sistema es "f", la reactancia inductiva en ohms se puede calcular con la relación:

$$X_L = 2\pi * f * L$$

La reactancia inductiva en ohms/Km se obtiene

$$X_L = 0.0028 * f * \log \frac{DMG}{RMG}$$

Si se considera una frecuencia de 60Hz:

$$X_L = 0.1734 * \log \frac{DMG}{RMG}$$

La inductancia así calculada resulta en un valor promedio de ohms/Km y puede diferir de una fase a otra. Por esta razón para igualar las reactancias de cada fase, normalmente se hacen transposiciones de las líneas (se intercambian posiciones) a 1/3 y 2/3 del recorrido.

En caso de que existan varios conductores iguales por fase, el RMG del grupo de una fase se calcula con la relación:

$$RMG_{eq} = \sqrt[n]{n * r * R^{n-1}}$$

en donde:

RMGeq = Radio medio geométrico equivalente por fase.

r = Radio medio geométrico de un conductor.

n = Número de conductores por fase.

R = Radio del circuito formado por el polígono regular en cuyos vértices están colocados los conductores.

Por lo general, la compañía suministradora proporciona al usuario la potencia simétrica de cortocircuito. En este caso tenemos:

$$KVA_{cc} = \sqrt{3} * V * I_{cc}$$

Por lo tanto, la corriente que aporta al cortocircuito en amperes es:

$$I_{cc} = \frac{KVA_{cc}}{\sqrt{3} * V}$$

y la reactancia equivalente en ohms:

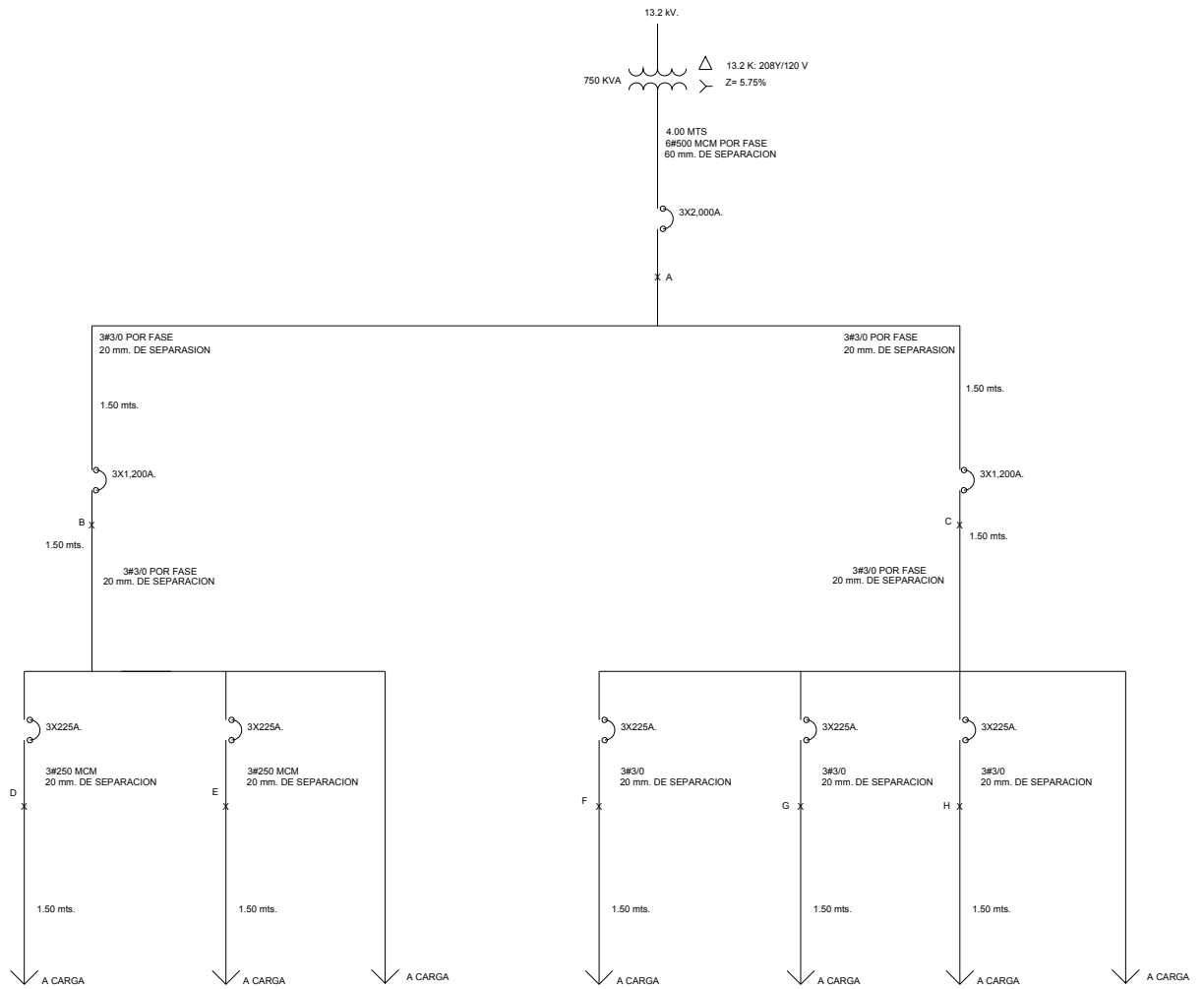
$$X_{cc} = \frac{V}{\sqrt{3} * I_{cc}}$$

teniendo en consideración las expresiones se puede escribir la relación:

$$X_{cc} = \frac{KVA\{base\}}{KVA_{cc}} (pu)$$

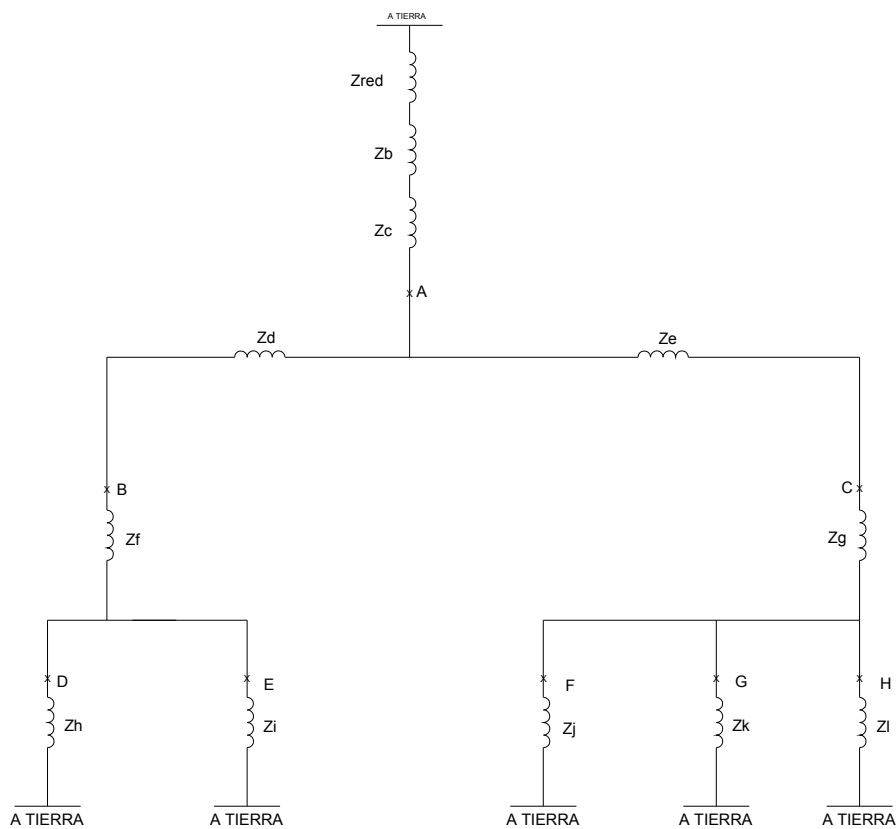
El siguiente es el cálculo de la corriente de cortocircuito del diagrama unifilar de la Municipalidad de Guatemala para selección de los interruptores.

Analizando los puntos identificados en la siguiente figura sacada del diagrama unifilar final tenemos



De este diagrama unifilar sacamos el siguiente diagrama de impedancias





a) Buscando primero la impedancia de la red y tomando los criterios de una barra infinita tenemos:

Si en una barra infinita la  $I_{cc}$  es infinita entonces la

$$Z_{red}=0$$

b) la  $Z$  del punto b que es la  $Z$  del transformador seria:

de los datos de la placa característica del transformador,

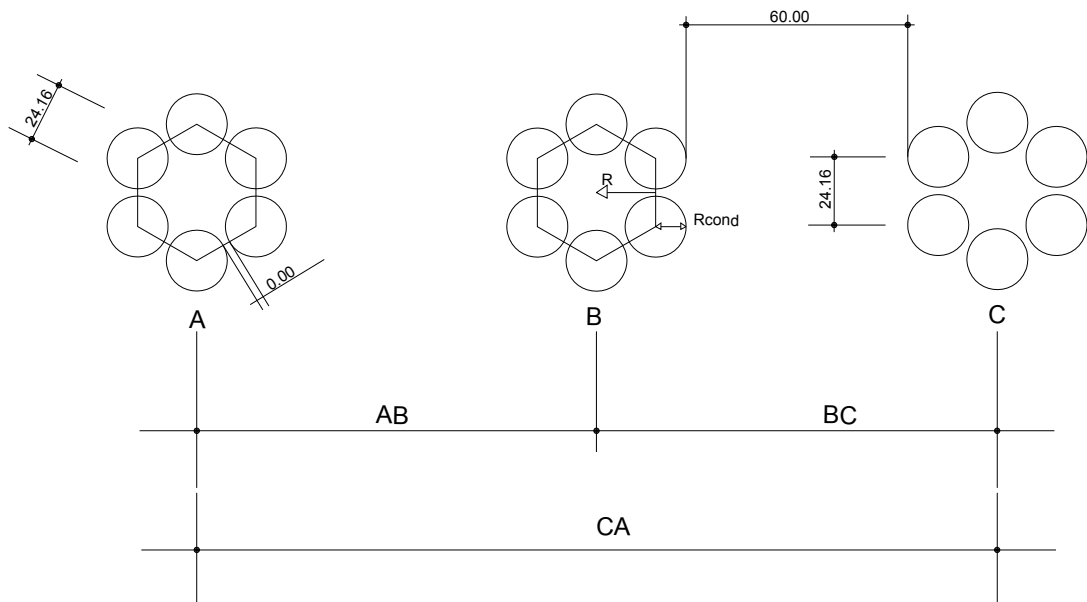
$$S = 750\text{kVA} \quad Z = 5.75\%$$

pasando la Z de porcentaje a valores por unidad tenemos,

$$Z_b = \frac{Z\%}{100} \qquad Z_b = \frac{5.75}{100}$$

$$Z_b = 0.0575 \text{ pu}$$

c) Para la Z del punto c que es la Z del tramo que tiene 6 cables número 500MCM por fase y ordenando los cables en forma de un polígono tenemos



donde las distancias quedan así:

$$AB = 96.24$$

$$BC = 96.24$$

$$CA = 192.48$$

si

C.1) buscando RMGeq

$$RMGeq = \sqrt[n]{nrR^{h-1}}$$

donde,

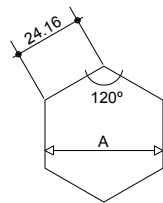
RMGeq = Radio medio geométrico equivalente por fase.

r = Radio medio geométrico de un conductor.

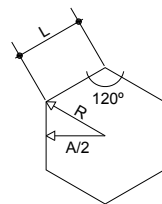
n = Número de conductores por fase.

R = Radio del circuito formado por el polígono regular en cuyos vértices están colocados los conductores.

para encontrar R empezamos con el teorema de cósenos



$$A^2 = B^2 + C^2 - 2BC$$
$$A^2 = 2(24.16)^2 - 2(24.16)^2$$
$$A = 41.85 \text{ mm}$$



si

$$a = A/2$$

$$a = 20.92 \text{ mm}$$

Para R tenemos

$$R^2 = a^2 + \left(\frac{L}{2}\right)^2$$

$$R^2 = 20.92^2 + \left(\frac{24.16}{2}\right)^2$$

$$R = 24.16 \text{ mm}$$

Si un cable 500MCM tiene 37 hilos

$$r = 0.768 R_{\text{cond}}$$

$$r = 0.768 \left(\frac{24.16}{2}\right)$$

$$r = 9.28 \text{ mm}$$

Sustituyendo en RMGeq

$$RM_{\text{Geq}} = \sqrt[6]{6(9.28)(24.16)^5}$$

$$RM_{\text{Geq}} = 24.16 \text{ mm}$$

C.2) buscando Distancia media geométrica

$$DMG = \sqrt[3]{AB * BC * CA}$$

$$DMG = \sqrt[3]{(32.48)(32.48)(264.96)}$$

$$DMG = 166.91 \text{ mm}$$

C.3) para obtener la reactancia

$$X = 0.1734 \lambda \log \left[ \frac{DMG}{RMG} \right]$$

$$X = 0.1734 \lambda \log \left[ \frac{166.91}{27.77} \right] * 0.004$$

$$X = 5.40 * 10^{-4} \Omega$$

C.4) Pasando x a pu

$$X_{pu} = \frac{X_{\Omega} KVA_B}{1000(KV_B)^2}$$

$$X_{pu} = \frac{5.40 * 10^{-4} (750)}{1000(0.208)^2}$$

$$X_{pu} = 9.37 * 10^{-3} \text{ pu}$$

C.5) para la resistencia

$$R = \rho \frac{\lambda}{A}$$

$$R = \frac{1}{50} \left( \frac{4}{253.36} \right)$$

$$R = 3.16 * 10^{-4}$$

pasando R a pu

$$R_{pu} = \left( \frac{3.16 * 10^{-4} (750)}{1000(0.208)^2} \right)$$

$$R_{pu} = 5.47 * 10^{-3} \text{ pu}$$

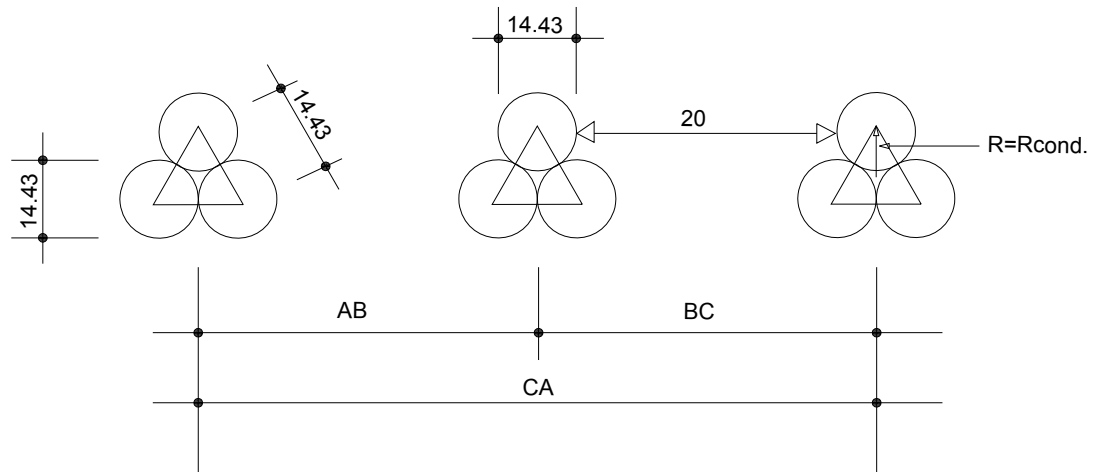
C.6)

$$Z_{pu} = \sqrt{R_{pu}^2 + X_{pu}^2}$$

$$Z_{pu} = \sqrt{(5.47 * 10^{-3})^2 + (9.37 * 10^{-3})^2}$$

$$Z_{pu} = 0.011 \text{ pu}$$

d) Para la Z del punto d que es la Z del tramo que tiene 3 cables número 3/0 por fase tenemos



donde las distancias quedan así:

$$\begin{aligned} AB &= 48.86 \\ BC &= 48.86 \\ CA &= 97.72 \end{aligned}$$

d.1) si

$$RM_{Geq} = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$$

si un cable 3/0 tiene 19 hilos

$$r = 0.758R_{cond}$$

$$r = 0.758 \left( \frac{14.43}{2} \right)$$

$$5.47 \text{ mm}$$

$$RMG_{eq} = \sqrt[3]{3(5.47)(7.22)^2}$$

$$RMG_{eq} = 9.49 \text{ mm}$$

d.2)

$$DMG = \sqrt[3]{(48.86)(48.86)(97.72)}$$

$$DMG = 61.56 \text{ mm}$$

d.3)

$$X = 0.1734 \lambda \log \left[ \frac{61.56}{9.49} \right] (-0.0015)$$

$$X = 2.11 * 10^{-4} \Omega$$

d.4)

$$X_{pu} = \frac{X_{\Omega} KVA_B}{1000 KV_B^2}$$

$$X_{pu} = \frac{(2.11 * 10^{-4})(750)}{(1,000)(0.208)^2}$$

$$X_{pu} = 3.66 * 10^{-3} \text{ pu}$$

d.5) para la resistencia

$$R = \rho \frac{\lambda}{A}$$

$$R = \frac{1}{50} \left( \frac{1.50}{85.03} \right)$$

$$R = 3.53 * 10^{-4} \Omega$$

$$R_{pu} = \frac{R_{\Omega} KVA_B}{1000 KV_B^2}$$

$$R_{pu} = \frac{3.53 * 10^{-4} (750)}{1000 (0.208)^2}$$

$$R_{pu} = 6.12 * 10^{-3} \text{ pu}$$

d.6)

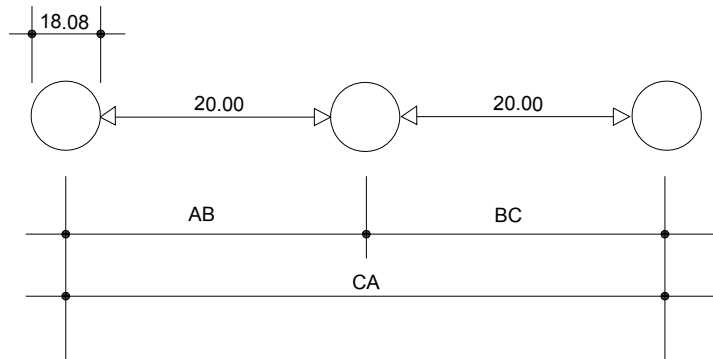
$$Z_{pu} = \sqrt{R_{pu}^2 + X_{pu}^2}$$

$$Z_{pu} = 7.13 * 10^{-3} \text{ pu}$$

d)=e)=f)=g)

h) Para la Z del punto h que es la Z del tramo que tiene 1 cables número 250MCM por fase tenemos





donde las distancias quedan así:

$$AB = 38.08$$

$$BC = 38.08$$

$$CA = 76.16$$

h.1)

RMG = si un cable 250MCM tiene 37 hilos

$$RMG = 0.768(R_{cond})$$

$$RMG = 6.94 \text{ mm}$$

h.2)

$$DMG = \sqrt[3]{(38.08)(38.08)(76.16)}$$

$$DMG = 47.98 \text{ mm}$$

h.3)

$$X = 0.1734 \lambda \log \left[ \frac{47.98}{6.94} \right] (0.0015)$$

$$X = 2.18 * 10^{-4} \Omega$$

h.4)

$$X_{pu} = \frac{X_{\Omega} KVA_B}{1000 KV_B^2}$$

$$X_{pu} = \frac{(2.20 * 10^{-4})(750)}{1000(0.208)^2}$$

$$X_{pu} = 3.78 * 10^{-3} \text{ pu}$$

h.5)

$$R = \rho \frac{\lambda}{A}$$

$$R = \frac{1}{50} \left( \frac{1.5}{126.68} \right)$$

$$R = 2.37 * 10^{-4} \Omega$$

$$R_{pu} = \frac{2.37 * 10^{-4}(750)}{(1000)(0.208)^2}$$

$$R_{pu} = 4.11 * 10^{-3} \text{ pu}$$

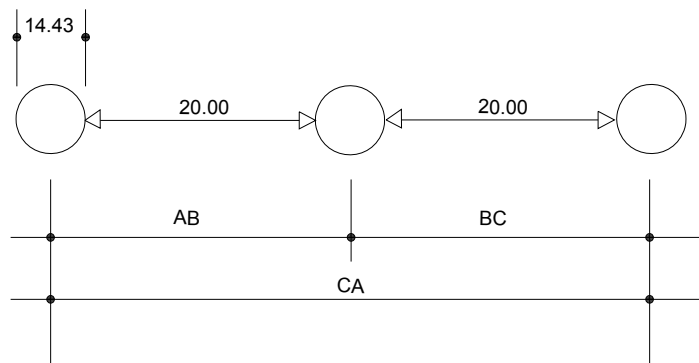
h.6)

$$Z_{pu} = \sqrt{R_{pu}^2 + X_{pu}^2}$$

$$Z_{pu} = 5.58 * 10^{-3} \text{ pu}$$

h)=i)

j) ) Para la Z del punto j que es la Z del tramo que tiene 1 cables numero 3/0 por fase tenemos



donde las distancias quedan así:

$$AB = 34.43$$

$$BC = 34.43$$

$$CA = 68.86$$

j.1) si un cable 3/0 tiene 19 hilos

$$RMG = 0.758R_{cond}$$

$$RMG = 5.47 \text{ mm}$$

j.2)

$$DMG = \sqrt[3]{(34.43)(34.43)(68.86)}$$

$$DMG = 43.38 \text{ mm}$$

j.3)

$$X = 0.1734 \lambda \log \left[ \frac{43.38}{5.47} \right] (0.0015)$$

$$X = 2.34 * 10^{-4} \Omega$$

j.4)

$$X_{pu} = \frac{X_{\Omega} KVA_B}{1000KV_B^2}$$

$$X_{pu} = \frac{2.34 * 10^{-4} (750)}{1000(0.208)^2}$$

$$X_{pu} = 4.05 * 10^{-3} \text{ pu}$$

j.5)

$$R = \rho \frac{\lambda}{A}$$

$$R = \frac{1}{50} \left( \frac{1.5}{85.03} \right)$$

$$R = 3.53 * 10^{-4} \Omega$$

$$R_{pu} = \frac{3.53 * 10^{-4} (750)}{1000(0.208)^2}$$

$$R_{pu} = 6.12 * 10^{-3} \text{ pu}$$

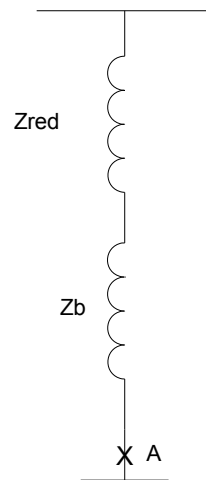
j.6)

$$Z_{pu} = \sqrt{R_{pu}^2 + X_{pu}^2}$$

$$Z_{pu} = 7.33 * 10^{-3} \text{ pu}$$

j)=k)=l)

m) para la selección de la  $I_{cc}$  del interruptor que proteja el punto A primero llevamos a tierra la entrada entonces



Si la  $Z_{cc_A}$  es

$$Z_b = .0575 \text{ pu}$$

$$Z_{cc_A} = Z_b$$

y la  $I_{cc_A}$  es

$$I_{cc_A} = \frac{KVA_B}{Z_{cc_A} \sqrt{3} (KV_B)}$$

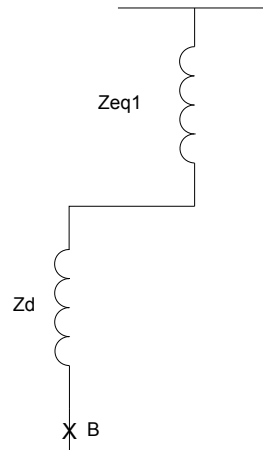
sustituyendo tenemos

$$I_{cc_A} = \frac{750}{(0.0575) \sqrt{3} (0.208)}$$

$$I_{cc_A} = 36.20 \text{ kA}$$

El interruptor debe de tener un valor de cortocircuito arriba de 36.20 kA.

n) para la selección de la  $I_{cc}$  del interruptor que proteja el punto B



Si la  $Z_{eq1}$  es

$$Z_c = 0.011 \text{ pu}$$

$$Z_{eq1} = 0.0575 + 0.011$$

$$Z_{eq1} = 0.069 \text{ pu}$$

$$Z_d = 7.13 \cdot 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_{eq3} = 0.069 + 0.00713 \text{ pu}$$

$$Z_{eq3} = 0.076 \text{ pu}$$

$$I_{cc_B} = \frac{750}{0.076(\sqrt{3})(0.208)}$$

$$I_{cc_B} = 27.35 \text{ kA}$$

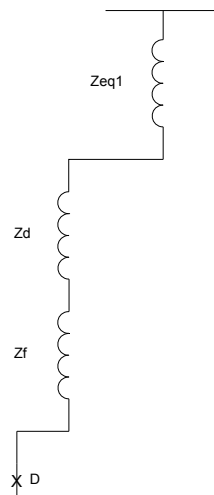
El interruptor debe de tener un valor de cortocircuito arriba de 27.35 kA.

o) para la selección de la  $I_{cc}$  del interruptor en el punto C se observa que es el mismo recorrido de la falla por lo tanto

$$I_{cc_B} = I_{cc_C}$$

el interruptor es igual al del inciso anterior.

p) Para la selección de la  $I_{cc}$  para el interruptor que proteja el punto D



$$Z_{cc_D} = Z_{eq1} + Z_d + Z_f \text{ pu}$$

$$Z_{cc_D} = 0.069 + 0.00713 + 0.00713 \text{ pu}$$

$$Z_{eq_D} = 0.083 \text{ pu}$$

$$I_{cc_D} = \frac{750}{0.083(\sqrt{3})(0.208)}$$

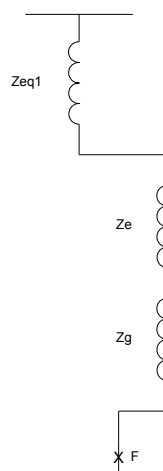
$$I_{cc_D} = 25.10 \text{ kA}$$

El interruptor debe de tener un valor de cortocircuito arriba de 25.10 kA.

q) para la selección de la  $I_{cc}$  del interruptor en el punto E se observa que es el mismo recorrido de la falla por lo tanto

$$I_{cc_E} = I_{cc_D}$$

r) Para la selección de la  $I_{cc}$  para el interruptor que proteja el punto D



el resultado para  $I_{cc_F}$ ,  $I_{cc_g}$  e  $I_{cc_h}$  son iguales y los valores se repiten como para  $I_{cc_D}$  por lo que

$$I_{cc_F} = I_{cc_g} = I_{cc_h} = I_{cc_D}$$





## ANEXO II

### NORMAS Y CÓDIGOS

<b>NTSD</b>	Normas técnicas del servicio de distribución. Este documento define las normas y criterios requeridos para garantizar; la seguridad de las personas e instalaciones y la calidad del servicio.
<b>IEC</b>	Comisión Electrotécnica internacional ( <i>Internacional electrotechnical comisión</i> ). . Esta formado por comités de 42 países, para analizar normas internacionales.
<b>IEEE</b>	Organización científica y técnica ( <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> ). . Publica obras de carácter técnico y algunos de sus documentos han sido establecidos como normas.
<b>NEMA</b>	Asociación nacional de fabricantes de equipo eléctrico ( <i>Nacional Electrical Manufacturers Association</i> ). Es la organización comercial más grande de fabricantes de productos eléctricos en Estados Unidos. Desarrolla normas en los comités técnicos de sus ocho divisiones, con las que cubre productos en campos tales como equipos de construcción, electrónico de potencia, eléctrico industrial, aislamiento, alumbrado, de potencia, alambres y cables, y productos de imágenes de radiación.

**NEC**

Código eléctrico nacional (*National Electrical Code*). Establece las normas del diseño de las instalaciones eléctricas y la practica a seguir. Sus reglas están escritas para proteger al público contra riesgos de incendio y personales.