



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

**EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS
ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL
PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

Benjamin Francisco Arriola Rodas

Asesorado por el Ing. Rony Estuardo Balcarcel Estrada

Guatemala, abril de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS
ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL
PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

BENJAMIN FRANCISCO ARRIOLA RODAS
ASESORADO POR EL ING. RONY ESTUARDO BALCARCEL ESTRADA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

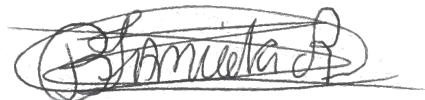
DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magali Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS
ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL
PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 1 de marzo de 2018.



Benjamin Francisco Arriola Rodas

Guatemala 02 de mayo de 2022.

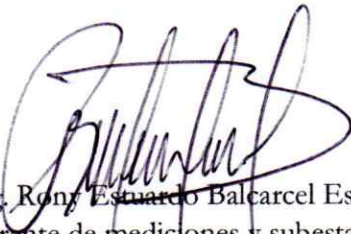
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo.

Por este medio atentamente le informo que el EPS titulado **"EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Benjamin Francisco Arriola Rodas**, fue debidamente asesorado por mi persona.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos extendiendo la aprobación del mismo como Asesor.

Sin otro particular.



Ing. Rony Estuardo Balcárcel Estrada
Gerente de mediciones y subestaciones
Asesor EPS

Rony E. Balcárcel E.
Ing. Electricista
Col. 6846

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala, 19 de agosto de 2021.
Ref.EPS.DOC.155.08.2021.

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

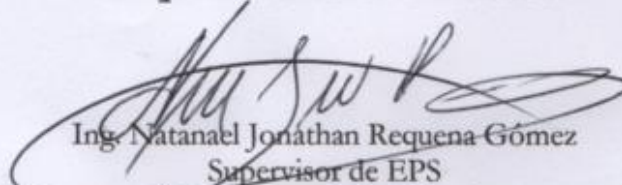
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Benjamin Francisco Arriola Rodas** de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Registro Académico No. **200815365** y **CUI 1722 94479 0409**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS”**.

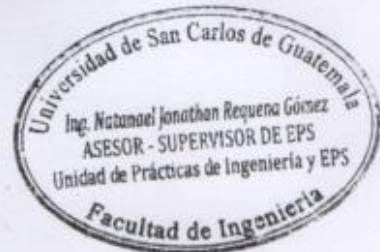
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


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



c.c. Archivo
NJRG/ra

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala 19 de agosto de 2021.
Ref.EPS.D.356.08.2021.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Benjamin Francisco Arriola Rodas**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Rony Estuardo Balcarcel Estrada y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS

DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA



REF. EIME 158.2020
4 de Noviembre 2021

Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **"EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS"**, del estudiante; Benjamin Francisco Arriola Rodas, con numero de carnet 1722944790409 y registro administrativo 200815365, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Anibal Silva de los Angeles
CC. BÁSICAS Y ELECTROTECNIA

REF. EIME 12.2023

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Director de EPS, del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al Informe final de EPS del estudiante: Benjamin Francisco Arriola Rodas, **“EVALUACIÓN, DIAGNÓSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS”**, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 16 de febrero de 2023.

LNG.DECANATO.OI.368.2023



La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **EVALUACION DIAGNOSTICO Y ESTUDIO ELÉCTRICO DE LA RED INTERNA DE LAS ÁREAS DE DIRECCIÓN SUPERIOR, LABORATORIO E INSTALACIONES EN EL PERÍMETRO DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS**, presentado por: **Benjamin Francisco Arriola Rodas**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, abril de 2023

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por acompañarme y guiarme durante toda mi carrera universitaria. Por su amor incondicional.
- Mi madre** Isabel Rodas de León, quien me apoyó siempre en todo momento, enseñándome que todo es posible si se hace conforme a la voluntad de Dios.
- Mi esposa** Ana Lucia Pérez Noriega. Por estar siempre conmigo en los buenos tiempos buenos y en los tiempos difíciles, apoyándome y dándome ánimos.
- Mis hijos** Santiago, Joab y Dania. Por compartir conmigo e inspirarme para culminar mi carrera universitaria.
- Mis hermanos** Daniel Arriola y Gabriel Arriola, por estar siempre apoyándome en cada etapa de mi carrera universitaria.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por convertirse en parte importante en mi preparación en el área profesional.
Facultad de Ingeniería	Por enseñarme lo necesario para trabajar en el área profesional y a esforzarme a conseguir lo que me proponga, no importando los obstáculos que haya en el camino.
Ministerio de Energía y Minas.	Por permitirme realizar el EPS en sus instalaciones, y ser parte del proyecto que tienen con las instituciones públicas.
Mi supervisor	Ing. Natanael Requena, quien me apoyo con su tiempo en la revisión y estructuración del informe.
Mi asesor	Ing. Rony Balcarcel, quien me apoyo en mi proceso de elaboración de EPS.
Ing. Jorge Castellanos	Por su apoyo para que culminara mis estudios profesionales y por permitirme elaborar este EPS.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XVII
GLOSARIO	XIX
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
1. FASE PRELIMINAR	1
1.1. Antecedentes de la institución publica.....	1
1.1.1. Reseña historia.....	1
1.1.2. Misión	1
1.1.3. Visión.....	2
1.2. Servicios Prestados por la institución	2
1.3. Normativas técnicas	3
1.3.1. ISO 50001.....	3
1.3.2. ISO 50002.....	3
1.3.3. IEC 60364.....	3
2. MARCO TEORICO.....	5
2.1. Parámetros eléctricos.....	5
2.1.1. Voltaje.....	5
2.1.1.1. Tensión eficaz.....	7
2.1.1.2. Hueco de tensión:.....	9
2.1.1.2.1. Simetría o asimetría:	10
2.1.1.3. Desbalance de tensión:	11

2.1.2.	Corriente.....	12
2.1.2.1.	Modelo microscópico de la corriente	13
2.1.3.	Potencia eléctrica	16
2.1.3.1.	Potencia aparente	17
2.1.3.2.	Potencia activa	18
2.1.3.3.	Potencia reactiva	18
2.1.3.4.	Potencia trifásica	19
2.1.3.5.	Relación entre voltaje de línea a línea y voltaje de línea a neutro	19
2.1.4.	Factor de potencia.....	25
2.1.4.1.	Consecuencias bajo factor potencia y cálculo para su corrección.....	27
2.1.5.	Energía eléctrica	32
2.1.6.	Frecuencia.....	33
2.1.7.	<i>Flicker</i>	35
2.1.7.1.	<i>Flicker</i> de largo término Plt.....	36
2.1.8.	Armónicos	37
2.1.8.1.	Efectos de los armónicos:	40
2.1.8.2.	Rango de los armónicos.....	42
2.2.	Índice de prestación eléctrica.....	42
2.3.	Modelos existentes para la representación de datos	43
2.4.	Tablero eléctrico.....	44
2.4.1.	Tipos de tablero eléctricos.....	44
2.4.1.1.	Tablero principal de distribución.....	44
2.4.1.2.	Tableros secundarios de distribución ...	44
2.4.1.3.	Tableros de paso.....	45
2.4.1.4.	Tablero de distribución local.....	45
2.4.2.	Cálculo de tableros eléctricos:.....	45
2.5.	Conductor eléctrico	46

2.5.1.	Funciones de los conductores	48
2.5.2.	Calibre de alambre estadounidense	48
2.5.3.	Pruebas eléctricas a conductores.....	48
2.5.3.1.	Medición resistencia de aislamiento	49
2.5.3.2.	Medición de cable mediante el uso de tecnología VLF (very low frequency).....	50
2.6.	Diagrama unifilar	51
2.7.	Termografía.....	51
2.7.1.	Infrarrojos.....	53
2.7.2.	Análisis de foto termográfica, aplicando datos radiométricos	53
2.7.2.1.	Parámetros de referencia para el análisis con termografía:.....	54
2.7.2.2.	Análisis de imagen infrarroja en el sector industrial.....	56
2.7.2.3.	Análisis de termografía en el área de generación	59
2.7.2.4.	Análisis de termografía en el área de transmisión	60
2.7.2.5.	Análisis de termografía en el área de distribución.....	62
2.7.3.	Tipo de cámaras, usos y fallas que se pueden detectar con termografía.....	63
2.7.3.1.	Tipos de cámaras	63
2.7.3.2.	Fallas que se pueden detectar con termografía	65
2.8.	Luxómetro.....	66
2.9.	Corriente cortocircuito, protecciones y sistema de tierras	67

2.9.1.	Corriente cortocircuito	67
2.9.1.1.	Origen de un cortocircuito:	69
2.9.1.2.	Elementos existentes cuando se da una falla.....	70
2.9.2.	Tipos de falla que se dan en una red	72
2.9.3.	Ejemplo cálculo de cortocircuito:	74
2.9.4.	Cortacircuitos fusibles de baja tensión:	82
2.9.5.	Interruptores magnéticos.....	84
2.9.6.	Interruptores térmicos	85
2.9.7.	Interruptores magnetotérmicos.....	86
2.9.8.	Relé térmico bimetálico	88
2.9.9.	Interruptores diferenciales	90
2.9.10.	Cortacircuitos	91
2.9.11.	Reconectores:	92
2.9.12.	Pararrayos.....	93
2.9.12.1.	Diseño de pararrayos	93
2.9.12.2.	Pararrayos compensador múltiple de campo eléctrico	95
2.9.12.3.	Pararrayos compensador de campo eléctrico variable (PDCE o DDCE)	96
2.9.12.4.	Pararrayos con dispositivos de cebado.....	96
2.9.13.	Sistema de tierras	96
2.9.13.1.	Diseño de sistema de tierras	97
2.9.14.	Supresor de picos	99
2.9.14.1.	Categoría C.....	100
2.9.14.2.	Categoría B	100
2.9.14.3.	Categoría A	100
2.10.	Análisis de fallas en sistemas trifásicos	100

2.10.1.	Método de Fortescue.....	100
2.10.1.1.	Aplicación en sistemas trifásicos	101
2.10.1.2.	Ejemplo de aplicación método de Fortescue.....	104
2.11.	Fallas y causas de falla en tableros distribución en baja tensión.....	106
2.11.1.	Fallas en tableros de distribución	106
2.11.2.	Causas de fallas en tableros de distribución	106
2.11.3.	Análisis para determinar la causa y raíz de la falla	107
2.12.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento causa efecto	108
2.12.1.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de la protección en media tensión	109
2.12.2.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de cables, conectores en media tensión.....	110
2.12.3.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de equipo de transformación	111
2.12.4.	Sobredimensionamos y subdimensionamiento de conectores y conductores en baja tensión.....	113
2.12.5.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de tableros de distribución.....	113
2.12.6.	Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de las cargas conectadas	114
2.12.7.	Método y equipos para detectar fallas	115
3.	EVALUACIÓN HISTÓRICA DE CONSUMOS ENERGÉTICOS.....	117
3.1.	Histórico de consumo de energía eléctrica.....	117
3.1.1.	Evaluación consumo de energía eléctrica	117

3.1.2.	Diagnóstico de consumo de energía eléctrica.....	119
3.2.	Histórico de consumo térmico	119
3.2.1.	Evaluación de histórico de consumo térmico	120
3.2.2.	Diagnóstico de histórico de consumo térmico	120
3.3.	Histórico de consumo hídrico	120
3.3.1.	Evaluación de histórico de consumo hídrico	120
3.3.2.	Diagnóstico de histórico de consumo hídrico	120
3.4.	Identificación del punto de mayor consumo	121
3.4.1.	Índice de prestación energética.....	121
3.4.1.1.	Evaluación y cálculo del índice de prestación energética de las diferentes áreas.....	121
3.4.1.2.	Diagnóstico el índice de prestación energética de las diferentes áreas	123
3.4.2.	Identificación de franja horaria	123
3.4.2.1.	Evaluación, cálculo e identificación de franja horaria	123
3.4.2.2.	Diagnóstico de la identificación de la franja horaria	124
3.5.	Proyección del consumo energético metodología utilizada.....	125
3.5.1.	Evaluación, cálculo de proyecciones de consumo de energía	125
3.5.2.	Diagnóstico de proyecciones de consumo de energía.....	128
3.6.	Encuestas realizadas al personal sobre consumos energéticos	141

4.	MEDICIONES ENERGÉTICAS	145
4.1.	Mediciones eléctricas	145
4.1.1.	Mediciones y análisis de consumos.....	145
4.1.1.1.	Evaluación y diagnóstico de regulación de voltaje.....	145
4.1.1.2.	Evaluación y diagnóstico de desbalance de tensión.....	149
4.1.1.3.	Evaluación y diagnóstico del desbalance de corriente	153
4.1.1.4.	Análisis de frecuencia.....	159
4.1.1.5.	Evaluación y diagnóstico del factor de potencia	161
4.1.1.6.	Evaluación y diagnóstico de potencia activa, reactiva y aparente	163
4.1.1.7.	Evaluación y Diagnóstico de presencia de <i>flickers</i> en la red	167
4.1.2.	Levantamiento eléctrico.....	174
4.1.2.1.	Hojas técnicas de equipos y diagramas unifilares.....	174
4.1.2.2.	Dimensionamiento de tableros	183
4.2.	Medición de resistencia y resistividad de sistema de tierra y cálculo de malla para laboratorios del Ministerio de energía y minas.....	204
4.3.	Mediciones térmicas	210
4.3.1.	Carga versus temperatura	215
4.4.	Medición y análisis de luminarias	222
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	227
5.1.	Análisis y propuesta de mejoras en energía eléctrica	227

5.1.1.	Propuestas de formas de ahorro en el área Laboratorio:	228
5.1.2.	Soluciones de ahorro en el área Laboratorio.....	229
5.2.	Emisión de gases de efecto invernadero evitadas	231
CONCLUSIONES.....		233
RECOMENDACIONES		235
REFERENCIAS		237
APÉNDICES.....		241

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Corriente a través conductor	14
2.	Desfase 120° sistema trifásico	20
3.	Desfase 120° sistema trifásico Fase dos valor negativo	20
4.	Suma vectorial VL1 con -VL2	21
5.	Determinación de ángulos internos	21
6.	Suma vectorial de voltajes sistema trifásico	22
7.	Suma vectorial usando función Cos(A)	23
8.	Suma vectorial usando Cos(A), triangulo rectángulo	23
9.	Factor de potencia atraso y adelanto	26
10.	Triángulo de potencia	29
11.	Frecuencia de 1 ciclo por segundo.....	33
12.	Frecuencia de 1.5 ciclos por segundo.....	34
13.	Ejemplo como se distorsiona la corriente	38
14.	Onda fundamental 60 Hz.....	39
15.	Quinto armónico 300 Hz.....	39
16.	Séptimo armónico 420 Hz	40
17.	Curva de corriente y voltaje con cargas lineales	41
18.	Curva de corriente y voltaje con cargas no lineales	41
19.	Conexión de equipo medidor de aislamiento.....	49
20.	Ejemplo de medición de aislamiento de un cable.....	50
21.	Ejemplo 1 análisis imagen infrarroja.....	56
22.	Ejemplo 2 análisis de imagen infrarroja.....	57
23.	Ejemplo 2 Luz visible de punto de falla	58

24.	Ejemplo 3: Análisis imagen infrarroja	59
25.	Ejemplo 3 Imagen luz visible de punto falla	59
26.	Ejemplo 4 Análisis imagen infrarroja	61
27.	Ejemplo 5 Análisis de imagen infrarroja	62
28.	Ejemplo 5 Luz visible punto de falla	62
29.	Ejemplo de línea de media tensión a punto de provocar cortocircuito con el crucero	67
30.	Ejemplo de una rama a punto de provocar cortocircuito con la línea de media tensión.....	68
31.	Diagrama de circuito equivalente en un generador.....	71
32.	Representación gráfica de falla trifásica equilibrada	73
33.	Representación gráfica de falla bifásica.....	73
34.	Falla monofásica	74
35.	Diagrama simplificado de conexión de una carga a la red.....	75
36.	Curva fusible velocidad K.....	83
37.	Curva protección interruptor magnético	84
38.	Interruptor térmico bimetal	85
39.	Curva protección interruptor térmico	86
40.	Interruptores magnetotérmicos	87
41.	Curvas de disparo	88
42.	Relé térmico bimetalico.....	89
43.	Curva de disparo Relé térmico bimetalico.....	89
44.	Interruptores diferenciales.....	91
45.	Radio de protección de pararrayos	94
46.	Mástil y el conjunto para su conexión.	95
47.	Esquema de categorías	99
48.	Representación de un sistema desbalanceado, en secuencia positiva, negativa y cero.....	102
49.	Circuito ejemplo cálculo método de Fortescue	104

50.	Diagrama de los diferentes equipos en una industria.....	108
51.	Histórico consumo energía eléctrica años 2013 al 2018	118
52.	Tarifa de energía eléctrica/Kwh de los años 2013 al 2018	119
53.	Histórico consumos energía eléctrica años 2013 al 2018	125
54.	Modelo exponencial	126
55.	Modelo lineal	126
56.	Modelo polinomial orden 2	127
57.	Modelo potencial	127
58.	Modelo logarítmico	128
59.	Proyección de energía eléctrica utilizando modelo logarítmico	130
60.	Consumos y precios reales y proyectados	131
61.	Porcentaje de conocimiento de las maneras que hay para ahorrar energía eléctrica	142
62.	Porcentaje de uso eficiente de iluminación en los sanitarios.....	143
63.	Regulación voltaje laboratorio-perímetro.....	146
64.	Regulación de voltaje Edificio dirección superior	147
65.	Regulación de voltaje tablero principal	147
66.	Desbalance de tensión area Laboratorio y perimetro	152
67.	Desbalance de tensión área edificio dirección superior	152
68.	Desbalance de tensión tablero principal.....	153
69.	Curva amperaje día normal de consumo edificio dirección superior	154
70.	Curva amperaje día normal de consumos del laboratorio	156
71.	Curva de amperaje de un día normal de consumo tablero principal	158
72.	Valores de frecuencia promedios	159
73.	Porcentaje variación de la frecuencia.....	160
74.	Análisis de factor de potencia del edificio dirección superior.....	161
75.	Análisis de factor de potencia de laboratorio.....	162
76.	Análisis de factor de potencia del tablero principal.....	163
77.	Potencia activa mínima, promedio y máxima	164

78.	Potencia Reactiva mínima, promedio y máxima	164
79.	Potencia aparente mínima, promedio y máxima	165
80.	Cargabilidad del transformador	167
81.	Análisis de <i>flicker</i> en el edificio dirección superior	168
82.	Análisis de <i>flicker</i> del laboratorio.....	169
83.	Análisis de <i>flicker</i> del tablero principal	170
84.	Análisis armónicos lthd-corriente del tablero principal	171
85.	Distorsión armónica de voltaje	172
86.	Ejemplo de diagrama Unifilar 1	178
87.	Diagrama unifilar general de tableros estado actual	180
88.	Conexión de medidor de tierras, método de Wenner.....	205
89.	Disposición de las picas para la toma de las mediciones	206
90.	Diseño y área de malla de tierra	208
91.	Proyección consumo energía eléctrica área de laboratorios.....	227
92.	Proyección de consumo energía eléctrica y ahorro del año 2018 al año 2032	229
93.	Proyección de consumo energía eléctrica y ahorro en el año 2019.....	230

TABLAS

I.	Ejemplo de consumo de factor de potencia a corregir	28
II.	Cálculo de KVAR de compensación	29
III.	Factor de potencia corregido utilizando banco de capacitores con valores comerciales	31
IV.	Ejemplo de cuadro de cargas Tablero B.....	46
V.	Comparación entre conductor cobre y aluminio.....	47
VI.	Temperaturas de referencia análisis termografía	55
VII.	Conclusión 1 análisis termografía sector industrial.....	57
VIII.	Conclusión 2 análisis termografía sector industrial	58

IX.	Conclusión análisis de termografía sector generación	60
X.	Conclusión análisis de termografía sector transmisión	61
XI.	Conclusión termografía sector distribución	63
XII.	Características red y carga ejemplo para el cálculo	76
XIII.	Histórico consumo abril-2013 a abril 2018	117
XIV.	Área m ² laboratorios e instalaciones en el perímetro	121
XV.	Área m ² edificio principal	122
XVI.	Área m ² edificio dirección superior	122
XVII.	Consumo normal diario Kwh	124
XVIII.	Tabla comparativa de modelos proyección consumo	129
XIX.	Consumos energía eléctrica-precios reales años 2013-2014	132
XX.	Consumos energía eléctrica y precios reales del año 2015	132
XXI.	Consumos energía eléctrica precios reales año 2016	133
XXII.	Consumos energía eléctrica precios reales año 2017	133
XXIII.	Consumos energía eléctrica precios reales año 2018	134
XXIV.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2019	134
XXV.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2020	135
XXVI.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2021	135
XXVII.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2022	136
XXVIII.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2023	136
XXIX.	Consumos energía eléctrica y precios proyectados año 2024	137
XXX.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2025	137
XXXI.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2026	138
XXXII.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2027	138
XXXIII.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2028	139
XXXIV.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2029	139
XXXV.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2030	140
XXXVI.	Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2031	140
XXXVII.	Consumos energía eléctrica y precios proyectados año 2032	141

XXXVIII.	Porcentaje aceptable de regulación de voltaje NTSD.....	145
XXXIX.	Regulación voltaje laboratorios e instalaciones en el perímetro	148
XL.	Regulación voltaje edificio dirección superior	148
XLI.	Regulación voltaje Breaker principal.....	149
XLII.	Porcentaje aceptable de desbalance de tensión	149
XLIII.	Desbalance de voltaje laboratorio.....	149
XLIV.	Desbalance de voltaje edificio dirección superior	150
XLV.	Desbalance de voltaje breaker principal	150
XLVI.	Desbalances tensión porcentaje aceptable	151
XLVII.	Desbalance corriente entre fases edificio dirección superior	154
XLVIII.	Desbalance corriente entre fases del laboratorio.....	156
XLIX.	Desbalance corriente entre fases en el tablero principal	157
L.	Resumen de potencia activa.....	165
LI.	Resumen de potencia Reactiva	166
LII.	Resumen de potencia aparente.....	166
LIII.	Resumen de resultados calidad de la energía.....	173
LIV.	Resumen de nomenclatura de tableros	174
LV.	Ejemplo de hoja técnica de tablero #1	175
LVI.	Ejemplo de hoja técnica de tablero #2	177
LVII.	Tabla de cargas conectadas laboratorio	182
LVIII.	Datos para cálculo de corriente cortocircuito	186
LIX.	TAB B: 1er. nivel edificio dirección superior.....	192
LX.	TAB C: 2do nivel edificio dirección superior.....	193
LXI.	TAB D: 3er. nivel edificio dirección superior	194
LXII.	TAB E: Laboratorio área 1	195
LXIII.	TAB F: Laboratorio área 1	196
LXIV.	TAB G: Laboratorio área 1	197
LXV.	TAB H: Laboratorio área 2	198
LXVI.	TAB I: Servicios varios.....	199

LXVII.	TAB J: Cafetería, Taller, Sindicato, Clínica	200
LXVIII.	TAB A: Edificio dirección superior	201
LXIX.	TAB K: Laboratorio y áreas en el perímetro	202
LXX.	TAB L: Tablero principal.....	203
LXXI.	Balance de carga tableros terciarias y secundarios	204
LXXII.	Valores de resistividad y resistencia medidos.....	207
LXXIII.	Temperaturas de referencia de termografías varias	212
LXXIV.	Tabla resumen termografías realizadas	212
LXXV.	Detalle imágenes de luz visible e infrarojas tablero #01--DS01(a)- tablero ubicado en el ducto nivel 1	217
LXXVI.	Valores de iluminación según Norma UNE 12464	222
LXXVII.	Resumen mediciones iluminación diferentes áreas	222
LXXVIII.	Proyección de consumos y ahorros obtenidos al año 2032	230
LXXIX.	Emisiones de gases de efectos invernadero evitadas	231

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperaje
Φ	Ángulo factor de potencia
AWG	Calibre alambre estadounidense
Kwh	Consumo energía eléctrica
Δ	Diferencial de un valor
ITHD	Distorsión armónica total amperaje
Vthd	Distorsión Armónica total de voltaje
THD	Distorsión Armónica Total
FP	Factor de potencia
L1	Fase 1
L1N	Fase 1 a neutro
L12	Fase 1-2
L2N	Fase 2 a neutro
L2	Fase 2
L23	Fase 2-3
L3N	Fase 3 a neutro
L3	Fase 3
L31	Fase 3-1
Plt	<i>Flicker</i> nivel severidad larga duración
f	Frecuencia
°C	Grado Centígrado
Hz	Hertz
>	Mayor que

<	Menor que
m ²	Metro cuadrado
m	Metro
ms	Milisegundo
Min	Minuto
ns	Nanosegundo
P	Potencia Activa
S	Potencia Aparente
Q	Potencia Reactiva
s	Segundo
%	Valor en porcentaje
Ph-n	Valor fase a neutro
Max	Valor máximo
Med	Valor medio
Min	Valor mínimo
Vnom	Voltaje nominal
Vrms	Voltaje rms
V	Voltaje

GLOSARIO

Energía	Capacidad para realizar un trabajo.
Electricidad	Es el flujo de cargas eléctricas que circulan en un medio.
Potencia	Es el trabajo efectuado por unidad de tiempo.
Voltaje	Magnitud de potencial eléctrico entre dos puntos.
Tensión	Es otro nombre como se denomina al voltaje o diferencia de potencia.
Frecuencia	Es el número de ciclos por segundo de una onda sinusoidal de corriente alterna.
<i>Flickers</i>	Disturbio en la amplitud de la tensión, asimétrico en las fases, es un caso en específico de la variación de la tensión que se presenta de manera repetitiva y permanente.

RESUMEN

A continuación, se presenta: la evaluación, el diagnóstico y el estudio eléctrico de la red interna de las áreas de dirección superior, laboratorio e instalaciones en el perímetro del ministerio de energía y minas.

Este trabajo se realizó con el objetivo de verificar qué oportunidades de ahorro existen en las instalaciones eléctricas actuales, para lograr este objetivo es necesario poder medir y saber cómo está estructurada la red interna de las instalaciones, y para este objetivo se realizaron los siguientes levantamientos de datos: Mediciones de parámetros eléctricos con un analizador de redes, levantamiento de diagramas unifilares de la red, inspección predictiva de termografía para conocer si todos los elementos de la instalación están dentro de las temperaturas nominales de operación, mediciones de intensidad lumínica mediante un luxómetro y encuestas al personal que labora en las instalaciones.

De la mano con la oportunidad de ahorro que se puede lograr con esta recopilación de datos, se puede disminuir la cantidad de emisión de gases de efecto invernadero que son producidos por las diferentes empresas del sector eléctrico.

OBJETIVOS

General

Elaborar una evaluación, estudio y diagnóstico de las instalaciones eléctricas actuales, con el fin de generar propuestas de mejoras para el consumo eficiente de la energía eléctrica.

Específicos

1. Definir el área de mayor índice de prestación eléctrica y proponer formas de ahorro.
2. Realizar encuestas al personal que utiliza los equipos de las diferentes áreas, para determinar hábitos de consumo de energía eléctrica.
3. Realizar varios modelos de proyección de consumo de energía eléctrica y determinar qué modelo se adecua más a la realidad, para realizar una planificación adecuada de equipos de suministro que alimentan las instalaciones.
4. Revisar los porcentajes de regulación de tensión y verificar si cumplen con los límites establecidos en la norma NTSD,
5. Medir y revisar los porcentajes de desbalance de tensión y verificar si cumple con los límites establecidos en la norma NTSD,

6. Medir y revisar los porcentajes de desbalance de corrientes y verificar que cumplan con valores aceptables.
7. Medir y revisar la cargabilidad actual del transformador, verificando que el transformador esté con una cargabilidad aceptable y no ponga en riesgo la vida útil del mismo.
8. Medir y revisar el factor de potencia, verificando que esté dentro de los límites establecidos según la NTSD.
9. Elaborar una inspección predictiva de termografía en cada uno de los tableros de las instalaciones con el fin de identificar puntos calientes que son puntos de pérdida de energía y posibles puntos de falla.
10. Realizar mediciones de intensidad lumínica mediante la utilización de un luxómetro en las diferentes áreas de trabajo, con el fin de evaluar las condiciones actuales de las mismas y proponer mejoras.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es el medio más importante que se utilizan en los distintos sectores, es parte vital de la mayoría de los procesos; sin la energía eléctrica estos procesos industriales, comerciales y organizacionales quedarían parados, afectando la economía del país.

Debido a su gran importancia, es determinante saber administrarla correctamente. El buen uso de la energía permite: utilizar los recursos de mejor manera en las empresas generadoras, transportistas, distribuidoras y consumidoras. Esto hace que todos en conjunto sean más competitivos, haciendo más competitivo al país y se evita la contaminación al medio ambiente.

Por lo dicho anteriormente, cada vez toma más importancia el tema de la calidad de la energía por diversos factores.

Saber administrar bien la energía eléctrica es un elemento fundamental para el aprovechamiento de los recursos energéticos; si hacemos buen uso de ella, el consumo de combustibles en la generación de electricidad disminuye, evitando también la emisión de gases contaminantes hacia la atmósfera. Parte de la generación de energía eléctrica en Guatemala es a través del petróleo y carbón, esto impacta de manera directa al ambiente porque se genera una gran cantidad de gases de efecto invernadero.

Adicional al impacto ambiental que se mencionó anteriormente, la calidad de la energía también es importante porque con el avance de la tecnología y muchas cargas que la contienen, se han venido generando nuevos problemas

que afectan a la misma. Entre los problemas se pueden mencionar: distorsión armónica y bajo factor de potencia.

Así también, se puede hablar de los malos hábitos en el uso de esta, como: arranques directos de cargas de elevada potencia o simultaneidad de las mismas, produciendo desgaste de todos los elementos utilizados para su conexión, malos diseños de instalaciones eléctricas produciendo más pérdidas en conexiones, pérdidas por efecto *joules* y más materiales a utilizar para poder conectar las distintas cargas. Y, por último, se puede pensar en que estas cargas son más sensibles a las fluctuaciones del suministro eléctrico, fluctuaciones como: variaciones del voltaje, desbalance de la tensión suministrada, huecos de tensión, interrupciones de tensión, variación de la frecuencia, *flickers* y sobretensiones.

El presente documento contiene la evaluación, diagnóstico y estudio eléctrico de la red interna de las áreas de dirección superior, laboratorio e instalaciones en el perímetro del ministerio de energía y minas.

Esta evaluación, diagnóstico y estudio eléctrico será a través de levantamiento de diagramas unifilares, instalación de equipos como analizadores de redes, uso de cámara termográfica, medición de iluminación con luxómetro, evaluación con encuestas de hábitos del consumo de energía eléctrica y análisis de los últimos 3 años de la facturación.

Los resultados obtenidos serán de gran ayuda para plantear los problemas y soluciones de las condiciones actuales de la red, plantear mejoras para el uso eficiente de la energía eléctrica, utilizada dentro de las instalaciones.

1. FASE PRELIMINAR

1.1. Antecedentes de la institución pública

1.1.1. Reseña historia

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es un Ministerio de Guatemala que atiende lo relacionado con energía, hidrocarburos y recursos de las minas.

Fue creada 1 de julio 1907, y su primer director fue Mario Lemus.

Adicional, el Instituto Nacional de Petróleo fue creado alrededor del año 1940, y en 1950 cambio su nombre de Dirección General de Minería, Industrial Febriles y Comercio a Dirección General de Minería.

Anteriormente. el Ministerio de Economía atendía todo lo relacionado de hidrocarburos, minas y canteras, pero por ser actividades complejas, se separaron y acá nació la Dirección General de Minería e Hidrocarburos. (MEM, s/f., párr. 1-5)

1.1.2. Misión

Somos la institución rectora de los sectores energética y minera, que fomenta el aprovechamiento adecuado de los recursos naturales del país.

Conformamos un equipo de trabajo multidisciplinario capacitado que cumple con la legislación y la política nacional, propiciando el desarrollo sostenible; en beneficio de la sociedad. (MEM, s/f., párr. 1-2)

1.1.3. Visión

Propiciar y ejecutar las acciones que permitan la inversión destinada al aprovechamiento integral de los recursos naturales, que proveen bienes y servicios energéticos y mineros velando por los derechos de sus usuarios y de la sociedad en general. (MEM, s/f., párr. 1)

1.2. Servicios Prestados por la institución

Encargado de promover el uso de energías renovables, así como el uso eficiente de la energía en sus diferentes formas en que se generan, y que el país pueda generar lo suficiente para poder suministrar la energía a todos los sectores.

Coordina el uso adecuado de acuerdo con la demanda del país en productos como: productos petroleros
y gas natural.

Se encarga de hacer cumplir las leyes con las siguientes actividades: exploración, transporte, transformación de hidrocarburos, comercialización de productos como petróleo y gas natural entre otros.

Cumplir las normas ambientales en cuanto a la energía entre otras actividades.

1.3. Normativas técnicas

Las normativas técnicas para referir son las siguientes:

1.3.1. ISO 50001

Norma internacional desarrollada por la Organización internacional para la Estandarización, en su contenido se muestra cómo se mejora toda la gestión relacionada con la energía. La norma contiene una estructura sistemática con el que se logra la mejora continua en los ámbitos: eficiencia energética, seguridad energética. El objetivo es la reducción de los costos de la energía y reducción de gases de efecto invernadero. (ISO, 2011)

1.3.2. ISO 50002

Esta norma muestra un sistema de gestión de la energía. Muestra requisitos de cómo debe realizarse una auditoria de energía eléctrica, esta auditoria relacionada con la eficiencia energética. Se aplica a cualquier tipo de empresa o industria. Esta norma es complemento de la norma ISO 50001.

1.3.3. IEC 60364

Norma que tiene por objeto proporcionar reglas, en una forma que permitan orientar a personas que instalan e inspeccionan sistemas eléctricos. Reglas que se refieren al sistema de cableado, aislamiento, disposición y puesta a tierra entre otros. (International Electrotechnical Commission, 2005)

2. MARCO TEORICO

Para el entendimiento de este trabajo realizado es necesario entender la base teórica con la cual fue desarrollado.

2.1. Parámetros eléctricos

2.1.1. Voltaje

El voltaje tiene otros nombres como: tensión eléctrica o diferencia de potencial; el voltaje se define como la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Cuando movemos una partícula dentro de un campo magnético de un punto A a un punto B, el trabajo por unidad de carga necesario para este movimiento se le conoce como voltaje. En el sistema internacional de unidades (SI), la unidad de medida es el voltio.

La ecuación de diferencia de potencial es:

$$V_a - V_b = \Delta V$$

Donde la partícula en el campo eléctrico se moverá del punto de mayor voltaje al punto de menor voltaje.

La ecuación que define el voltaje a través de una resistencia viene dada por la ley de ohm:

$$V = R * I$$

Una bobina la podemos definir como un alambre enrollado en espiral. Las bobinas tienen varios usos tanto en corriente directa como en corriente alterna, pero mayormente se emplean corriente alterna, la ecuación del voltaje en los bornes de una bobina viene dada por:

$$V = \frac{d\phi_C}{dt} = \frac{dL_i}{dt}$$

Si L es constante se cumple:

$$V = L * \frac{di}{dt}$$

Un condensador lo podemos definir como dos placas paralelas de material conductor, y dentro de estas dos placas paralelas hay un material aislante eléctrico. La ecuación de la tensión en los bornes de un condensador viene dada por:

$$i = \frac{dq}{dt} = \frac{d(CV)}{dt}$$

Si C es constante se cumple:

$$i = C * \frac{dV}{dt}$$

La forma integral de la ecuación de la tensión en los bornes de un condensador viene dada por:

$$V = \frac{1}{C} * q = \frac{1}{C} * \int_0^T i * dt + \frac{q_0}{C}$$

2.1.1.1. Tensión eficaz

El valor eficaz de la tensión también es conocida como voltaje RMS, es un valor de tensión en corriente alterna que entrega un valor de energía que es equivalente a un valor de tensión en corriente directa, que entregarían la misma cantidad de energía.

La energía consumida en un periodo T por una resistencia eléctrica es igual a:

$$W = P * T = I_{ef}^2 * R * T = \frac{1}{R} * V_{ef}^2 * T = \frac{1}{R} \int_0^T V^2(t) * dt$$

Donde:

V(t) valor instantáneo de la tensión en función del tiempo.

V_{ef} Tensión en su valor eficaz.

I_{ef} Corriente eléctrica en su valor eficaz.

T es el periodo.

P es la potencia.

W Energía consumida.

Despejando la tensión eficaz se obtiene la media cuadrática de la tensión:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{1}{T} * \int_0^T V^2(t) dt}$$

La ecuación de la tensión variante en el tiempo es:

$$V(t) = V_0 * \text{Sin}(wt + \varphi)$$

Esta es una ecuación donde se tiene al valor del voltaje en función del tiempo, V_0 representa la amplitud del voltaje, w representa la frecuencia angular y ϕ representa el desfase entre en una fase y otra.

Si se integra dentro del periodo $T = \frac{2\pi}{w}$ se tiene:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{w}{2\pi} * \int_0^{\frac{2\pi}{w}} V_0^2 * \sin^2(wt) * dt}$$

Si se factoriza los valores constantes de la integral:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{V_0^2 w}{2\pi} * \int_0^{\frac{2\pi}{w}} \sin^2(wt) * dt}$$

Resolviendo la integral, se obtiene el siguiente valor:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{V_0^2 w}{2\pi} * \int_0^{\frac{2\pi}{w}} \frac{1 - \cos(2wt)}{2} dt}$$

Valuando la integral en los límites se tiene:

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{V_0^2 w}{2\pi} * \left[\frac{t}{2} - \frac{\sin(2wt)}{4w} \right]_0^{\frac{2\pi}{w}}}$$

$$V_{ef} = \sqrt{\frac{V_0^2 w}{2\pi} * \frac{\pi}{w}}$$

$$V_{ef} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_0$$

2.1.1.2. Hueco de tensión:

Estos se producen por muchas razones, entre las que podemos mencionar como fallas en las redes de distribución, alimentación de cargas repentinas de tamaño de potencia considerables y esto puede provocar una reducción rápida de la tensión de la red de alimentación, del valor nominal establecido entre un hueco de tensión de valores que varían entre 90 % y 1 % del valor nominal. Un hueco de tensión puede tener una duración entre 10 ms y 1 minutos. Los huecos de tensión se pueden dar en una sola fase, o varias fases.

- Profundidad y duración:

La ecuación que define a un hueco de tensión es:

$$\Delta U(\%) = \frac{U_d - U_{min}}{U_c} * 100$$

Donde U_d es el voltaje nominal de la red y U_{min} es la tensión mínima obtenida durante la duración del hueco de tensión. Existen 4 rangos de huecos de tensión que se comenta a continuación:

- Huecos de tensión en el rango de 10 % y 30 % de UC,
- Huecos de tensión en el rango de 30 % y 60 % de UC.
- Huecos de tensión en el rango de 60 % y 99 % de UC.
- Huecos de tensión en el rango de menor o igual 99 % de UC.

El tiempo que dura un hueco de tensión, es cuando la tensión está en un valor menor al 90 % de la tensión nominal de la red declarada. Existen varios rangos de duración de huecos de tensión, de las que podemos mencionar:

- Huecos de tensión entre 8ms a 100ms.
- Huecos de tensión entre 100 ms a 500 ms.
- Huecos de tensión entre 500ms a 1s.
- Huecos de tensión entre 1s a 3s.
- Huecos de tensión entre 3s y 20 s.
- Huecos de tensión entre 20s y 60s.

2.1.1.2.1. Simetría o asimetría:

Otra forma de clasificar los huecos de tensión es si estos, cuando ocurren, mantienen simetría, por lo que se habla de huecos de tensión simétricos y huecos de tensión asimétricos:

- Los huecos de tensión se denominan simétricos cuando la magnitud de la tensión eficaz disminuye de manera equitativa en las tres fases y el ángulo de desfase no es afecto, manteniendo su valor en 120° . Para mencionar algunos ejemplos de casos donde son simétricos, los huecos de tensión son los causados por cortocircuitos trifásicos, cuando existen arranques de motores de potencia grandes o sobrecargas de tipo trifásicas.
- Los huecos de tensión se denominan asimétricos cuando la magnitud de la tensión eficaz no disminuye de manera equitativa, comparando una fase con las otras y/o el desfase entre las fases no se mantiene en su valor 120° . Por mencionar algunos ejemplos de huecos de tensión asimétricos, son: falla fase-tierra, fase-fase, fase-fase-tierra, magnetización de

transformadores de potencia, o sobrecargas por alimentación de cargas monofásicas.

2.1.1.3. Desbalance de tensión:

Es un parámetro muy importante en todas las ramas del sector eléctrico, debido a que la mayoría de las cargas conectadas en una red corresponden a cargas trifásicas, y es muy importante que la variación entre la magnitud de una tensión y otra esté dentro del límite permitido, límite que, en base a normas y en la práctica, si se rebasa el mismo, podríamos llegar a afectar las cargas conectadas a la red.

Se podría definir como el fenómeno cuando en los sistemas trifásicos las tensiones y/o los ángulos entre una fase y otra no son iguales. Que exista un balance perfecto en las redes eléctricas es básicamente imposible, debido a todas las fluctuaciones de cargas que existen conectadas a la red, así como el desbalance producido por cargas residenciales, esto produce caídas de tensión diferentes para cada fase.

Por lo que podemos definir que el primer causante de desbalance en la red son las cargas monofásicas.

Que exista desbalance de tensión en la red puede provocar que aparezcan componentes de secuencia negativa y homopolar de la corriente. Un ejemplo de esto puede ser en los motores asíncronos, en estos, las bobinas del estator, ya sea en conexión delta o estrella, carecen de neutro, y si los valores de alimentación de tensión de estos motores están desbalanceado, esto provocará corrientes de secuencia negativa. Y que exista una corriente de secuencia negativa en un motor se puede traducir como que existe un torque

directo positivo y otro torque de menor magnitud en dirección contraria que sería similar a un freno eléctrico, y que exista un torque en la dirección contraria provoca calentamiento adicional en el bobinado, pérdidas adicionales de energía por este calentamiento, y debido a este torque en dirección contraria puede producir vibraciones mecánicas en los motores eléctricos.

2.1.2. Corriente

La corriente se puede definir como un flujo de cargas en un medio, este medio puede ser sólido, líquido o gas. En cada una de las áreas de un sistema eléctrico, el medio que interesa es el sólido, y cuando se habla de medio sólido se denomina más comúnmente como conductores.

La unidad de medida de la corriente es C/s (Culombios por segundo), a esta unidad se le denomina amperio, esto según el sistema internacional de medidas.

Cuando existe una corriente eléctrica cambiante en el tiempo, como lo es la corriente alterna, existe un campo magnético alrededor del mismo, este campo ha sido utilizado para muchas aplicaciones, como electroimanes, motores, etc.

Los conductores según el tipo de material tienen una conductividad de valores grandes, y esto se debe a que existen muchos electrones libres y esto facilita el paso de electrones a través de él.

La ecuación de la corriente a través de un conductor, de una carga q que se mueve a través de la sección transversal del conductor, en un tiempo determinado designado como t , se tiene la siguiente ecuación:

$$I = \frac{q}{t}$$

Las dimensionales de esta ecuación son: la carga q está dada en culombios, el tiempo t está dada en segundos, e I en amperios.

Existen dos tipos de corriente, la corriente continua y la corriente alterna, la diferencia más significativa entre las dos es que la corriente continua mantiene un valor constante a través del tiempo, y la corriente alterna varía de polaridad en cada ciclo.

Para el caso de la corriente alterna, como su valor y polaridad cambia continuamente, la ecuación ahora se define como el cambio de la carga en el tiempo t .

$$I = \frac{dq}{dt}$$

2.1.2.1. Modelo microscópico de la corriente

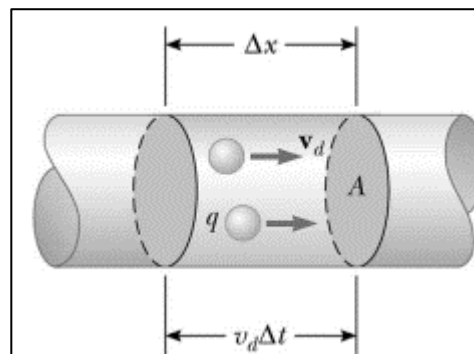
Si un conductor se encuentra en un medio donde hay ausencia de campo eléctrico, los electrones dentro del material conductor se mueven en direcciones aleatorias y velocidades, debido a la presencia de su energía térmica. Aunque sus direcciones y velocidades son aleatorias, el resultado neto de esto es cero.

Si este mismo conductor se encuentra en un medio donde ahora existe un campo eléctrico, los electrones libres dentro del conductor experimentan una aceleración, en ese instante, debido a la fuerza eléctrica, la ecuación que define esto es:

$$F = -eE$$

Si se considera un diferencial de un conductor cilíndrico, de sección transversal A , y longitud Δx , la imagen que representa esto es:

Figura 1. **Corriente a través conductor**



Fuente: Serway. (1990). *Physics for Scientists and Engineers*.

El diferencial de volumen de este diferencial de conductor es:

$$V = A * \Delta x$$

Si se define n como el número de portadores por unidad de volumen o densidad de portadores de carga:

$$n = \frac{\#portadores\ de\ carga(\#p.c.)}{V}$$

Y se define $\#p.c.$ como número de portadores de carga, y se despeja este de la ecuación anterior se obtiene la siguiente ecuación:

$$\#p.c. = n * V$$

Sustituyendo una ecuación en otra entonces quedaría la siguiente ecuación:

$$\#p.c. = n * V = n * A * \Delta x$$

Si se define un diferencial de carga para este mismo diferencial de conductor, se representaría la siguiente ecuación:

$$\Delta Q = \#p.c.* Carga\ de\ cada\ portador$$

Sustituyendo una entre otra de las dos ecuaciones anteriores se tiene:

$$\Delta Q = nVq = (n * A * \Delta x) * q$$

Ahora si se introduce la velocidad y se denomina como V_d , y se despeja la distancia de esta ecuación se obtiene lo siguiente:

$$\Delta x = v_d * \Delta t$$

Siendo Δt el diferencial del intervalo de tiempo y Δx el diferencial de distancia que las cargas se desplazan.

Este intervalo también es el tiempo que se requiere para que las n cargas dentro del conductor pasan el punto final medido en uno de sus extremos.

Si se sustituye en la ecuación de ΔQ , la ecuación última se obtiene lo siguiente:

$$\Delta Q = nVq = (n * A * \Delta x) * q = (n * A * V_d * \Delta t) * q$$

Al dividir ambos lados por el diferencial de tiempo se obtiene lo siguiente, que representa la corriente eléctrica promedio.

$$I_{av} = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = n * q * v_d * A$$

2.1.3. Potencia eléctrica

La potencia eléctrica es la energía sobre unidad de tiempo. Su unidad de medida es el watt o vatio. Entre el voltaje y la corriente existe un desfase, este ángulo de desfase se define como ϕ ; este ángulo de desfase existe porque existen diferentes tipos de cargas como: resistivas, capacitivas e inductivas. Cuando existe una carga inductiva o capacitiva, estas provocan un desfase entre la corriente y la tensión de 90° , y cuando son cargas resistivas no existe tal desfase.

En cada una de las cargas mencionadas con anterioridad, se puede definir una potencia para cada una de ellas, una potencia en fase con el voltaje llamada potencia activa, y una desfasada llamada potencia reactiva, también se utiliza el término potencia aparente, que es el producto del voltaje y la corriente.

En corriente directa la ecuación de la potencia es:

$$P = \frac{dw}{dt} = \frac{dw}{dq} * \frac{dq}{dt} = V * I$$

Si introducimos en esta ecuación la ley de Ohm:

$$P = V * I = R * I * I = R * I^2 = \frac{V^2}{R}$$

En corriente alterna las sigue siendo el producto del voltaje y la corriente:

$$v(t) = V_o * \text{Sin}(wt)$$

$$i(t) = I_o * \sin (wt - \varphi)$$

$$p(t) = V_o * I_o * \text{Sin}(wt) * \text{Sin}(wt - \varphi)$$

En este caso se introduce un nuevo concepto y término, siendo la velocidad angular w . y V_o y los Valores pico, φ ángulo de desfase entre la corriente y el voltaje.

Resumiendo, obtenemos.

$$P(t) = V_e * I_e * \cos(\varphi) - V_e * I_e * \cos(2wt - \varphi)$$

2.1.3.1. Potencia aparente

Si sumamos vectorialmente la potencia que está en fase con el voltaje y la potencia que está desfasado con el voltaje, se obtiene la potencia aparente. Esta potencia es dada en Voltiamperio (VA).

Su ecuación es:

$$S = V * I$$

La suma vectorial que se mencionó con anterioridad es dada por:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

2.1.3.2. Potencia activa

Esta potencia es la que es consumida por las cargas, en la red. Su unidad es el watt. Vectorialmente esta potencia corresponde al cateto adyacente.

Su ecuación que representa esta potencia es:

$$P = V * I * \cos(\phi)$$

En este caso V , I , ϕ son: voltaje, amperaje y el ángulo de desfase respectivamente. Las cargas del tipo resistivas producen este tipo de potencia.

2.1.3.3. Potencia reactiva

Esta potencia es generada por las cargas del tipo capacitivo e inductivo, y este tipo de potencia no se consume y no se genera, y se pueden introducir dos términos para la potencia reactiva: potencia reactiva capacitiva y potencia reactiva inductiva.

El voltaje en AC es de carácter senoidal de la forma: $u(t) = U_{\max} * \text{Sen}(wt)$, y la corriente por lo mismo también tiene esta forma. Según el tipo de carga puede existir un desfase entre la corriente y el voltaje. Como el voltaje y la corriente son del tipo senoidal existen un medio ciclo que es positivo y otro medio ciclo que es negativo. Una bobina absorbe el campo magnético en el ciclo positivo y devuelve

este campo magnético en el ciclo negativo y se debe a la desaparición del campo magnético.

Su ecuación que define:

$$Q = V * I * SIN(\phi)$$

Siendo V, I, el voltaje y ϕ : El voltaje, corriente y el ángulo de desfase respectivamente.

2.1.3.4. Potencia trifásica

La ecuación de la potencia trifásica en un sistema trifásico equilibrado es:

$$P = \sqrt{3} * I * V * \cos(\varphi)$$

$$Q = \sqrt{3} * I * V * \sin(\varphi)$$

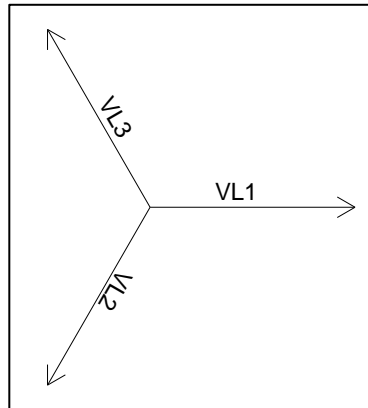
$$S = \sqrt{3} * I * V$$

2.1.3.5. Relación entre voltaje de línea a línea y voltaje de línea a neutro

El origen de la raíz de 3, de la ecuación anterior es por el desfase de 30° que existe entre un voltaje de línea a neutro y un voltaje de línea a línea, y su deducción se puede ver de la siguiente forma:

En un circuito trifásico, los vectores de los voltajes están desfasados 120°, uno de otro, su diagrama vectorial sería de la siguiente forma:

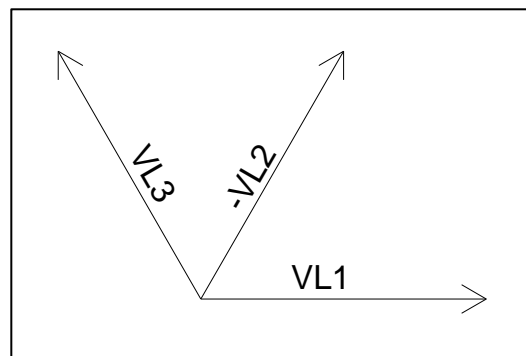
Figura 2. **Desfase 120° sistema trifásico**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Si se coloca el vector VL2, como $-VL2$ quedaría de la siguiente forma:

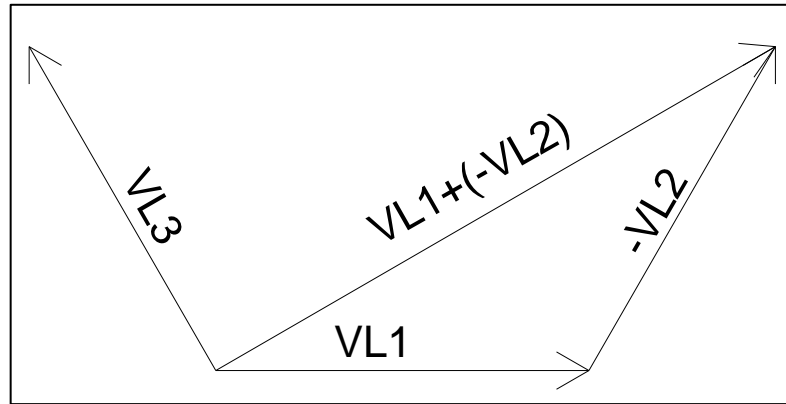
Figura 3. **Desfase 120° sistema trifásico Fase dos valor negativo**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Si se realiza una suma vectorial entre VL1 y $-VL2$, su diagrama vectorial y ecuación quedaría de la siguiente forma:

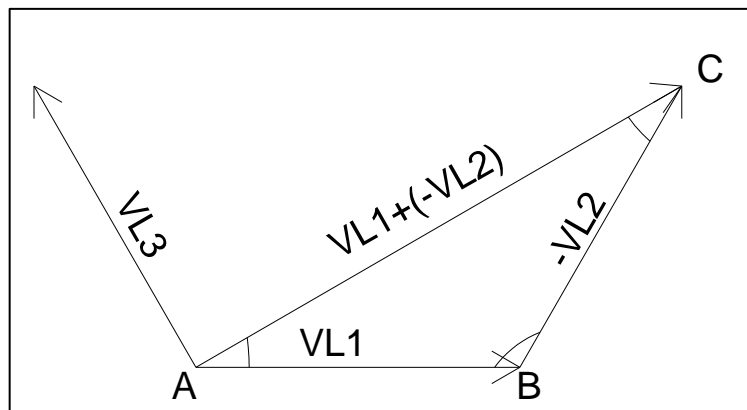
Figura 4. **Suma vectorial VL1 con -VL2**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Se conoce que el Ángulo entre VL1 Y -VL2 hay 120°, y que la suma de los ángulos internos de un triángulo son 180°, y que VL1 Y -VL2, son de igual magnitud, y en un triángulo isósceles, existirían también dos ángulos de igual magnitud, por lo que los ángulos internos quedarían según la siguiente imagen:

Figura 5. **Determinación de ángulos internos**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

La sumatoria de los ángulos sería:

$$A+B+C=180^\circ,$$

Conociendo el ángulo $B=120$, y que A Y C Son de igual magnitud:

$$A+120^\circ+C= 180^\circ,$$

$$A=C,$$

$$A+120^\circ+A=180^\circ,$$

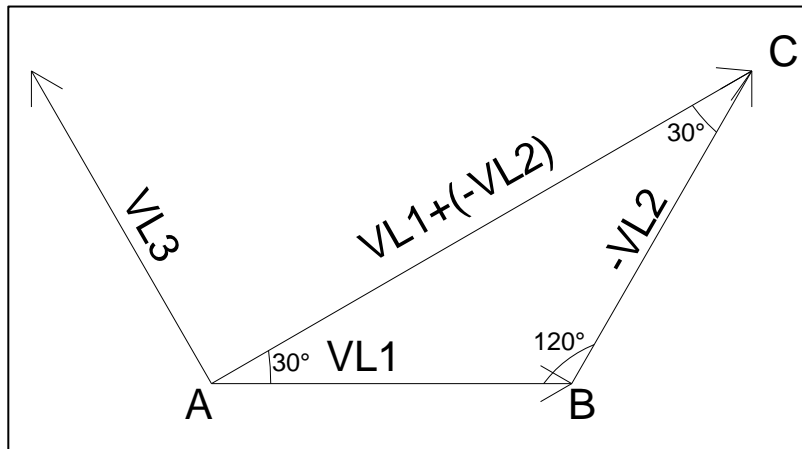
$$2A+120^\circ=180^\circ$$

$$2A=180^\circ-120^\circ$$

$$2A=60^\circ$$

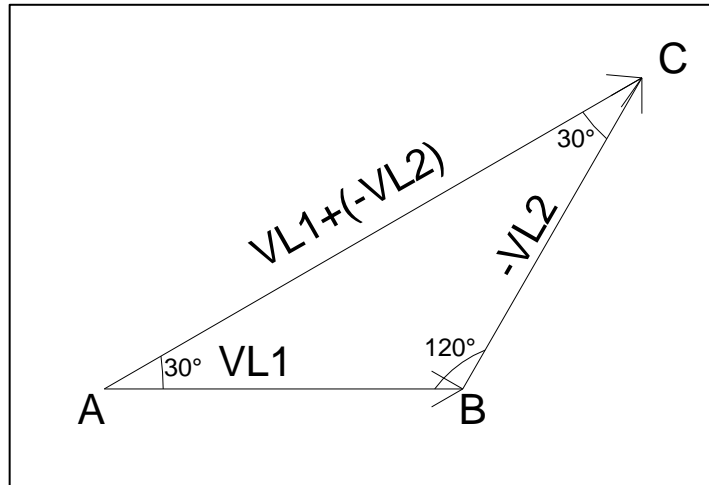
$$A=30^\circ$$

Figura 6. **Suma vectorial de voltajes sistema trifásico**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

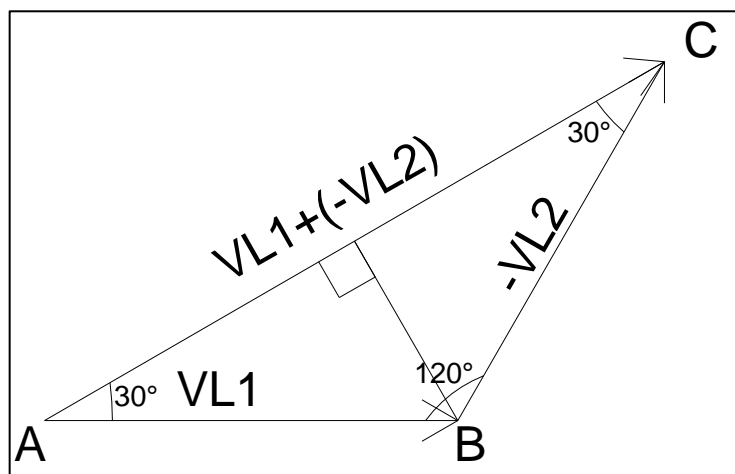
Figura 7. **Suma vectorial usando función Cos(A)**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Si se resuelve el Cos(A), se obtiene lo siguiente:

Figura 8. **Suma vectorial usando Cos(A), triangulo rectángulo**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

$$\cos(A) = \frac{V_{L1} - V_{L2}}{2V_{L1}}$$

$$\cos(A) = \frac{V_{L1} - V_{L2}}{2V_{L1}}$$

$$2V_{L1} * \cos(30^\circ) = V_{L1} - V_{L2}$$

$$2V_{L1} * \frac{\sqrt{3}}{2} = V_{L1} - V_{L2}$$

$$\sqrt{3} * V_{L1} = V_{L1} - V_{L2}$$

Siendo:

$$V_{L1} = V_{L-N}$$

$$V_{L-L} = V_{L1} - V_{L2}$$

$$\sqrt{3} * V_{L-N} = V_{L-L}$$

La potencia total en un circuito trifásico balanceado se obtiene de la suma de la potencia en cada una de las tres fases y como las magnitudes de los voltajes son iguales:

$$V_{L-N} = |V_{an}| = |V_{bn}| = |V_{cn}|$$

Y si la corriente para una carga balanceada es:

$$I_p = |I_{an}| = |I_{bn}| = |I_{cn}|$$

La potencia trifásica total sería:

$$P = 3V_p I_p \cos(\phi_p)$$

Si en lugar de usar el voltaje de una fase, se utiliza el de línea a línea, y se usa la corriente de línea: la ecuación se obtiene de:

$$P = \sqrt{3}V_L I_L \cos(\phi_P)$$

La raíz de 3 en la ecuación, de la potencia tal como se vio, es dada por el desfase de un tipo de conexión de cargas trifásica respecto del otro.

2.1.4. Factor de potencia

El factor de potencia es el $\cos(\phi)$, y ϕ es el ángulo de desfase que existe entre voltaje y la corriente. Según el tipo de carga que se tenga, el factor de potencia puede variar entre 0 y 1. Por lo mismo la potencia es mínima cuando el $\cos(\phi)$ es igual a Cero, y la potencia es máxima cuando $\cos(\phi)$ es igual a 1,

Según se expresó con anterioridad la ecuación viene dada por:

$$\text{Factor de potencia} = F_p = \cos \varphi$$

Para cargas que son mayormente resistivas, el factor de potencia es cercano a uno, y para cargas que son mayormente reactivas, el factor de potencia es igual a

Otra ecuación que define el factor de potencia viene dada por:

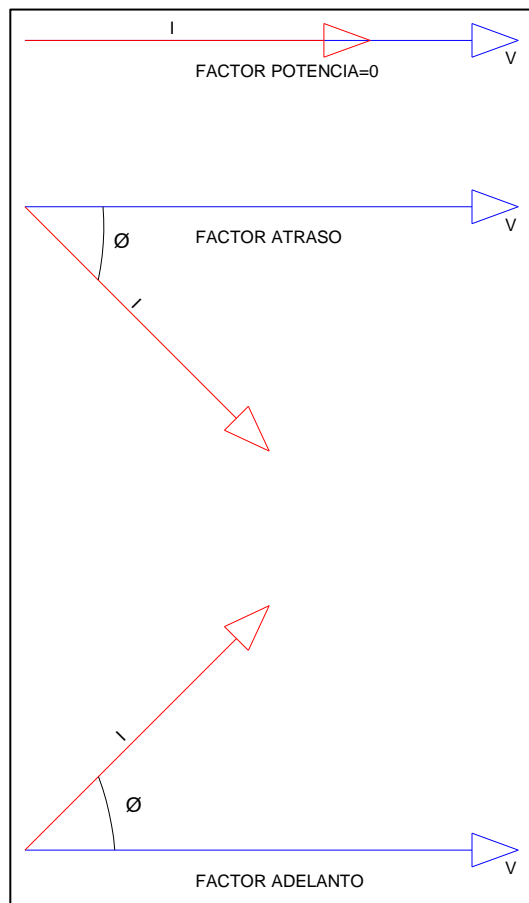
$$FP = \frac{P}{|S|}$$

Siendo P, Q: Potencia activa y aparente respectivamente.

Cuando se usa el factor de potencia, se utilizan los términos: factor de potencia adelantado y atrasado, Es factor de potencia adelantado cuando la corriente se adelanta tomando como referencia el voltaje y esto pasa cuando las cargas son reactivas capacitivas, y es factor de potencia atrasado cuando la corriente se atrasa tomando como referencia el voltaje y esto pasa cuando las cargas son reactivas inductivas.

Gráficamente se puede visualizar como:

Figura 9. **Factor de potencia atraso y adelanto**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

2.1.4.1. Consecuencias bajo factor potencia y cálculo para su corrección

Cuando se habla de tener un bajo factor de potencia, quiere decir que existen varios problemas que están presente en la red como: la necesidad de utilizar cables de mayor sección, los transformadores que alimentan las cargas deben ser de mayor potencia, líneas de transmisión o distribución deben ser de mayo calibre para tener mayor capacidad, la generación se aprovecha menos. Todos estos problemas que genera tener un bajo factor de potencia implican que las empresas de generación, transmisión y distribución tengan pérdidas monetarias significativas, por lo que imponen una multa por bajo factor de potencia, poniendo un límite mínimo que se debe respetar para que no exista multa por bajo factor de potencia, esto obliga a los consumidores a corregir el bajo factor de potencia, y normalmente instalan bancos de capacitores.

Para calcular la compensación necesaria de energía reactiva capacitiva con un banco de capacitores es necesario lo siguiente:

Ejemplo: Una empresa presenta el siguiente histórico de factor de potencia, donde se puede apreciar que está por debajo del límite permitido, que en este caso es 0.9.

A continuación, se muestra una tabla de datos donde en el medidor de energía se registró de la siguiente manera: fecha de lectura, potencia activa y reactiva y el factor de potencia es calculado con base en:

$$FP = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{\text{potencia reactiva}}{\text{potencia activa}} \right) \right)$$

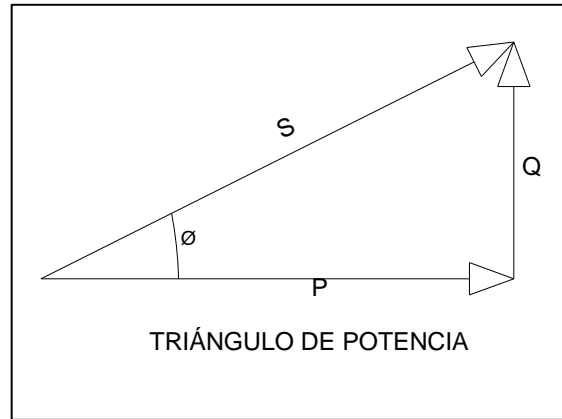
También la tabla de datos muestra de izquierda a derecha: Potencia reactiva si se tuviera un FP = 0.90, potencia reactiva si se tuviera un FP=0.95, capacidad del banco de capacitores para corregir el FP a 0.90, capacidad del banco de capacitores para corregir el FP a 0.95.

Tabla I. **Ejemplo de consumo de factor de potencia a corregir**

Periodo	Potencia activa (kw)	Potencia reactiva (kvar)	F.p.	Kvar fp=0.9	Kvar fp=0.95	Capacidad de banco capacitores fp 0.90 (kvar)	Capacidad de banco capacitores fp 0.95 (kvar)
ene-14	366	274	0.8	177	120	97	154
feb-14	1,057	672	0.84	512	347	160	325
mar-14	367	295	0.78	178	121	117	174
abr-14	418	305	0.81	202	137	103	168
may-14	601	435	0.81	291	198	144	237
jun-14	697	505	0.81	338	229	167	276
jul-14	750	532	0.82	363	247	169	285
ago-14	706	917	0.61	342	232	575	685
sep-14	604	449	0.8	293	199	156	250
oct-14	633	460	0.81	307	208	153	252
nov-14	555	348	0.85	269	182	79	166
dic-14	915	574	0.85	443	301	131	273
ene-15	566	269	0.9	274	186	-5	83
feb-15	914	593	0.84	443	300	150	293
mar-15	459	352	0.79	222	151	130	201
abr-15	436	334	0.79	211	143	123	191
may-15	426	344	0.78	206	140	138	204
jun-15	438	326	0.8	212	144	114	182
jul-15	673	457	0.83	326	221	131	236
ago-15	739	520	0.82	358	243	162	277
						PROMEDIO	245.6

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 10. **Triángulo de potencia**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

El siguiente cálculo se realiza para todos los datos de la tabla, y se muestra a continuación el cálculo utilizado para el primer dato de la tabla:

Tabla II. **Cálculo de KVAR de compensación**

Periodo	Potencia activa (kw)	Potencia reactiva (kvar)	F.p.	Kvar fp=0.9	Kvar fp=0.95	Capacidad de banco capacitores fp 0.90 (kvar)	Capacidad de banco capacitores fp 0.95 (kvar)
ene-14	366	274	0.8	177	120	97	154

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

El dato de potencia activa y potencia reactiva lo registra directamente el medidor de energía, a través de lecturas a cada cuarto horario. El factor de potencia se obtiene con la siguiente ecuación:

$$FP = \cos \left(\tan^{-1} \left(\frac{\text{Potencia Reactiva}}{\text{Potencia Activa}} \right) \right)$$

$$FP = \cos\left(\tan^{-1}\left(\frac{274}{366}\right)\right) = 0.8005$$

Luego se calcula que potencia reactiva se debería tener para corregir el factor de potencia a 0.90 y 0.95:

$$\tan \phi_{FP=0.90} = \frac{Q_{FP=0.90}}{P}$$

$$Q_{FP=0.90} = \tan(\phi_{FP=0.90}) * P$$

$$\phi_{FP=0.90} = \cos^{-1}(0.90) = 25.842^\circ$$

$$Q_{FP=0.90} = \tan(25.842) * 366 = 177.26$$

$$\tan \phi_{FP=0.95} = \frac{Q_{FP=0.95}}{P}$$

$$Q_{FP=0.95} = \tan(\phi_{FP=0.95}) * P$$

$$\phi_{FP=0.95} = \cos^{-1}(0.95) = 18.195^\circ$$

$$Q_{FP=0.90} = \tan(18.195) * 366 = 120.29$$

Luego se procede a realizar la resta entre la potencia reactiva registrada y la potencia reactiva con el factor de potencia mejorado para ambos casos, con factor de potencia igual a 0.90 y con factor de potencia igual a 0.95, de la siguiente manera:

$$\text{capacidad del banco capacitores} = Q_{BC} = Q_{FP_{REGISTRADO}} - Q_{FP_{0.90}}$$

$$Q_{BC} = 274 - 177.26 = 96.74$$

$$\text{capacidad del banco capacitores} = Q_{BC} = Q_{FP_{REGISTRADO}} - Q_{FP_{0.95}}$$

$$Q_{BC} = 274 - 120.29 = 153.71$$

Como se puede visualizar, en la siguiente tabla utilizando un banco de capacitores de 300 KVA, el 94.11% de los periodos evaluados, se cumple con el factor de potencia requerido, por lo que este valor de banco de capacitores es el óptimo.

Tabla III. Factor de potencia corregido utilizando banco de capacitores con valores comerciales

Período	Potencia activa	Potencia reactiva	F.p.	Capacidad banco capacitores promedio	Capacidad banco capacitores según valores comerciales de bancos capacitores	Fp corrigiendo reactiva 0.95 al promedio	Fp corrigiendo reactiva 0.95 según valores comerciales de bancos capacitores
ene-14	366	274	0.8	245.6	300	1.00	1.00
feb-14	1,057	672	0.84	245.6	300	0.93	0.94
mar-14	367	295	0.78	245.6	300	0.99	1.00
abr-14	418	305	0.81	245.6	300	0.99	1.00
may-14	601	435	0.81	245.6	300	0.95	0.98
jun-14	697	505	0.81	245.6	300	0.94	0.96
jul-14	750	532	0.82	245.6	300	0.93	0.96
ago-14	706	917	0.61	245.6	300	0.72	0.75
sep-14	604	449	0.8	245.6	300	0.95	0.97
oct-14	633	460	0.81	245.6	300	0.95	0.97
nov-14	555	348	0.85	245.6	300	0.98	1.00
dic-14	915	574	0.85	245.6	300	0.94	0.96
ene-15	566	269	0.9	245.6	300	1.00	1.00
feb-15	914	593	0.84	245.6	300	0.93	0.95
mar-15	459	352	0.79	245.6	300	0.97	0.99
abr-15	436	334	0.79	245.6	300	0.98	1.00
may-15	426	344	0.78	245.6	300	0.97	0.99
jun-15	438	326	0.8	245.6	300	0.98	1.00
jul-15	673	457	0.83	245.6	300	0.95	0.97
ago-15	739	520	0.82	245.6	300	0.94	0.96

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

2.1.5. Energía eléctrica

La energía eléctrica, se produce cuando existe una diferencia de voltaje y fluye una corriente eléctrica a través de un conductor. La energía es el uso de la potencia en un periodo determinado, su unidad de medida es el wh (watt hora), y dependiendo el área que haga uso de esta, se puede hablar de Kwh o de Mwh. Se puede decir que la energía es la razón con la que se realiza un trabajo en un tiempo determinado, la energía eléctrica se convierte en muchas otras formas de energía.

La ecuación de la energía, si la designamos como W es:

$$W = Pt$$

En las áreas como industrias, distribuidoras, generadoras, entes administradores de la energía, las unidades más comunes que se utilizan son:

$$W = P * t(\text{watt hora})$$

$$W = \frac{P * t}{1000}(\text{Kilowatt hora})$$

$$W = \frac{P * t}{1000000}(\text{Megawatt hora})$$

La penúltima ecuación es más utilizada en las industrias, entes distribuidores y la última ecuación es más utilizada en empresas generadoras, entes administradores de la energía.

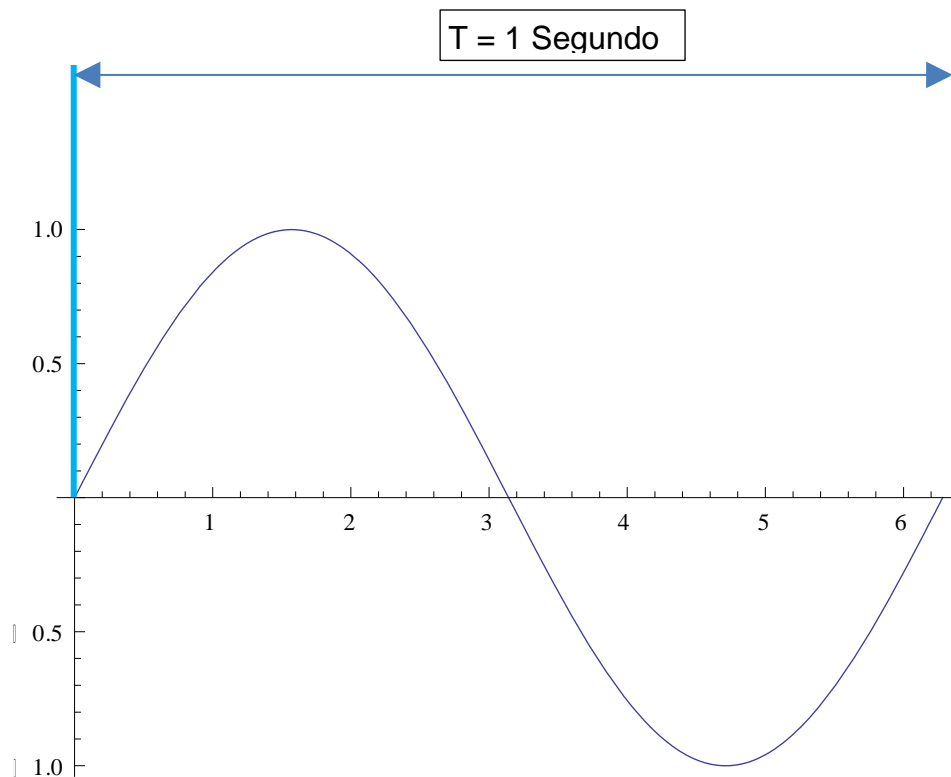
2.1.6. Frecuencia

Es el número de veces que una onda sinusoidal se repite y se completa en un segundo de tiempo. El rango puede ser amplio desde un ciclo hasta números muy grandes de ciclos por segundo. La unidad de medida de la frecuencia es el Hertz y su abreviatura Hz.

Gráficamente se puede visualizar la frecuencia y se ponen los siguientes ejemplos:

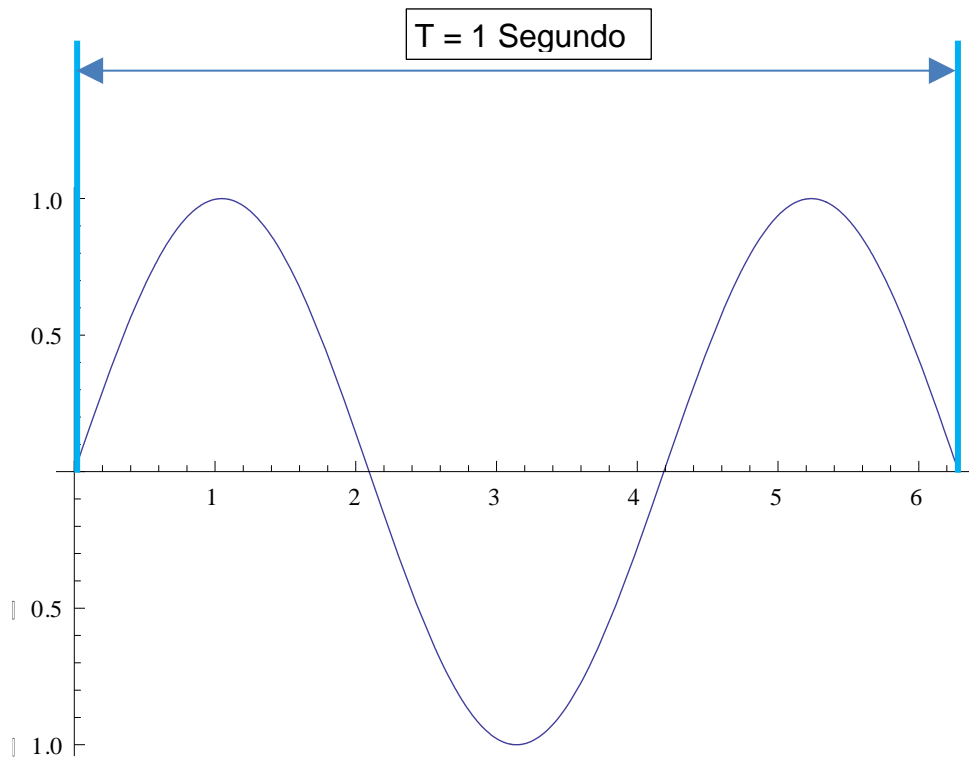
En el siguiente ejemplo el periodo es de un ciclo por segundo:

Figura 11. Frecuencia de 1 ciclo por segundo



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Matematica 7 For Students.

Figura 12. Frecuencia de 1.5 ciclos por segundo



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Matematica 7 For Students.

Las ecuaciones que relacionan la frecuencia con el periodo vienen dadas por:

$$f = \frac{1}{T}$$

$$T = \frac{1}{f}$$

1 hertz(Hz) = 1 ciclo por segundo

2.1.7. *Flicker*

Cuando en un sistema de distribución en una red se conectan cargas, que, en su funcionamiento normal, producen cambios bruscos en la corriente de la red, cargas tales como: motores con cargas repentinas, máquinas soldadoras de arco eléctrico, hornos de arco, perforadoras; esto origina lo que se conoce como *flicker* o parpadeo, el parpadeo es perceptible en la variación del brillo de las lámparas (incandescentes), un efecto del *flicker* es causar molestia en la visión y producir cansancio en las personas.

El *flicker* se puede clasificar como: cíclico y no cíclico, cíclico es cuando el *flicker* se relaciona con fluctuaciones periódicas, y no cíclico es cuando el *flicker* se relaciona con fluctuaciones ocasionales, como el de los arranques de motores.

El nivel de *flicker*, es medido, y se toma como valor normal cuando es menor que 1, entendiendo que desde 1 o mayor, el *flicker* es ya perceptible. Por lo que podemos concluir que el *flicker* se mide por nivel, y que este número indica cuando este es perceptible por la visión de las personas.

En sí, todas las cargas en general que se conectan a la red, causan fluctuaciones del voltaje, y estas varían con el tiempo, por lo que es necesario que el *flicker* sea evaluado en un periodo de tiempo y con estadísticas definir las variaciones de las sensaciones puntuales del mismo periodo.

Se introduce un término llamado variación relativa de tensión, que relaciona el cambio del generador por una carga conectada, y el voltaje previo a la conexión de esta, esta expresión la podemos ver como:

$$\frac{\Delta V}{V} * 100 \%$$

Esta ecuación se puede calcular tanto en valores pico como valores rms.

- *Flicker* de breve termino Pst:

El periodo de medición para el *flicker* de corta duración es de 10 minutos, se denomina Pst por *short-term* (periodo corto término). La percepción de la intensidad de un *flicker* depende de dos factores, de su nivel y de su persistencia en el tiempo. Por lo que, para esto, se genera una curva de las repeticiones acumuladas, para saber cuándo se supera el valor designado.

El *Flicker* de breve término se evalúa sobre un periodo de 10 minutos y se calcula de la siguiente manera:

$$P_{st} = [K_{0.1}P_{0.1} + K_1P_1 + K_3P_3 + K_{10}P_{10} + K_{50}P_{50}]^2$$

Siendo:

$$P_n = \begin{array}{l} \text{Nivel de las curvas de probabilidad acumuladas} \\ \text{que tienen una probabilidad e n\% de ser superadas.} \end{array}$$

$$K_n = \text{Coeficiente ponderacion norma CEI - 868}$$

2.1.7.1. *Flicker* de largo término Plt

Hay cargas que causan fluctuaciones de forma prolongada, como son las cargas de hornos de arco. A los *flickers* causados por este tipo de cargas se denominan Plt por Long-term (periodo largo término). Y se calcula con base en los valores de los Pst como sigue:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{st}^3}{N}}$$

2.1.8. Armónicos

La frecuencia en una red es de 60 Hz, esto según las cargas conectadas, se produce una corriente sinusoidal con una frecuencia de 60 Hz, esto se cumple cuando las cargas son del carácter lineal, pero no todas las cargas son lineales, existen cargas que se comportan de manera no lineal como: inversores, variadores de velocidad, rectificadores, hornos entre otras; estas cargas absorben corrientes de la red con frecuencia de 60 Hz, pero además generan otras corrientes que son de frecuencia de múltiplo de 60 Hz. A estas últimas se les conoce como armónicos eléctricos, que generan en la red costos del tipo técnico y económicos.

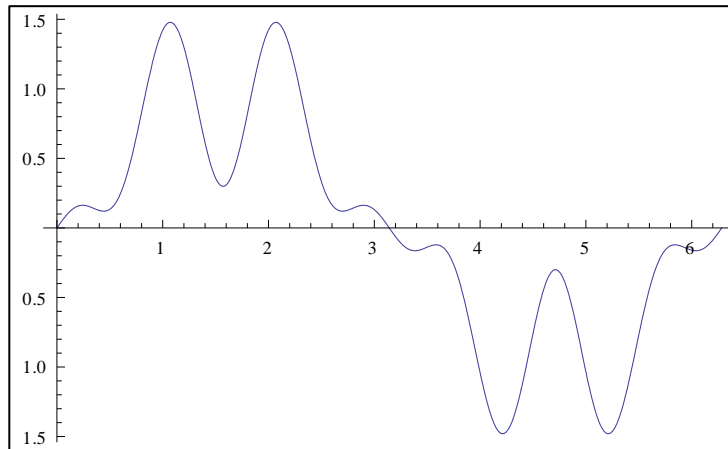
Una corriente se vuelve no sinusoidal al existir armónicos en la red, y esta a su vez distorsiona la onda sinusoidal de voltaje, al tener esta variación podríahaber problemas con las cargas que son sensibles a este tipo de fluctuaciones de la onda sinusoidal.

Utilizando la serie de Fourier se logra realizar un análisis de los armónicos presentes en la red. Descomponiendo la función original en n múltiplos de la fundamental, tomando valores como 2, 3, 4, 5, ... n.

Las corrientes armónicas son las componentes similares de una corriente eléctrica periódica descompuestas en la serie de Fourier. Para tener una idea más clara para una frecuencia fundamental de 60 Hz, el armónico de rango 5 presentará una frecuencia de 300 Hz.

En el siguiente gráfico se puede ver un ejemplo:

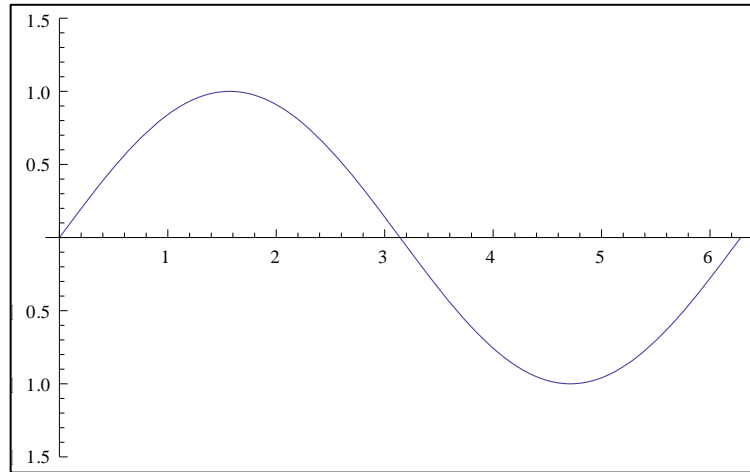
Figura 13. **Ejemplo como se distorsiona la corriente**



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Matematica 7 For Students.

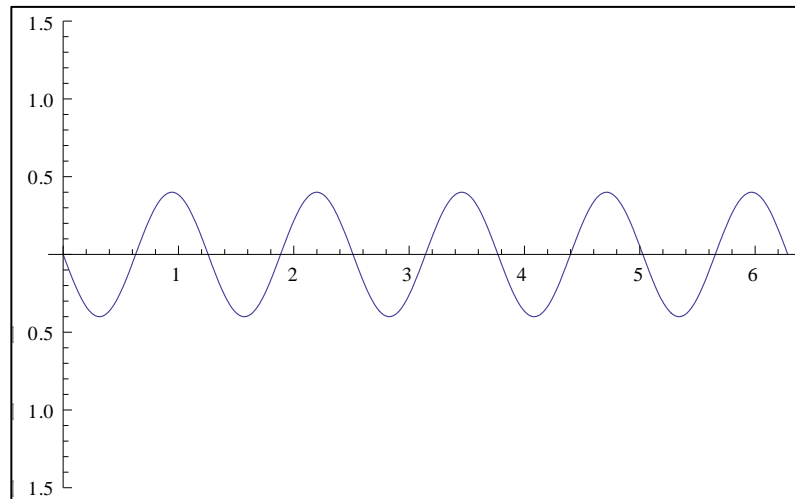
En la gráfica anterior se puede visualizar como una onda fundamental de carácter sinusoidal es distorsionada, por la presencia de un quinto y séptimo armónico. Y esta grafica sinusoidal se puede descomponer en una onda fundamental a 60 Hz, un quinto armónico 300 Hz, un séptimo armónico 420 Hz.

Figura 14. **Onda fundamental 60 Hz**



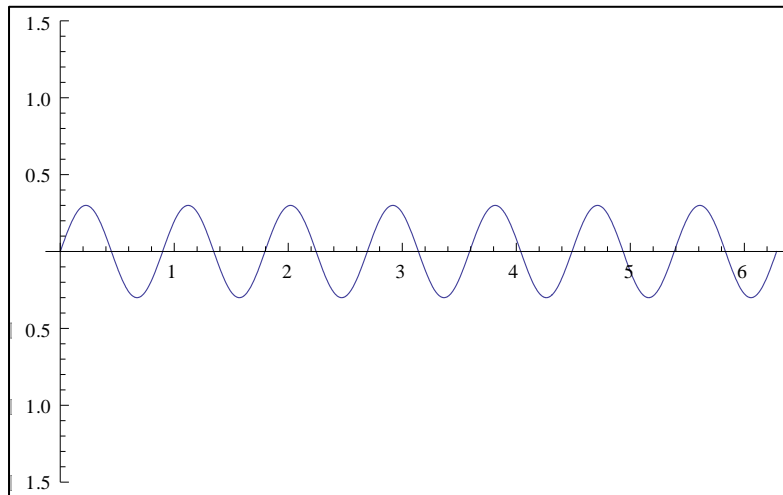
Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica 7 For Students.

Figura 15. **Quinto armónico 300 Hz**



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica 7 For Students.

Figura 16. **Séptimo armónico 420 Hz**



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Matematica 7 For Students.

2.1.8.1. Efectos de los armónicos:

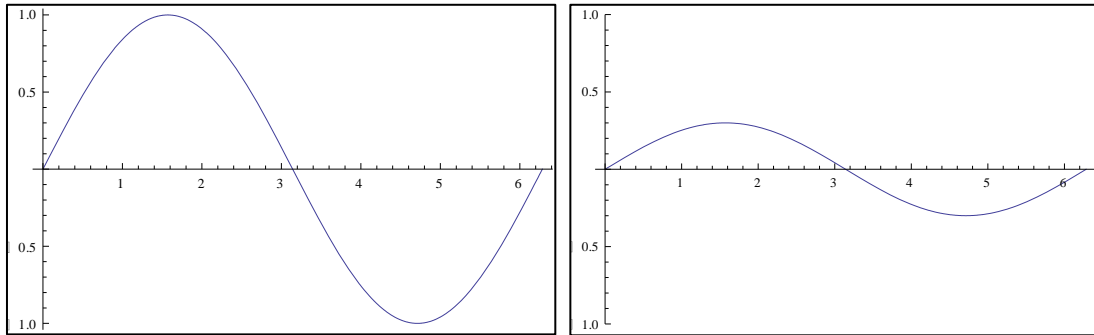
Existen varios efectos que producen la presencia de armónicos, entre los cuales se puede mencionar:

El rendimiento en general de todos los elementos que componen la red disminuye como: rendimiento de sistemas de generación, líneas transmisión, líneas de distribución, transformación.

Algunos armónicos se pueden amplificar por la resonancia serie paralelo.

En motores adicionales a las pérdidas por efecto joule y las pérdidas de magnetización, que existan armónicos puede presentar: vibraciones mecánicas, y disminución en el rendimiento del motor.

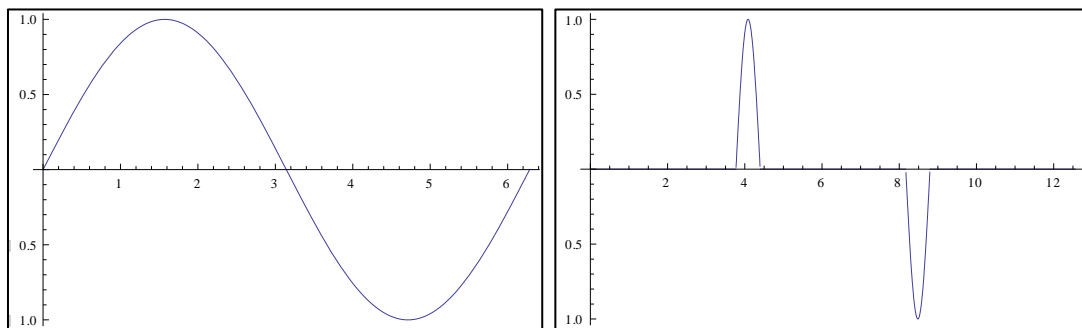
Figura 17. **Curva de corriente y voltaje con cargas lineales**



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica 7 For Students.

Como se visualiza en la gráfica anterior, al tener cargas del tipo lineal, la onda de corriente permanece sin distorsión.

Figura 18. **Curva de corriente y voltaje con cargas no lineales**



Fuente: elaboración propia, realizado con Wolfram Mathematica 7 For Students.

Como se visualiza en la gráfica anterior, al tener cargas del tipo no lineales, la onda de corriente se distorsiona.

2.1.8.2. Rango de los armónicos

Los armónicos se dividen según su rango en pares e impares, en la industria los armónicos del tipo par, no se estudian y esto es porque se anulan por ser una onda sinusoidal. En cambio, los armónicos de rango impar son de estudio porque estos no se anulan, tanto para cargas monofásicas como para trifásicas, si la conexión del transformador es en delta en el lado de baja tensión, se anula el armónico tipo impar de rango 3.

Adicional a la clasificación de armónicos en tipo par e impar, existen también armónicos que no son múltiplos de la fundamental y estos se conocen como inter-armónicos, estos están presentes en pequeñas magnitudes y estos pueden ocasionar interrupción en las señales enviadas remotamente a subestaciones de maniobra, subestaciones de transformación por mencionar uno de sus problemas.

2.2. Índice de prestación eléctrica

Es un índice que nos indica que estimado de consumo de energía eléctrica se podría tener en un lugar determinado, este relaciona la energía consumida y el área del lugar en metros cuadrados. Conociendo el índice de prestación eléctrica y la tarifa de energía eléctrica, se puede conocer cuánto sería el pago estimado por consumo de energía eléctrica del lugar.

La fórmula que define el índice de prestación eléctrica es:

$$INDPRES = \frac{Kwh}{m^2} * m^2$$

Adicional a conocer un estimado del consumo de energía eléctrica, está información es útil para conocer la emisión de dióxido de carbono. El índice tiene una clasificación de siete letras desde A hasta G, siendo A en lugar más eficiente y G el menos eficiente.

2.3. Modelos existentes para la representación de datos

Para representar una serie de datos, estos se pueden modelar, y se puede saber el tipo de comportamiento que tienen estos, y utilizar estos modelos para proyecciones a futuro.

Existen diversos modelos, entre ello se pueden mencionar: exponencial, lineal, logarítmico, polinomial de orden 2, polinomial de orden 3, polinomial de orden 4, polinomial de orden 5, potencial entre otros.

Cada uno de estos modelos tiene diferente forma.

El modelo lineal es de la forma:

$$y = mx + b$$

El modelo cuadrático es de la forma:

$$y = ax^2 + bx + c$$

El modelo exponencial es de la forma:

$$y = a * e^x$$

Encontrar una función que más se ajusta a la serie de datos es de suma importancia, estos modelos se utilizan para proyecciones de datos, y todo el análisis de datos parte de esto.

2.4. Tablero eléctrico

En un tablero eléctrico se encuentra la protección y las maniobras de los distintos circuitos existentes. Dichos tableros deben de construirse según normas eléctricas, para garantizar el buen funcionamiento, alimentación correcta de los equipos y sobre todo para garantizar la seguridad del personal que los maniobra.

2.4.1. Tipos de tablero eléctricos

Los tableros se pueden clasificar según la ubicación:

2.4.1.1. Tablero principal de distribución

Este tablero está ubicado justo después del transformador, a este tablero llegan las líneas eléctricas desde el transformador, y de este se derivan todos los tableros secundarios y posee el interruptor principal.

2.4.1.2. Tableros secundarios de distribución

Estos tableros vienen justo después del tablero principal, y se utiliza para la operación y protección de los tableros que ya alimentan las cargas.

2.4.1.3. Tableros de paso

Utilizados como paso intermedio, para instalación de protecciones como fusibles, para alimentación de derivaciones grandes en consumo, y por ser consumos grandes, es necesario un tablero intermedio para la instalación de una protección adecuada.

2.4.1.4. Tablero de distribución local

Este tablero es el que ya suministra corriente a las cargas conectadas.

2.4.2. Cálculo de tableros eléctricos:

Para el cálculo de un tablero eléctrico es necesario tomar en cuenta varios factores como:

- Diagrama unifilar, para saber cómo va a estar estructurada toda la red interna del lugar.
- Realizar un cuadro de cargas, para identificar como estarán cargados los circuitos.
- Cantidad de circuitos en el tablero, de esto depende el número de polos a utilizar.
- La potencia que demanda el lugar en estudio, para saber la cantidad de corriente que circulará a través del tablero, para dimensionamiento del flipones y la capacidad de las barras a utilizar.
- El voltaje utilizado para la alimentación de las cargas.
- Tipos de cargas a conectar, para definir si es tablero del tipo monofásico o trifásico.

Todos estos datos son utilizados para garantizar la seguridad de la operación de todos los elementos involucrados en los tableros, para evitar calentamientos y fallos.

Para el dimensionamiento de los tableros se realiza en cuadro de cargas, para cada uno de los tableros de toda la red interna, el cuadro siguiente muestra un ejemplo de la información que se debe tener por tablero.

Tabla IV. **Ejemplo de cuadro de cargas Tablero B**

No.	Circuito	Área	W	V	Φ	A	Calibre conductor	Protección	L(m)
1	B01	Iluminación auditoría interna/Notificación-archivo	1020	120	1	8.5	Thhn 14	1x15A	150
2	B02	Iluminación pasillos/baños/lobby.	635	120	1	5.3	Thhn 14	1x15A	100
3

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Es una línea para cada uno de los circuitos que se van a tener. Con los datos totales que se tengan de la potencia nominal de las cargas conectadas y voltaje del tablero, se puede saber qué corriente estará circulando por las barras, conductores y conexiones del tablero, y con esta corriente se puede dimensionar en base a tablas del fabricante, el valor comercial de barras y protecciones que ofrece en tableros y escoger uno que cumpla con los datos calculados.

2.5. Conductor eléctrico

Es el medio por el cual circula la corriente eléctrica, y este posee una conductividad eléctrica alta. Normalmente son de materiales como cobre,

aluminio, que son los más comunes por varios motivos, como: mejores valores de conductividad, resistencia a la tracción, peso y la exposición al ambiente.

Existen muchos materiales que son buenos conductores eléctricos, entre estos se puede mencionar: cobre, aluminio, oro, hierro, plata, aleaciones de estos, etc. Aun sean varios materiales los que se pueden usar como conductores eléctricos, los primeros dos mencionados son los más comunes.

La decisión de que, si se utilizan conductores de cobre o aluminio, depende mucho de la aplicación donde se van a utilizar, cada uno de estos poseen ventajas y desventajas.

Tabla V. **Comparación entre conductor cobre y aluminio**

Característica	Cobre	Aluminio
Conductividad	Mejor conductividad con un valor de $59.6 \text{ S}\cdot\text{m}^{-1}$	Posee un 63 % de la conductividad del cobre con un valor de $37.8 \text{ S}\cdot\text{m}^{-1}$
Peso	Es más pesado.	Solamente tiene el 30 % del peso del cobre.
Diámetro	Para una misma capacidad de corriente posee un diámetro menor.	Para una misma capacidad de corriente posee un diámetro mayor.
Tensión a la tracción.	Posee mayor tensión a la tracción.	Posee menor tensión a la tracción.
Mayor uso	Es mayoritariamente usado para los conductores de energía donde no importa el peso.	Es mayoritariamente usado donde el peso es muy importante, como en la distribución de energía eléctrica.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Para el transporte de energía eléctrica se puede usar el aluminio, metal que, si bien tiene una conductividad eléctrica del orden de 60 % de la del cobre, es sin embargo un material tres veces más ligero, por lo que su empleo está más

indicado en líneas aéreas que en la transmisión de energía eléctrica en las redes de alta tensión.

2.5.1. Funciones de los conductores

Trasladar los electrones que viajan gracias a la diferencia de potencial desde un punto a otro.

Crear campos electromagnéticos y modificación de la tensión al utilizar bobinas.

2.5.2. Calibre de alambre estadounidense

En los Estados Unidos, el calibre utilizado se denomina AWG, que significa *american wire gauge*, acá en este sistema mientras el número sea mayor menor capacidad de corriente se tiene nominalmente, posee mayor resistencia eléctrica interna y por el contrario, mientras el número sea menor mayor capacidad de corriente se tiene nominalmente.

En el año 1857, según las limitaciones que había de construcción en ese entonces, se seleccionó el calibre más grueso y el calibre más delgado y se determinaron 39 dimensiones entre estos dos calibres. En su momento el calibre más grueso era las 0,4600 pulgadas (Calibre 4/0) y el calibre más delgado 0,0050 pulgadas (Calibre 36).

2.5.3. Pruebas eléctricas a conductores

Para revisar la funcionalidad correcta del aislamiento de los conductores, y así poder evitar fallas futuras de cortocircuito, y que este cortocircuito ocasione

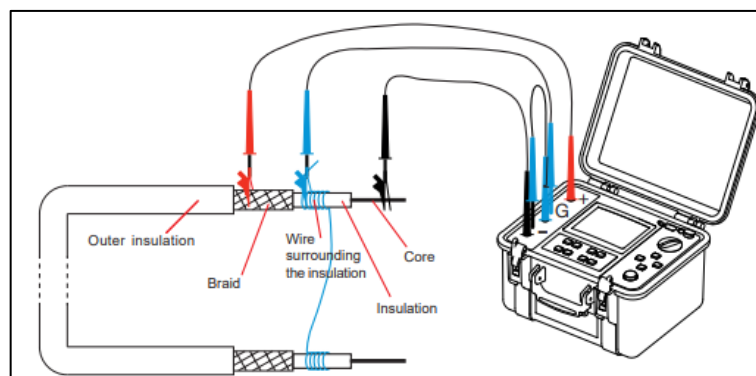
muerte del personal o incendios, existen diversas pruebas que se les puede realizar a los mismos, entre las que podemos mencionar:

2.5.3.1. Medición resistencia de aislamiento

Es una medición que se realiza con un equipo con la capacidad de generar un voltaje, este voltaje generado en algunos equipos puede llegar hasta de 10,000 voltios, esta medición en cables se realiza en circuito abierto, por lo que la corriente presente en esta medición debería ser del orden de los microamperios, si esta corriente es mayor, el equipo lo detecta y podría indicar que el conductor está dañando el aislamiento en algún punto, permitiendo que la corriente drene a tierra.

A continuación, se muestra un ejemplo de conexión a un conductor de media tensión, para realizar la medición de aislamiento del conductor:

Figura 19. Conexión de equipo medidor de aislamiento



Fuente: AEMC Instrument. (2022). User manuals Megohmmeters. Consultado el 13 de julio de 2020. Recuperado el

https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/usermanuals/Megohmmeters/6550-6555_EN.pdf.

Y foto de ejemplo de conexión de los conductores de media tensión:

Figura 20. **Ejemplo de medición de aislamiento de un cable**



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

2.5.3.2. Medición de cable mediante el uso de tecnología VLF (very low frequency)

Es una medición que como su nombre lo indica, por sus siglas en inglés, esta prueba se realiza a frecuencias muy bajas, generalmente los valores de frecuencia son de 0.1 Hz o menos, la duración del tiempo de medición es de 10 segundos.

Estos equipos trabajan en un rango de voltajes, que varía según los fabricantes, algunos equipos varían desde 20 a 200 KV y estos se construyen según la carga máxima que pueden soportar y los construyen desde los 2 microfaradios hasta los 55 microfaradios.

Se utilizan frecuencias bajas para las pruebas, la capacitancia varía inversamente proporcional a la frecuencia presente, a frecuencias muy bajas la reactancia capacitiva es muy elevada, requiriendo entonces una corriente del orden de los mA, y esto correspondería a una fuente de tensión con una capacidad muy pequeña en KVA, lo que hace posible la prueba, el caso contrario que si se utilizara la frecuencia del sistema, la reactancia capacitiva sería muy baja y la corriente sería mucho más grande, y para los voltaje de pruebas la fuente sería de una capacidad en KVA muy elevada, convirtiendo la medición en no práctica.

Las pruebas VLF no causan deterioro y no son destructivas, lo que es cierto que si un cable que estaba en funcionamiento se somete a una prueba VLF, como se somete a una tensión que es 2 o 3 veces su nominal, este puede fallar, que es lo que se pretende con estas pruebas, si un cable falla con la prueba, este tampoco va durar mucho cuando esté bajo servicio.

2.6. Diagrama unifilar

Es una representación de un sistema eléctrico, sin importar la cantidad de conductores utilizados por fase, en esta representación se utiliza un solo hilo. A través del diagrama unifilar se representa la integración de lo que compone un sistema eléctrico, en él se indica equipos como transformadores, reguladores, seccionadores, circuitos alimentadores, circuitos derivadores, etc., y sus conexiones.

2.7. Termografía

La termografía, hoy en día, es ampliamente utilizada en muchas áreas, como: Industria, equipos de distribución, equipos de transmisión, equipos de

generación, entre muchas otras áreas. Herramienta que es utilizada como mantenimiento predictivo.

El principio en que se basa es que todos los objetos en la tierra poseen calor, y el calor viaja de los objetos con una temperatura más elevada a los que tienen menos temperatura. Por lo que se puede decir que todos los objetos transfieren y reciben calor.

Una forma que utiliza el calor para transferirse es a través de radiación, la radiación tiene un espectro de 0.4 a 14 micrómetros. Para el ojo de una persona las ondas que puede visualizar son de 0.4 a 0.7 micrómetros.

Según la cantidad de micrómetros, las ondas infrarrojas se pueden clasificar como sigue:

- Visibles: 0.4 a 0.7
- Infrarroja: alrededor de 1.
- Infrarroja onda corta: 2 a 5.
- Infrarroja onda larga: 8 a 14.

Un medio para ver estas ondas infrarrojas, son a través de las cámaras infrarrojas, estas nos permiten ver estas ondas que no son visibles por el ojo humano. Las cámaras infrarrojas son un medio muy versátil, sin necesidad de contacto se pueden determinar fallas en los elementos, que mediante una planificación previa ya se pueden intervenir.

2.7.1. Infrarrojos

El ojo humano puede ver cierto rango de micrómetros, y detecta la radiación electromagnética que está dentro del rango de espectro de luz visible. La radiación electromagnética infrarroja no es posible ser vista por el ojo humano.

El calor o la radiación térmica, se considera como la principal fuente de infrarrojos.

2.7.2. Análisis de foto termográfica, aplicando datos radiométricos

La relación entre la radiación electromagnética y la temperatura sería el medio para saber la temperatura de un equipo sin necesidad de contacto, en varias áreas de mantenimiento de la industria, es necesario y práctico poder realizar mediciones de temperatura, sin la necesidad de contacto físico con el elemento al que se le desea realizar mediciones. Pero cómo medir la radiación electromagnética, es aquí donde se introduce el concepto de radiometría, que es la técnica que se utiliza para la medición de radiación electromagnética.

En la radiación electromagnética se manejan varios conceptos que es de importancia saber su significado, como lo son; emisividad, radiancia, reflectancia, radiometría, fotometría, flujo radiante, intensidad radiante, radiación, irradiación.

La radiometría se define como la ciencia que estudia la medición de la radiación electromagnética. Abarca longitudes de onda desde 0.01 hasta 1000 micrómetros. La fotometría se limita únicamente a las longitudes de onda que son visibles por el ojo humano. En la radiometría son importantes son siguientes tres conceptos:

Flujo radiante es la cantidad total de energía radiante que ha sido emitida por una fuente o recibida por una superficie del objeto en estudio. Su unidad de medida es el Watt. El flujo radiante también es definido como la división entre la energía en forma de radiación en las diferentes direcciones que tiene este y el tiempo. (Konita Minolta, 2006)

Intensidad radiante se define como la suma de la energía que se tiene en los rayos emitidos por la fuente. Su unidad de medida es el Watt/metro Cuadrado.

Radiación se define como la intensidad radiante total sobre un área que se proyecta su unidad de medida es Watt/metros cuadrados (proyectado).

2.7.2.1. Parámetros de referencia para el análisis con termografía:

Analizar una imagen termográfica requiere de saber un parámetro de referencia, de cómo el objeto en estudio se comporta en su forma nominal. Una forma de realizarlo es como indica en la norma ISO 18434:2008 que habla de los diagnósticos realizados con termografía.

Norma ISO 18434:2008: la termografía comparativa es la técnica más común y normalmente utilizada para proporcionar mejores datos de análisis, como la operación de un equipo en estudio es muy cambiante. Esta norma divide el análisis en dos tipos, el cuantitativo y el cualitativo. El método cuantitativo es un método aceptado y efectivo para evaluar la condición de un equipo o componente determinando temperaturas aproximadas. Un ejemplo de termografía cuantitativa es que si dos o más máquinas operan en el mismo ambiente y bajo las mismas condiciones de carga, y una de estas máquinas está experimentando una temperatura elevada, esto es un indicativo de que puede

existir una condición de deterioro. Qué tanta diferencia de temperatura existe entre una máquina y otra puede establecer la gravedad de la condición, por poner un ejemplo, si en una máquina en estudio comparado con otras trabajando en las mismas condiciones solo existe 5 °C, puede considerarse una diferencia no crítica, mientras que un diferencial de 100 °C puede considerarse crítica. Por lo que, a diferencia del método cualitativo que también puede detectar deficiencias, el método cuantitativo es con el que se puede determinar la criticidad del objeto en estudio. (ISO, 2008)

Tal como lo indica esta norma, se toman las temperaturas de referencia de equipos similares, valores obtenidos en otras tomografías trabajando en condiciones similares. Y se define la siguiente tabla de donde parte el análisis.

Tabla VI. **Temperaturas de referencia análisis termografía**

Nombre elemento:	Temperatura nominal:
Flipones:	40°C
Conductor THHN:	90°C
Conexiones:	30°C – 40°C.
Fargos:	30°C – 40°C.
Bail clamp:	30°C – 40°C.
Cortacircuitos:	30°C – 40°C.
Portafusible:	30°C – 40°C.
Conductor ACSR:	30°C – 40°C.
Transformadores convencionales:	80°C.
Transformadores secos:	90°C.

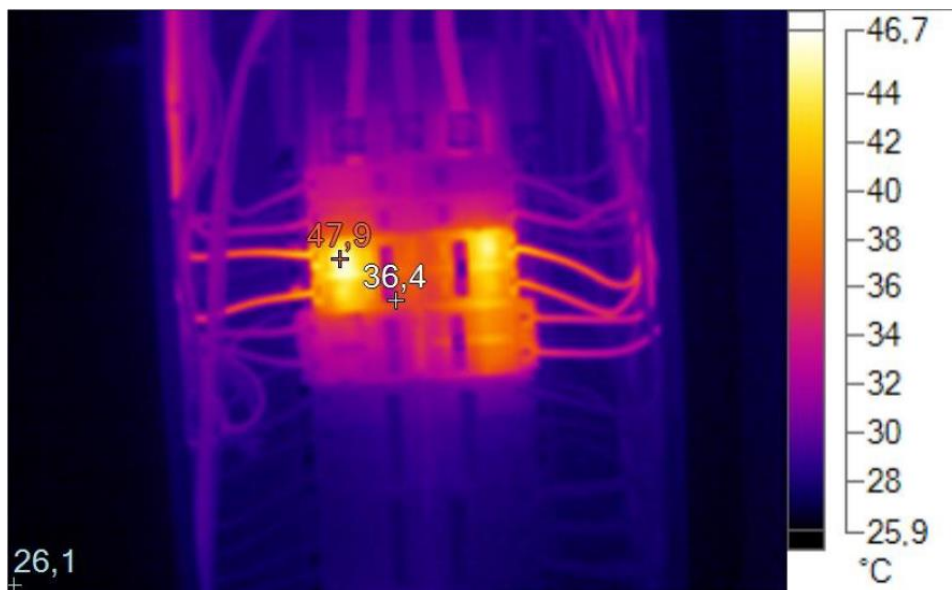
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

La termografía es muy utilizada en el sector industrial, empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución, etc. y a continuación se miran ejemplos de análisis de imágenes de termografía según las diferentes áreas:

2.7.2.2. Análisis de imagen infrarroja en el sector industrial

La termografía en el sector industrial se utiliza para análisis de tableros de distribución, motores eléctricos, conexiones etc. A continuación, se muestra un ejemplo.

Figura 21. Ejemplo 1 análisis imagen infrarroja



Fuente: elaboración propia, realizado con cámara termográfica.

Como se mira en la imagen, este es un breaker de 20 amperios, por el que están circulando alrededor de 19 amperios, con picos instantáneos que superan la capacidad nominal de 20 amperios, según especificaciones del fabricante, la temperatura nominal del breaker es de 40 °C y en base a la Norma ISO 18434:2008 con la que se estableció la tabla anterior y como se logra visualizar en la termografía realizada. la temperatura del *breaker* está alrededor de 48 °C,

donde se nota la sobrecarga existente de ese circuito. La acción necesaria por realizar es redistribuir las cargas, para que este circuito trabaje dentro de la corriente nominal para el que esté diseñado.

Tabla VII. **Conclusión 1 análisis termografía sector industrial**

Detección falla	Motivo de falla	Solución de falla
Temperatura nominal de breaker, por encima de la temperatura que establece Norma ISO 18434:2008 y la establecida por el fabricante.	Según medición de amperaje que está circulando a través de ese <i>breaker</i> , la corriente tiene máximos instantáneos que superan la temperatura de referencia.	Es necesario redistribuir cargas, y que no esté sobrecargado este <i>breaker</i> .

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 22. **Ejemplo 2 análisis de imagen infrarroja**



Fuente: elaboración propia, realizado con cámara termográfica.

Figura 23. **Ejemplo 2 Luz visible de punto de falla**



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

Como se puede visualizar en la imagen anterior, existe un punto caliente en la conexión interna de la espiga de 220V. Esto es debido al mal manejo de la espiga, provocando esto el daño interno del conducto, reduciendo la capacidad de conducción de este, generando un punto caliente con una temperatura 66,7 °C. La acción necesaria es cambio de la espiga y sus conexiones, eliminar tramo dañado de conductor.

Tabla VIII. **Conclusión 2 análisis termografía sector industrial**

Detección falla	Motivo de falla	Solución de falla
Temperatura nominal de la espiga, por encima de la temperatura que establece la Norma ISO 18434:2008 y la establecida por el fabricante.	Daño interno del conductor por mala manipulación y uso incorrecto de la misma.	Es necesario el cambio de espiga y sus conexiones y eliminar el tramo dañado de conductor.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

2.7.2.3. Análisis de termografía en el área de generación

En empresas de generación se utiliza para análisis de tableros, motor generador, subestaciones, barraje, interruptores de potencia, *recloser*, etc.

Figura 24. **Ejemplo 3: Análisis imagen infrarroja**



Fuente: elaboración propia, realizado con cámara termográfica.

Figura 25. **Ejemplo 3 Imagen luz visible de punto falla**



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

Como se puede visualizar, en la imagen termográfica se muestra un punto caliente generado entre la conexión de dos barras conectadas a un sistema de 69KV. Generando una temperatura de 98,7 °C comparado con la temperatura ambiente de 25 °C.

Para corregir este problema es necesario realizar un descargo de la subestación, arreglar el falso contacto existente y limpieza necesarios, de esta manera se elimina el punto caliente que se había generado.

Tabla IX. **Conclusión análisis de termografía sector generación**

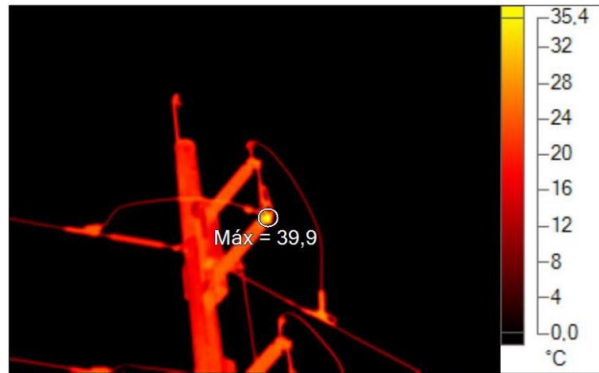
Detección falla	Motivo de falla	Solución de falla
Temperatura nominal de la conexión entre barras, por encima de la temperatura que establece norma Norma ISO 18434:2008 y la establecida por el fabricante.	Falso contacto en el conector a la barra.	Es necesario realizar un descargo de la subestación, arreglar el falso contacto existente y limpieza necesarios.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

2.7.2.4. Análisis de termografía en el área de transmisión

En empresas de transmisión se utiliza la termografía para análisis de KPF, remates de línea, empalmes, etc.

Figura 26. **Ejemplo 4 Análisis imagen infrarroja**



Fuente: elaboración propia, realizado con cámara termográfica.

Como se puede visualizar en esta imagen termográfica, se generó un punto caliente en la conexión del conductor con el seccionador de línea KPF en una línea de 69KV. Generando una temperatura de 39,9 °C, comparado con la temperatura ambiente de 20 °C.

Para lograr corregir el punto caliente es necesario intervenir el KPF, es necesario un descargo de la línea, realizar una limpieza de los contactos y realizar un buen ajuste de las conexiones.

Tabla X. **Conclusión análisis de termografía sector transmisión**

Detección falla	Motivo de falla	Solución de falla
Temperatura nominal de la conexión entre el KPF y conductor, por encima de la temperatura que establece Norma ISO 18434:2008 y la establecida por el fabricante.	Falso contacto y falta de limpieza de conexión entre el KPF y conductor.	Es necesario realizar un descargo de la línea, arreglar el falso contacto existente y limpieza necesarios.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

2.7.2.5. Análisis de termografía en el área de distribución

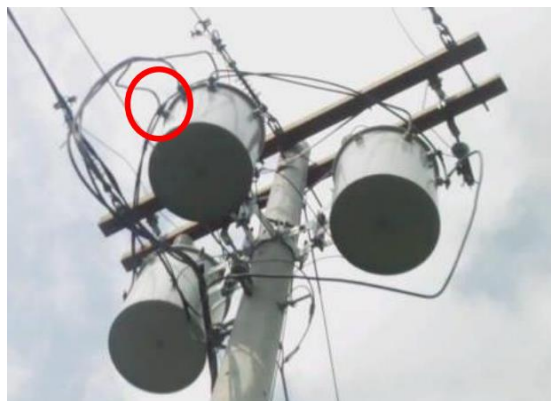
En empresas de distribución se utiliza para análisis de transformadores, reconectores, cuchillas seccionadoras, empalmes, cortacircuitos, etc.

Figura 27. Ejemplo 5 Análisis de imagen infrarroja



Fuente: elaboración propia, realizado con cámara termográfica.

Figura 28. Ejemplo 5 Luz visible punto de falla



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

En un transformador de distribución, en uno de sus *bushing* del lado secundario, muestra una temperatura de 260 °C, es necesario realizar un descargo programado. Revisar las conexiones externas e internas, posiblemente cambiar el *bushing* secundario, por la elevada temperatura pudo haberse dañado. Se hizo el reemplazo de este, eliminando el punto caliente generado.

Tabla XI. **Conclusión termografía sector distribución**

Detección falla	Motivo de falla	Solución de falla
Temperatura nominal del <i>bushing</i> de lado secundario, por encima de la temperatura que establece norma ISO 18434:2008 y la establecida por el fabricante.	Falso contacto y falta de limpieza en conexiones internas y externas del transformador.	Es necesario realizar un descargo de la línea, arreglar el falso contacto existente y limpieza necesarios.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

2.7.3. Tipo de cámaras, usos y fallas que se pueden detectar con termografía

2.7.3.1. Tipos de cámaras

Existen varios tipos de cámara según la clasificación en la que se quiera como:

Por la forma constructiva:

- Refrigeradas: internamente se emplean semiconductores exóticos que se encuentran refrigerados y al vacío, esto hace que la sensibilidad de la cámara sea mejor y se incremente. Para lograr esto se utilizan materiales como telururo de cadmio y mercurio.

- No refrigeradas: se denominan así porque son construidas con otros materiales como silicio amorfo y óxidos de vanadio.

En función del detector, se puede hablar de detectores criogenizados y detectores al ambiente:

- Detectores criogenizados: los detectores de este tipo de cámara están sellados al vacío, a temperatura bajo cero que se logra con enfriar con un equipo criogénico. Estos poseen mayor sensibilidad comparados con los tipo ambiente. Su costo es más elevado que los tipo ambiente.
- Detectores tipo ambiente: Esto como su nombre lo indica, es porque estos operan a temperatura ambiente, para evitar la interferencia por la temperatura ambiente, se cambian las propiedades eléctricas del cuerpo emisor, modificando corriente, voltaje, resistencia, etc. La ventaja de estos es que son de menor costo, comparados con los criogenizados, y son de menor tamaño. Entre sus desventajas es que son menos sensibles

En función del origen de la radiación:

- Activas: estas emiten un haz infrarrojo que alumbró el objeto bajo estudio, y el cuerpo al recibir el haz, este también emite alumbramiento y este es percibido por la cámara y lo interpreta una imagen monocromática.
- Pasivas: estas no poseen reflectores, y reciben la radiación, tal cual es emitida por el objeto en estudio.

2.7.3.2. Fallas que se pueden detectar con termografía

La termografía se utiliza en muchas áreas, y esta nos permite detectar fallas o desperfectos, sin entrar en contacto físico con el área en estudio, permitiéndonos realizar mantenimiento predictivos y preventivos y esto da una gran versatilidad. A continuación, se detallan algunas fallas que se pueden detectar con termografía:

En el área de la electricidad:

- Falso contacto en conexiones, por falta de limpieza en conexiones o falta de apriete.
- Sobrecarga en elementos de protección y conducción.
- Sobrecarga y falsos contactos en transformadores.
- Circulación adecuada del aceite en radiadores de transformadores de potencia.
- Falsos contactos en conexiones de líneas de transmisión y distribución.
- Falsos contactos en elementos de protección y seccionamiento de líneas de transmisión y distribución.

En el área de la mecánica:

- Sobrecarga en motores.
- Sobrecarga en bombas.
- Fricción en rodillos con fajas.
- Sobrecalentamiento en cojinetes.
- Escapes de tuberías.
- Niveles de tanques y tuberías.

En infraestructuras:

- Deficiencia de hermeticidad para aires acondicionados.
- Detección de humedad en paredes y techos.
- Fallas en construcción.
- Verificación de sistemas de calefacción.
- Detección de fugas en tuberías.
- Aislamiento estructural deteriorado.

En medicina y salud:

- Detección de temperatura corporal.

Rescate a personas:

- Localización de seres vivos, rescate y seguridad.

2.8. Luxómetro

Sirve para medir la iluminación real y subjetiva del ambiente en estudio. Es también conocido como lux metro, y su unidad de medida es Lux. (Konica Minolta, 2006)

En su parte física constructiva utilizan una célula fotoeléctrica el cual capta la luz del ambiente en estudio, y este transductor lo convierte en impulsos eléctricos, los cuales son los que dan la medición en escala de luxes.

Es muy importante medir la iluminación, porque en todo lugar se utiliza la misma, y se puede estar usando ineficientemente.

2.9. Corriente cortocircuito, protecciones y sistema de tierras

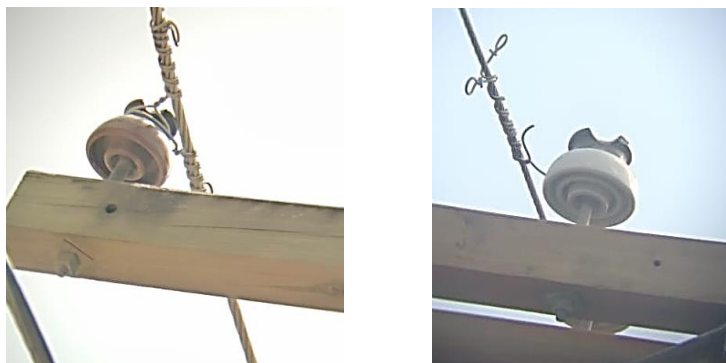
2.9.1. Corriente cortocircuito

Esta corriente se origina cuando hay un paso directo entre una de las fases y tierra, o cuando hay un paso directo entre dos fases. Estas fallas pueden presentarse en equipos instalados, líneas eléctricas entre otros.

La corriente de cortocircuito sucede cuando se pierde aislamiento, y un ejemplo de cuando se pierde aislamiento puede ser:

- Amarre defectuoso de las líneas sobre aisladores. Como se visualiza en las siguientes imágenes, el amarre del cable ACSR sobre el aislador tipo pin, está a punto de soltarse y caer sobre el crucero de madera, y esto provocaría que se pierda el aislamiento entre la fase y tierra, provocando la corriente de cortocircuito.

Figura 29. **Ejemplo de línea de media tensión a punto de provocar cortocircuito con el crucero**



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

- Alta grado de contaminación sobre componentes y equipos eléctricos.
- Perdida de libranza entre dos circuitos de líneas distintos.
- Falla y degradación de aceite dieléctrico en equipos, provocando así, un cortocircuito interno en los mismos.
- Impacto de árbol y objeto sobre línea de distribución, como se puede visualizar en las siguientes imágenes, una rama impacto sobre una línea de media tensión, provocando la pérdida de libranza contra tierra, usando de camino conductor la propia rama.

Figura 30. **Ejemplo de una rama a punto de provocar cortocircuito con la línea de media tensión**



Fuente: [Fotografía de Benjamin Francisco Arriola Rodas]. (Guatemala, Guatemala, 2022).
Colección particular. Guatemala.

- Fallas en motores instalados, provocando así, pérdida de aislamiento de las bobinas con respecto a tierra.

- Falla en aislamiento de conductores, por mala manipulación, protección inadecuada y sobrecarga produciendo daño en el aislamiento de los conductores.

Para evitar que las fallas que provocan cortocircuito, no se agraven tanto, al punto de causar pérdidas muy elevadas por los equipos instalados, incendios, muerte de personal, entre otros; se utilizan protecciones para cada uno de ellos, que en presencia de cortocircuito estos actúen.

2.9.1.1. Origen de un cortocircuito:

El fenómeno se da cuando existe alguna conexión entre dos puntos distintos de tensión diferentes que poseen baja resistencia o impedancia. Cuando existe esta conexión la corriente de cortocircuito se incrementa a muchas veces su corriente nominal. Cuando se da el cortocircuito existe un esfuerzo térmico y electrodinámico sobre todos los elementos de un sistema, y siendo este de magnitudes elevadas, es de interés la eliminación rápida de los mismos. (Ramos, 2015)

Existen varias razones que lo provocan, entre ellas se pueden mencionar:

- Maniobras erróneas en circuitos, provocando el cierre de un circuito contra tierra, o el cierre de un circuito contra otro circuito que no estén en fase y que no pertenezcan al mismo nodo de salida.
- Inundaciones de circuitos subterráneos degradando el forro y aislamiento de los conductores subterráneos, cuando falla este, se provoca una falla entre una fase y tierra, o entre una fase y otra.
- Incendios de áreas cercanas al circuito, que pueden provocar degradación del aislamiento de los elementos del sistema.

- Por descargas electroatmosféricas sobre los elementos del sistema.
- Por impacto de objetos o ramas sobre los elementos del sistema.
- Por contacto de animales con los elementos del sistema.

2.9.1.2. Elementos existentes cuando se da una falla

En un circuito de corriente alterna cuando está presente una falla, la corriente que se genera se puede representar como sigue:

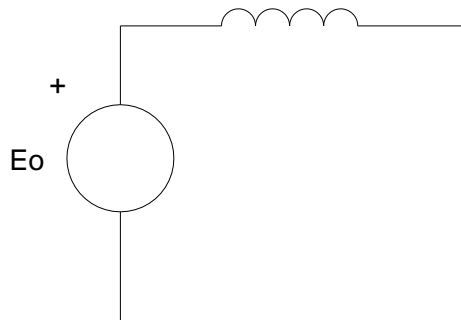
$$i(t) = \underbrace{\frac{V_m}{Z} * [\sin(\omega t + \alpha - \varphi)]}_{\text{Componente directa}} - \underbrace{(\sin \alpha - \varphi) * e^{-\frac{t}{\tau}}}_{\text{Componente alterna}}$$

La corriente contiene dos componentes: una componente de corriente alterna y una componente de corriente directa.

Cuando existe un cortocircuito, la corriente que se produce en las fases del inducido pasará por tres etapas: subtransitorio, transitorio y régimen permanente.

Si se dice que la resistencia del inducido es muy pequeña comparado con la reactancia, el circuito equivalente sería de la siguiente forma:

Figura 31. Diagrama de circuito equivalente en un generador



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

El transitorio que se produce en las corrientes de cortocircuito se basa en la ley de Lenz que dice:

Plantea que la tensión que se aplique a un conductor genera una fuerza electromotriz, el campo magnético se opone a toda variación de la corriente original que lo produjo. (Open Stax, s.f.)

La corriente variara desde un valor cero, hasta alcanzar un régimen permanente, y la variación de la corriente es de carácter sinusoidal con una magnitud predeterminada. Por lo mismo, si la corriente tiene ese comportamiento el campo magnético también lo tendrá, desde que la máquina está trabajando en vacío, hasta la presencia del cortocircuito en el inducido.

Según la ley de Lenz, no existe un cambio inmediato entre la máquina trabajando en vacío y cuando por ella circula la corriente de cortocircuito. Entonces esta es la razón que exista un régimen transitorio, mientras se alcanza el régimen permanente. (Open Stax, s.f.)

Durante la presencia del cortocircuito, el campo magnético en el entrehierro de una maquina eléctrica, variará y será diferente en régimen transitorio y en régimen permanente. En régimen transitorio en presencia de un cortocircuito aparecerán fuerzas electromotrices, inducidas en devanados del inductor y estas producirán corrientes transitorias en ellos.

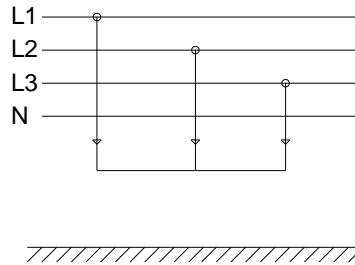
- Corriente permanente en cortocircuito: es una corriente perfectamente sinusoidal con una magnitud de corriente I_{cc} con un desfase de 90° con respecto a la fuerza electromotriz en vacío e_0 .
- Corriente transitoria en cortocircuito: es la corriente que aparece por la acción del devanado del inductor, esta es de carácter amortiguada hasta anularse. Y es de carácter exponencial.
- Corriente subtransitoria: es la originada por la acción del devanado amortiguador, es de carácter amortiguado y exponencial.

2.9.2. Tipos de falla que se dan en una red

- Falla trifásica equilibrada:

Esta falla es la de menor probabilidad de un sistema eléctrico. Acá esta solo presente la componente de secuencia positiva. (Rodríguez, s.f.)

Figura 32. **Representación gráfica de falla trifásica equilibrada**

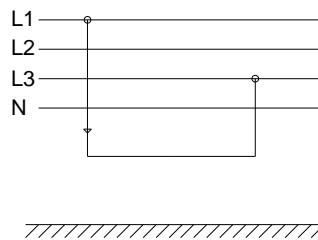


Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

- **Falla bifásica:**

Falla desbalanceada, falla asimétrica, es cuando hace contacto dos fases del sistema eléctrico. Acá está presente el componente de secuencia negativa adicional a la positiva. (Rodríguez, s.f.)

Figura 33. **Representación gráfica de falla bifásica**

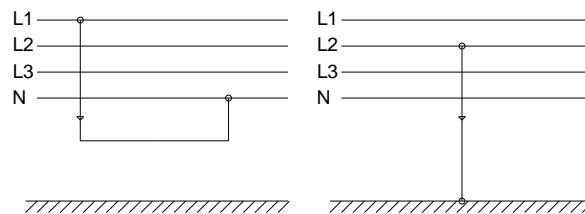


Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

- **Falla monofásica:**

Es la falla de mayor probabilidad, es cuando hace contacto una de las fases con tierra. Acá abarca los tres tipos de secuencia presentes en una falla, secuencia positiva, secuencia negativa, secuencia cero. (Rodríguez, s.f.)

Figura 34. Falla monofásica



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

2.9.3. Ejemplo cálculo de cortocircuito:

A continuación, se detalla un ejemplo de cálculo de cortocircuito en baja tensión, para este ejemplo se va a utilizar, la norma IEC 60909-1.

En la alimentación de una industria, siempre intervienen varios elementos como:

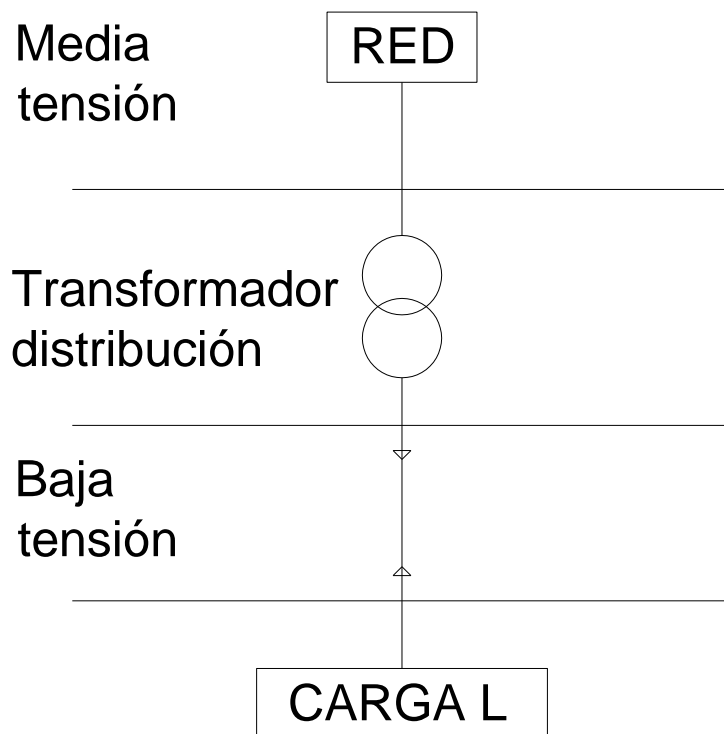
- La red externa de alimentación de distribución.
- Transformador reductor de distribución.
- La red interna de alimentación en baja tensión.

Cada uno de los detallados anteriormente aporta una impedancia al sistema, y son parte del cálculo de cortocircuito.

En la presencia de un cortocircuito se genera un camino de impedancia muy reducido, por el cual va circular la corriente, y esto produce como consecuencia una sobrecorriente y una caída de tensión en el sistema.

Los elementos mencionados anteriormente se pueden visualizar en el siguiente diagrama unifilar que se utilizará para el ejemplo.

Figura 35. **Diagrama simplificado de conexión de una carga a la red**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Y cada uno de estos elementos tiene las siguientes características:

Tabla XII. **Características red y carga ejemplo para el cálculo**

DATOS RED DE DISTRIBUCIÓN		
VOLTAJE RED DE DISTRIBUCIÓN	13.2	KV
POTENCIA CORTOCIRCUITO	500	MVA
RELACIÓN X/R	15	PU
TRANSFORMADOR		
POTENCIA NOMINAL	225	KVA
IMPEDANCIA CORTOCIRCUITO	4 %	
TENSIÓN PRIMARIA	11400	V
TENSIÓN SECUNDARIA	208	V
PÉRDIDAS COBRE	3505	W
RED BAJA TENSIÓN		
NIVEL TENSIÓN	208	V
CABLE ACOMETIDA	4/0	awg
LONGITUD DE LA RED (ACOMETIDA)	30	m
LONGITUD DE LA RED (ALIMENTADORES)	20	m
IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE CONDUCTORES		
CONDUCTOR ACOMETIDA		
R(Ω /Km)	0.207	
X(Ω /Km)	0.167	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-FASE		
R(Ω /Km)	1.61	
X(Ω /Km)	0.167	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-NEUTRO		
R(Ω /Km)	1.02	
X(Ω /Km)	0.157	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-TIERA		
R(Ω /Km)	2.56	
X(Ω /Km)	0.171	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Lo que se debe obtener primero es el equivalente de Thevenin en el punto en estudio del cortocircuito, para esto se va a obtener todas las impedancias características de la red, de cada uno de los elementos que participan en la red, según el diagrama unifilar detallado con anterioridad, esta impedancia equivalente de Thevenin es la que se utilizará para obtener la corriente de cortocircuito en estudio.

- Red de distribución

El valor c lo obtenemos del valor recomendado en la Norma IEC 60909. Así como los valores de potencia de cortocircuito de la red, hay varios valores recomendados en la Norma IEC 60076-5 que son los que se tomarán de referencia para este ejemplo.

$$Z_1 = \frac{c * V_R^2}{S_R}$$

$$Z_1 = \frac{1.1 * 13,200^2}{500 * 10^6} = 0.383$$

Se tiene que la relación entre la reactancia y la resistencia es:

$$\frac{X_1}{R_1} = 15$$

Si de la siguiente ecuación se despeja R_1 y se sustituye la relación anterior entre reactancia y resistencia:

$$Z_1^2 = R_1^2 + X_1^2$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{Z^2}{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}}$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{0.383^2}{1 + (15)^2}} = 0.02547$$

Sustituyendo R1 en la siguiente expresión y despejando X1 se obtiene:

$$\frac{X_1}{R_1} = 15$$

$$\frac{X_1}{0.02547} = 15$$

$$X_1 = 0.3821$$

Como el estudio de cortocircuito es en el lado secundario del transformador es necesario referir estos datos con el siguiente factor:

$$K = \frac{V_P}{V_S} = \frac{13200}{208} = 63.462$$

Se procede a referir estos valores al lado secundario:

$$R_{1S} = \frac{R_{1P}}{K^2} = \frac{0.02547}{63.462^2} = 6.3258 * 10^{-6}$$

$$X_{1S} = \frac{X_{1P}}{K^2} = \frac{0.3821}{63.462^2} = 9.48873 * 10^{-5}$$

- Para el transformador

$$Z_2 = Z_{\%} * \frac{V_S^2}{S_T} = 0.04 * \frac{13200^2}{225,000} = 0.00769$$

Si se despeja R2 de las pérdidas del cobre del transformador:

$$R_{1\phi} = \frac{P_{C1\phi}}{I^2} = \frac{3505}{624.54} = 0.002995$$

Calculando X2:

$$Z_2^2 = R_2^2 + X_2^2$$

$$X_2 = \sqrt{Z_2^2 - R_2^2} = \sqrt{0.00769^2 - 0.002995^2} = 0.007084$$

- Acometida baja tensión:

$$R_3 = 0.207 \frac{\Omega}{Km} * (0.03Km) = 631 * 10^{-3}\Omega$$

$$X_3 = 0.167 \frac{\Omega}{KM} * (0.03Km) = 5.01 * 10^{-3}$$

- Conductores usados para alimentadores:

$$R_{4\Omega-\phi} = R_{4-\phi\Omega/KM} * Longitud = 0.0322$$

$$X_{4\Omega-\phi} = X_{4-\phi\Omega/KM} * Longitud = 0.00334$$

$$R_{4\Omega-N} = R_{4-N\Omega/KM} * Longitud = 0.0204$$

$$X_{4\Omega-N} = X_{4-N\Omega/KM} * Longitud = 0.00314$$

$$R_{4\Omega-T} = R_{4-T\Omega/KM} * Longitud = 0.0512$$

$$X_{4\Omega-T} = X_{4-T\Omega/KM} * Longitud = 0.00342$$

Aplicando el Teorema de Thevenin, la resistencia equivalente y reactancia para una falla trifásica es:

$$R_{3\phi} = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 = 0.044141$$

$$X_{3\phi} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 0.01552904$$

$$Z_{3\phi} = \sqrt{R_{3\phi}^2 + X_{3\phi}^2} = 0.0442275$$

Calculando la corriente de cortocircuito (rms) en una falla trifásica, con los datos obtenidos con anterioridad:

$$I_{CC_{RMS}} = \frac{C * \frac{V_{\phi-\phi}}{\sqrt{3}}}{Z_T} = \frac{1.1 * \frac{208}{\sqrt{3}}}{0.04422} = 2986.8 \text{ A}$$

Convirtiendo este valor rms a pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = \sqrt{2} * 2986.8 = 4223.94 \text{ A}$$

Calculando el factor para la obtención de la corriente Asimétrica:

$$K = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{R}{X}} = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{0.04141166}{0.015529}} = 1.02$$

Con los datos anteriores queda una corriente asimétrica rms:

$$I_{CC_K} = K * I_{CC_{RMS}} = 1.02 * 2986.8 = 3047.49 \text{ A}$$

Y una corriente asimétrica pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = 4309.90 \text{ A}$$

Para la corriente de falla a tierra, se aplica el mismo procedimiento anterior, solo que se incluye la resistencia y reactancia del conductor de puesta

a tierra. Aplicando el Teorema de Thevenin, la resistencia equivalente y reactancia para una falla a tierra es:

$$R_{1\phi} = R_1 + R_2 + R_3 + R_{4F} + R_{4T} = 0.092611$$

$$X_{1\phi} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 0.01894$$

$$Z_{1\phi} = \sqrt{R_{1\phi}^2 + X_{1\phi}^2} = 0.09455$$

Calculando la corriente de cortocircuito (rms) en una falla trifásica, con los datos obtenidos con anterioridad:

$$I_{CC_{RMS}} = \frac{C * \frac{V_{\phi-\phi}}{\sqrt{3}}}{Z_T} = \frac{1.1 * \frac{208}{\sqrt{3}}}{0.09453} = 1397.4 A$$

Convirtiendo este valor rms a pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = \sqrt{2} * 1397.4 A = 1976.24 A$$

Calculando el factor para la obtención de la corriente Asimétrica:

$$K = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{R}{X}} = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{0.04141166}{0.015529}} = 1.02$$

Con los datos anteriores queda una corriente asimétrica rms:

$$I_{CC_K} = K * I_{CC_{RMS}} = 1.02 * 1394.4 = 1425.36 A$$

Y una corriente asimétrica pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = 2015.7630 A$$

2.9.4. Cortacircuitos fusibles de baja tensión:

Se basa en el principio de efecto Joule, donde un hilo entra a estado de fusión. Estos tienen muchas clasificaciones con base en la capacidad de corriente, estos se funden según la corriente de operación para lo cual fueron diseñados.

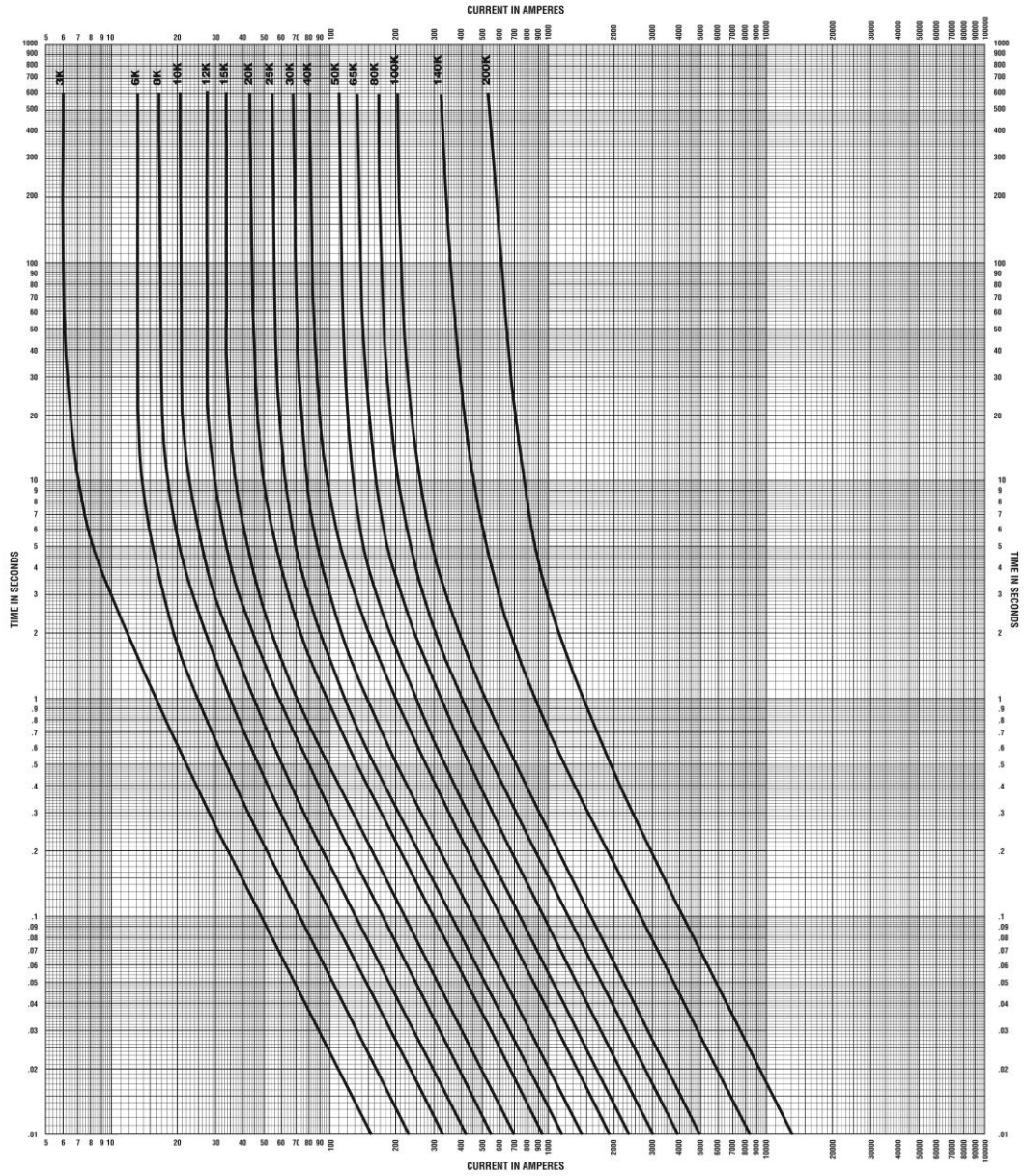
Se utilizan diferentes materiales para su construcción como lo son: Plomo, estaño, zinc entre otros. Y estos materiales son preferiblemente utilizados por su bajo punto de fusión.

Cuando se habla de corriente en un fusible es de interés la corriente nominal y la corriente máxima de corte, la corriente nominal es la corriente normal de operación para la cual el fusible ha sido creado, y la máxima de corte es la corriente máxima que puede interrumpir.

Hay varias desventajas en los fusibles y una de ellas es que los equipos pueden quedarse trabajando en dos fases, uno de los fusibles pudo haber actuado para proteger y los otros no.

A continuación, se puede visualizar un ejemplo de las curvas de corriente de cortocircuito para un fusible.

Figura 36. Curva fusible velocidad K



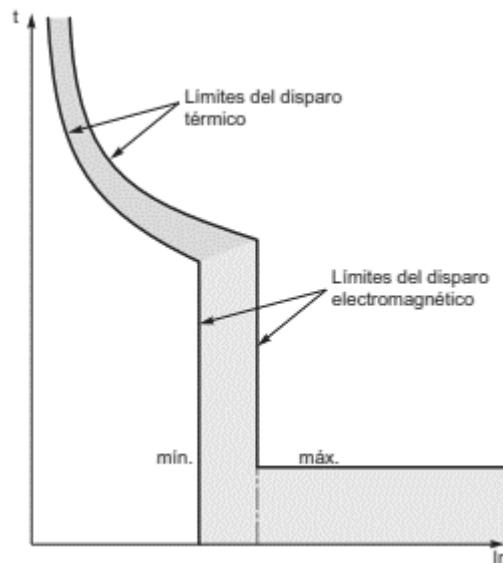
Fuente: ARIAN. (2014). *Eslabón fusible universal para media tensión.*

2.9.5. Interruptores magnéticos

Son interruptores automáticos que, ante la presencia de corrientes de gran valor, estos aperturan el circuito, de manera que no encuentra fallos en los equipos conectados al circuito.

A continuación, se muestra un ejemplo de la curva de protección de un interruptor magnético.

Figura 37. **Curva protección interruptor magnético**

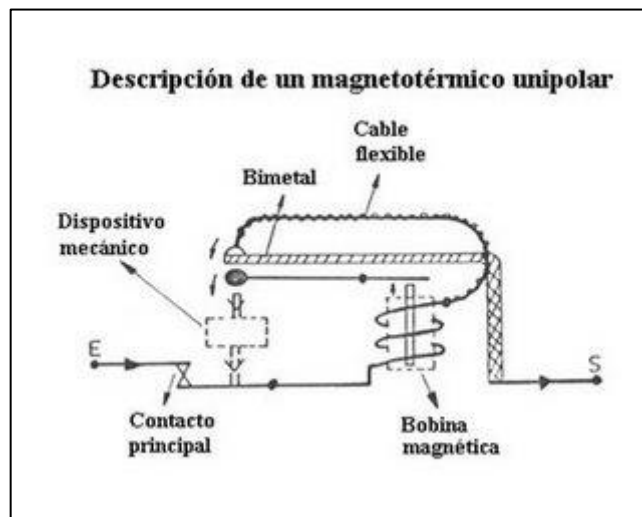


Fuente: Schneider Electric. (s.f.). *Curvas de disparo. Recomendaciones técnicas. Curvas de disparo y tablas de coordinación*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf

2.9.6. Interruptores térmicos

Su principio se basa en la deformación de una lámina bimetálica, en presencia del calor esta lámina bimetálica se curva, el calor generado depende de la corriente que pasa a través de ella. Estos interruptores son del tipo automático, y se activan cuando la corriente que circula a través de ellos es superior al valor nominal de la corriente. Este interruptor acciona de manera que no se dañe la red ni equipos conectados.

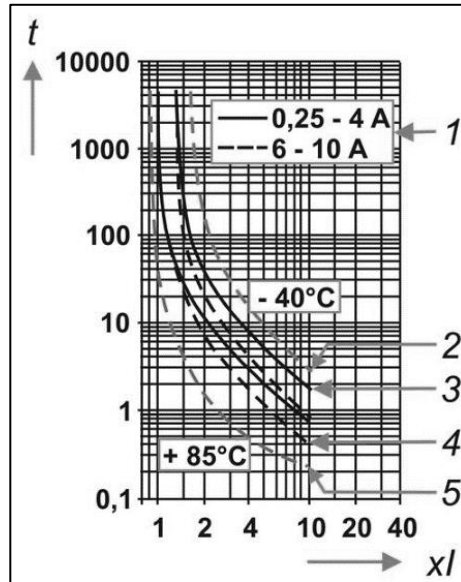
Figura 38. Interruptor térmico bimetal



Fuente: Espinosa. (2008). *Interruptores termomagnéticos*. Consultado el 17 de octubre de 2018.
Recuperado de http://intermagneticos.blogspot.com/2008/12/cmo-funciona_11.html.

A continuación, se mira un ejemplo de la curva de protección de un interruptor térmico.

Figura 39. **Curva protección interruptor térmico**



Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

2.9.7. Interruptores magnetotérmicos

Este interruptor es la fusión de los dos sistemas mencionados anteriormente, por lo que posee los tres tipos de desconexión:

- Manual
- Térmico
- Magnético

Figura 40. **Interruptores magnetotérmicos**

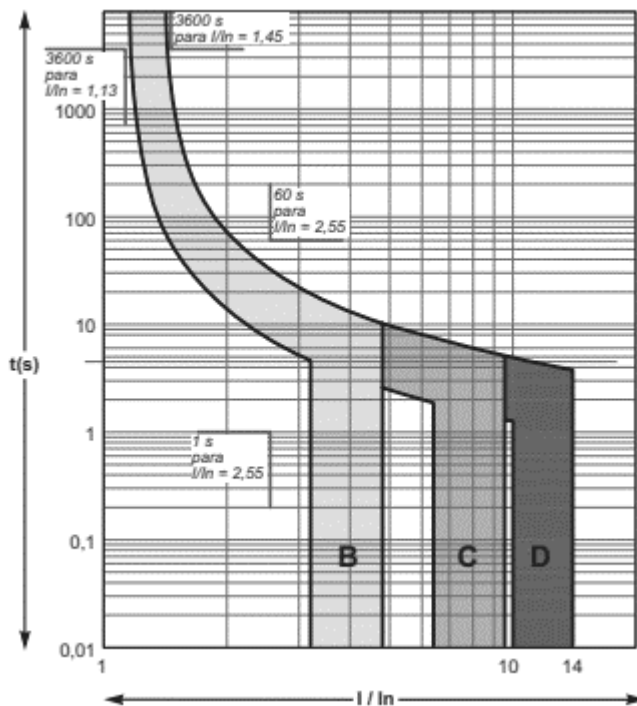


Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

La curva de protección que posee un magnetotérmico es la superposición de un interruptor magnético y el de un térmico. Este tipo de protección actúa, aunque el activador mecánico sea bloqueado, en la presencia de una sobrecarga o cortocircuito.

El tipo de magnetotérmico de tres polos, cuando existe una falla desconecta las 3 fases, y esta es una de las ventajas de este tipo de protección frente a los anteriores mencionados, adicional posee otras ventajas como: actúan con mayor rapidez, mayores capacidades de interrupción, la desconexión de este y su restablecimiento no necesita de ningún insumo para el restablecimiento. Aunque este tipo de protección presente muchas ventajas frente a los fusibles, los fusibles existen por protección adicional.

Figura 41. **Curvas de disparo**

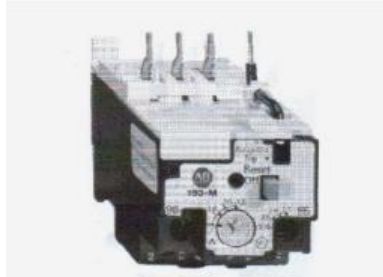


Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

2.9.8. Relé térmico bimetalico

Dispositivo del tipo indirecto, al pasar una corriente sobre él, se incrementa la temperatura y en cierto límite ocurre el disparo por la protección. En si, bimetalico se refiere a que existen dos metales unidos, dos laminas unidas y estas poseen diferente coeficiente de dilatación. Los materiales que usan normalmente para hacer un bimetalico son: invar y ferroniquel.

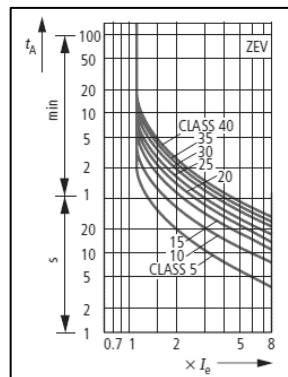
Figura 42. **Relé térmico bimetálico**



Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

El relé térmico bimetálico posee un contacto que alimenta el contactor de maniobra, este contacto se activa cuando el bimetálico posee cierta temperatura, y esta temperatura aparece en un tiempo, el cual depende de la curva de protección.

Figura 43. **Curva de disparo Relé térmico bimetálico**



Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

La imagen anterior muestra un ejemplo de la curva de disparo de un relé térmico bimetálico. Este tipo de protección es más simple y económico, y entre sus desventajas se puede mencionar: La curva de disparo no es buena para arranques complejos, la intensidad de la corriente no es precisa, en presencia de falla de fase actúa lentamente.

2.9.9. Interruptores diferenciales

Son interruptores que fueron diseñados para evitar que pase la corriente eléctrica a través del cuerpo humano. Un cuerpo posee una resistencia y está está alrededor de 550Ω , pero esto depende del cuerpo de la persona que se tome de referencia, pero se puede tomar como valor mínimo este valor. También existe una resistencia entre la persona que hace contacto y la fuente.

Si se utiliza la ley de Ohm, y se toma un voltaje de referencia de 240 Voltios se tendría un amperaje de 436 mA.

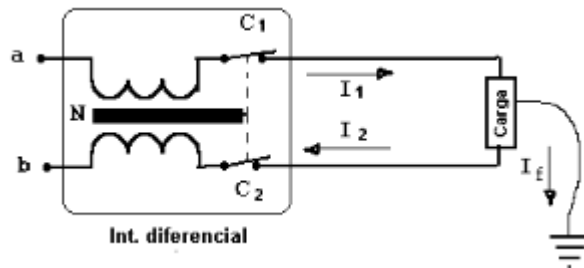
$$I = \frac{240}{550} = 436mA$$

Solo con un tiempo del orden de los milisegundos, puede ser dañino para la persona que hizo contacto. Para tiempos tan cortos es que es diseñado un tipo de protección de este tipo.

Si se suma vectorialmente las tres corrientes en un sistema trifásico, el resultado debería de ser cero, si no fuera así, existe una fuga en el circuito, y esto hace que esta protección actúe y apertura el circuito.

Existen varios modelos de interruptores diferenciales y esto varía según el número de polos.

Figura 44. Interruptores diferenciales



Fuente: Arellano y Espinoza. (2019). *Proteccion contra sobre carga*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.

2.9.10. Cortacircuitos

Estos son utilizados en alta tensión y media tensión. Sirven para protección por cualquier evento que pase, la protección actúa y este posee un fusible el cual se funde en la presencia del evento. Para poder realizar coordinación de protecciones utilizando estos elementos, existen estos con diferentes curvas de protección.

Las partes de que consta un cortocircuito son:

- La parte aisladora.
- Porta fusible.
- Fusible.

La parte aisladora nos sirve para evitar que se pierda la libranza del circuito, y debe ser robusta con la acción mecánica, en maniobras, estos sujetan

el esfuerzo realizado. A los contactos añadidos a la parte aisladora se sujeta el porta fusible y dentro del porta fusible viene el fusible.

Según el transformador y cargas en un sistema, así se debe dimensionar los fusibles, estos existen en diferentes capacidades, y cuando se sobrepasa su corriente para los que fueron diseñados, el fusible alcanza su punto de fusión.

Si el impacto de la falla es grande es necesario evaluar el porta fusible y cortacircuito, para descartar fallas en los mismos por la falla ocurrida.

Estos son utilizados en líneas de 7.97 KV, 7.62KV, 39.8KV.

2.9.11. Reconectores:

Es un interruptor que posee reconexión ante la presencia de fallas. Es utilizado en salidas de subestaciones y en líneas de media tensión. Si ocurre una falla, el reconector ante la presencia de la corriente elevada, este la interrumpe, y reconecta nuevamente el circuito, el ejemplo de estas fallas podrían ser:

- Impacto de una rama de árbol contra líneas, perdiendo la libranza y provocando una falla.
- Impacto de un animal contra las líneas, perdiendo la libranza y provocando una falla

A un reconector se le puede configurar la cantidad de recierres que se necesiten según la aplicación. Si se terminan la cantidad de recierres configurados y la falla no es eliminada el *recloser* queda abierto, porque es necesario revisar qué está provocando la falla.

- Las curvas de disparo se pueden configurar.
- Si la falla es permanente el recloser queda abierto.

Los reconectores poseen un control y estos son programables, de manera que se le pueden configurar diferentes curvas de disparo para poder realizar coordinación de protecciones.

2.9.12. Pararrayos

Equipo utilizado en alta tensión, media tensión y baja tensión. El objetivo de un pararrayos es atraer un rayo ionizado del aire y conducir esta descarga hacia tierra, siendo un rayo de magnitud grande se espera que no se cause daños a equipos importantes, pero sobre todo a personas.

2.9.12.1. Diseño de pararrayos

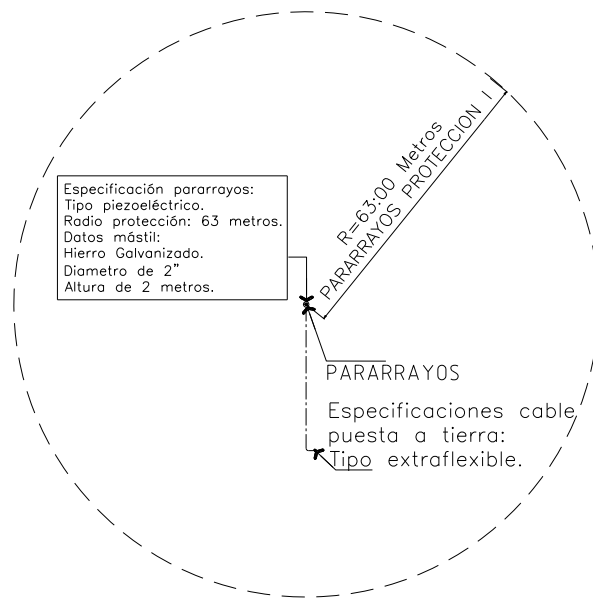
El diseño de pararrayos se compone de un mástil metálico y un cabezal captador en el mismo. El extremo del mástil se construye de varias formas y el uso de este dependerá de la aplicación. Es importante que el mástil sobresalga por encima de la parte más alta de la estructura que estemos protegiendo.

En el diseño también es importante que existan las puestas a tierra, y esto se realiza a través de un conductor de cobre y picas de metal en el terreno.

La elección de un pararrayos es según la zona a proteger, teóricamente estos protegen en forma cónica tomando como punto de origen el punto más alto del mástil y el ángulo de la forma cónica depende de la elección del pararrayos que utilicemos.

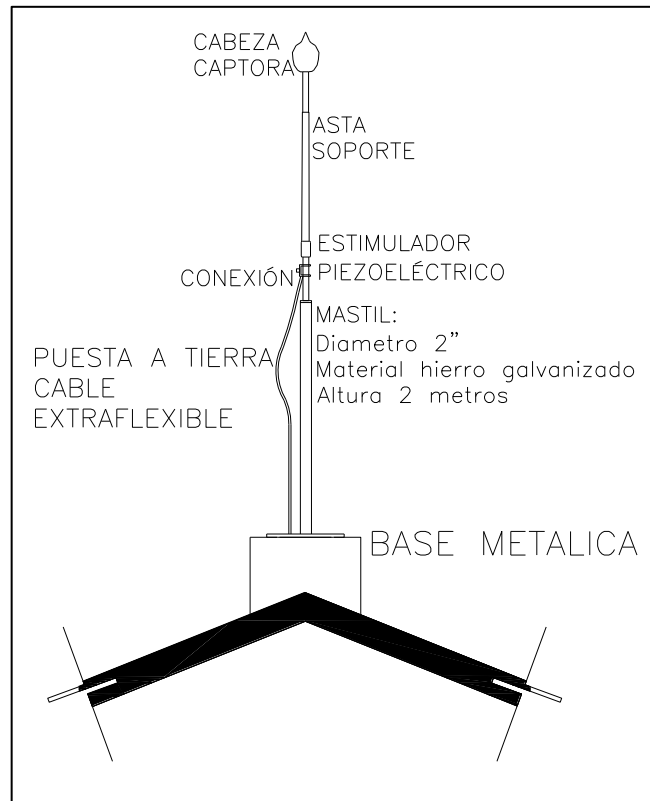
A continuación, se utiliza un ejemplo para proteger un área de 70 metros de radio que es necesario proteger, que con un pararrayos con protección 1 de logra 63 metros y 70 metros de radio para protección II.

Figura 45. **Radio de protección de pararrayos**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Figura 46. **Mástil y el conjunto para su conexión.**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

2.9.12.2. Pararrayos compensador múltiple de campo eléctrico

Dispositivo que compensa en todo momento el campo eléctrico presente que existe en el ambiente, producidos por las descargas atmosféricas, esto permite que se anule y se evite el impacto del rayo contra la estructura, es como un trazador ascendente que evita el impacto de la descarga atmosférica, este se mantiene drenando las cargas eléctricas a tierra.

2.9.12.3. Pararrayos compensador de campo eléctrico variable (PDCE o DDCE)

Sirve para desionizar en todo momento cargas eléctricas que son producidas por las descargas electroatmosféricas, esto a través de una desionización que se produce con una envolvente de protección en el área de cobertura.

Este compensa el campo eléctrico variable presente en el entorno, y de esta manera anula la formación de rayos, y evita el impacto de estos contra la estructura que se está protegiendo. Estas cargas se drenan a tierra en el orden de miliamperios.

2.9.12.4. Pararrayos con dispositivos de cebado

Pararrayos que incorpora cebado del tipo PDC, puede ser este electrónico o no, esto hace que se gane mayor altura del impacto de rayo. El área de cobertura como está en base a la altura, se obtiene la protección de grandes áreas.

Cuando se van a generar descargas electro atmosféricas, hay presente un campo eléctrico, en este proceso el PDC almacena energía atmosférica en su interior. Existe un trazador ascendente y un control de carga, los cuales detectan que está próximo a generarse el rayo, estos facilitan un camino ionizado de baja impedancia.

2.9.13. Sistema de tierras

Es la conexión existente entre superficies conductoras a tierra.

Y esto se logra mediante una toma a tierra que son electrodos instalados en la tierra que permiten esta conexión. La seguridad de las personas es lo que se busca y en el caso de una falla donde una de las fases hiciera contacto, la persona es protegida, el sistema de tierras debe presentar un paso de baja resistencia, de manera que la resistencia del cuerpo de la persona sea mayor y por éste no circule ninguna corriente que, por su magnitud, cause daños.

Los componentes que integran un sistema de tierras son:

- Pica, es una pieza metálica enterrada en el suelo que posee poca resistencia.
- Conductor de puesta a tierra, sirve para la conexión de los equipos a la pica.

2.9.13.1. Diseño de sistema de tierras

Para diseñar un sistema de tierras es necesario basarse en una norma que nos permita seguir una serie de cálculos y así poder modelar nuestro sistema de tierras, la norma que se tomará de referencia es la IEEE 80:2000. En el siguiente capítulo se detallará el cálculo del sistema de tierras diseñado para el lugar en estudio del siguiente capítulo, únicamente se mostrará un resumen para que sirva de referencia y se pueda utilizar en el cálculo realizado más adelante.

Para diseñar un sistema de tierras, según la norma IEEE 80:2000, se puede resumir en una serie de pasos que se detallan a continuación:

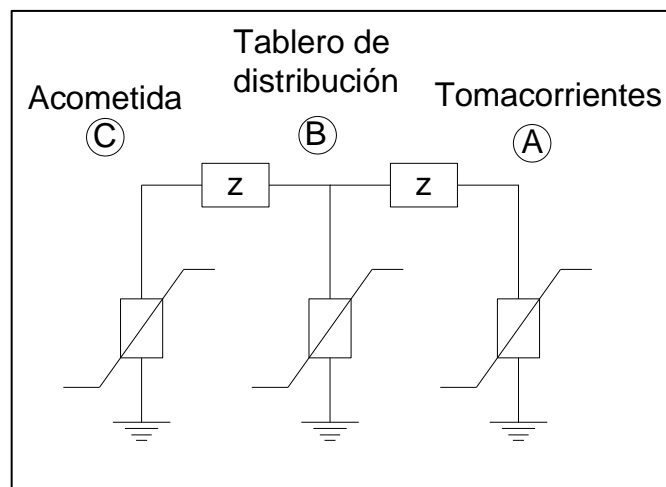
- Se debe realizar mediciones de resistividad, y obtener una curva de resistividad para saber la resistividad media del suelo en estudio, que para el área en estudio se utilizará un modelo de suelo uniforme.
- Cálculo de la corriente de falla en el punto de estudio, esta corriente será la que será conducida por la malla de tierra, y el sistema de tierra debe ser de suficiente capacidad y de baja resistencia para que éste drene a tierra sin daño en la misma, así como también el tiempo máximo para el despeje de la falla.
- Cálculo de las tensiones de toque y de paso para una persona con peso corporal de 50 Kg.
- Se inicia con un diseño preliminar y este debe comenzar con por lo menos un anillo que abarque toda el área de puesta a tierra, y debe poseer conductores de cruce entre ella.
- Se hace un cálculo preliminar de la resistencia de la malla de puesta a tierra.
- Se realiza el cálculo de la corriente máxima a disipar por la malla.
- Se realiza el cálculo de gradiente de potencial de tierra (GPR) y se evalúa si este es menor que la tensión tolerable de toque.
- Si la condición del inciso anterior no se cumple es necesario calcular la tensión de malla y tensión de paso. Y se evalúa que la tensión de malla sea menor que la tensión tolerable de toque.
- Ambas condiciones, tanto que la tensión de malla debe ser menor que la tensión tolerable de toque y la elevación de potencial de tierra debe ser menor que la tensión tolerable de toque debe cumplirse, de no ser así se deben realizar modificaciones a la malla.

2.9.14. Supresor de picos

Un supresor de picos es un dispositivo de protección contra sobretensiones, la misión de un supresor de picos es drenar la energía de eventos transitorios, de manera que la sobretensión se desvíe al sistema de puesta a tierra, esto evitará que los equipos conectados a la tensión se dañen. Las descargas atmosféricas, arranques de motores, o bancos de compensación reactiva, etc., son los que causan los eventos transitorios. Si estos eventos transitorios no son desviados estos pueden causar daños a los equipos y dispositivos conectados como la electrónica sensible, motores, transformadores, entre otros.

Los supresores solo desvían parcialmente la energía transitoria y existen ciertos arreglos que se pueden colocar en cascada y se puede definir la siguiente categoría:

Figura 47. Esquema de categorías



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

2.9.14.1. Categoría C

Es conectado como protección primaria, es en el punto de entrada del transformador o acometida, esto varía según la instalación.

2.9.14.2. Categoría B

Conectados en tableros de distribución, alimentadores de distribución.

2.9.14.3. Categoría A

Conectados en tomacorrientes retirados más de 10 m de los supresores categoría B, y más de 20 m de categoría C.

2.10. Análisis de fallas en sistemas trifásicos

2.10.1. Método de Fortescue

Tal como lo indica Martínez (2014) se usa para hacer más fácil el análisis de sistemas trifásicos no balanceados, este método nos permite modelar un sistema polifásico desbalanceado en la suma de varios sistemas simétricos, y esto se logra utilizando el método de superposición; para que esto se pueda llevar a cabo, las cargas deben ser del tipo lineal.

Desde la publicación del método, las empresas del sector eléctrico mostraron su interés y lo usaron para protecciones y el dimensionamiento de equipos, usado en relé de protecciones.

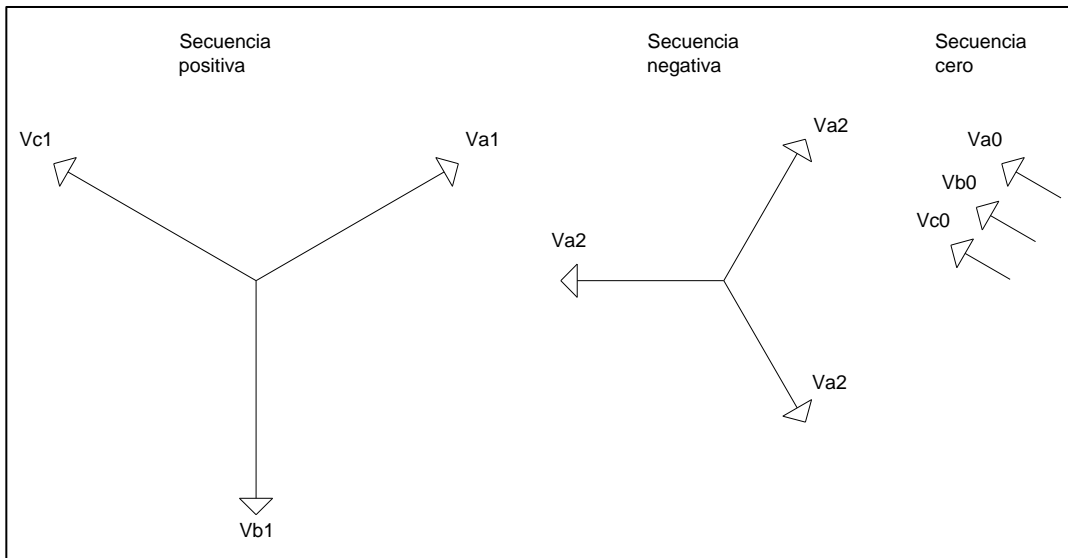
Si se piensa en las tres corrientes presentes en un sistema trifásico según este método, físicamente se puede pensar en que la corriente positiva es la que genera un campo magnético giratorio normal, la corriente negativa un campo magnético, pero en dirección contraria, y el de secuencia cero un campo magnético que no gira. Si existe un voltaje y corriente negativos esto es un indicador de que existe una falla.

2.10.1.1. Aplicación en sistemas trifásicos

Este teorema indica que, si se tiene un sistema desbalanceado con un número determinado n de vectores, se puede representar en n vectores equilibrados y estos se llaman componentes simétricos.

Estas componentes simétricas son de magnitud igual, y el ángulo presente entre ellos son iguales a sus vectores adyacentes. En la siguiente gráfica se puede ver los tres vectores:

Figura 48. **Representación de un sistema desbalanceado, en secuencia positiva, negativa y cero**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Como se logra visualizar en el gráfico anterior, en la secuencia positiva la magnitud de los tres vectores es la misma, su ángulo de desfase entre ellos es de 120° y su secuencia de fase es igual a los vectores originales; con la secuencia negativa es el mismo caso que la secuencia positiva pero la secuencia de fase es opuesto a los vectores originales; y la secuencia cero son tres vectores de igual magnitud pero no existe ángulo de fase.

Para el análisis se suele usar un vector que se define como:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Este vector presenta varias propiedades que simplifican el cálculo.

Las ecuaciones de un sistema desbalanceado se pueden representar con sus componentes balanceadas de la siguiente manera:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Gracias al vector utilizado, los tres vectores originales se pueden representar en función de las componentes equivalentes balanceadas del vector a y las ecuaciones quedarían de la siguiente manera:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0}$$

En forma matricial serían:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

Simplificando y utilizando la inversa de la matriz se puede llegar a las siguientes expresiones.

$$V_{a0} = \frac{1}{3} * (V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} * (V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} * (V_a + a^2 * V_b + aV_c)$$

Si se sigue un procedimiento similar anterior se puede llegar a las ecuaciones de amperaje:

$$I_{a0} = \frac{1}{3} * (I_a + I_b + I_c)$$

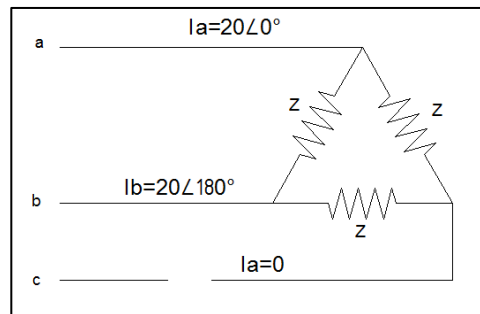
$$I_{a1} = \frac{1}{3} * (I_a + aI_b + a^2I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} * (I_a + a^2 * I_b + aI_c)$$

2.10.1.2. Ejemplo de aplicación método de Fortescue

Si se tiene el siguiente circuito:

Figura 49. Circuito ejemplo cálculo método de Fortescue



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Se solicita calcular las componentes simétricas de las corrientes en las líneas:

En el gráfico anterior se tiene:

$$\begin{aligned} I_a &= 20\angle 0^\circ \\ I_b &= 20\angle 180^\circ \\ I_c &= 0 \end{aligned}$$

Si se utilizan las ecuaciones obtenidas con anterioridad:

$$\begin{aligned} I_{a0} &= \frac{1}{3} * (I_a + I_b + I_c) = \frac{1}{3} * (20\angle 0^\circ + 20\angle 180^\circ + 0) = 0 \\ I_{a1} &= \frac{1}{3} * (I_a + aI_b + a^2I_c) = \frac{1}{3} (20\angle 0^\circ + 1\angle 120 * 20\angle 180^\circ + 0) = 10 - 5.773j \\ I_{a1} &= 10 - 5.773j = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle -30 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{a2} &= \frac{1}{3} * (I_a + a^2 * I_b + aI_c) = \frac{1}{3} * (20\angle 0^\circ + 1\angle 240 * 20\angle 180^\circ + 0) = 10 + 5.773j \\ I_{a2} &= 10 + 5.773j = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle 30 \end{aligned}$$

Ahora se calcula para corrientes I_c y I_b :

$$\begin{aligned} I_{b1} &= a^2 I_{a1} = (1\angle 240) * \left(\frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle -30 \right) = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle -150 \\ I_{b2} &= a I_{a2} = (1\angle 120) * \left(\frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle 30 \right) = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle 150 \\ I_{b0} &= I_{a0} = 0 \end{aligned}$$

$$I_{c1} = aI_{a1} = (1\angle 120) * \left(\frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle -30 \right) = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle 90$$

$$I_{c2} = a^2 I_{a2} = (1\angle 240) * \left(\frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle 30 \right) = \frac{20 * \sqrt{3}}{3} \angle -90$$

$$I_{c0} = I_{a0} = 0$$

2.11. Fallas y causas de falla en tableros distribución en baja tensión

2.11.1. Fallas en tableros de distribución

En los tableros de distribución las fallas que se pueden mencionar son:

- Temperatura elevada en los puntos de conexión, generando un diferencial de temperatura respecto al ambiente que puede dañar los elementos.
- Suciedad en los elementos del tablero, generando un incremento de temperatura de los mismos por la obstaculización de ventilación adecuada, y falla en las conexiones de los equipos.
- Corriente de cortocircuitos que los elementos de protección no actuaron de forma correcta, causando daños a los mismos.
- Disparos en condiciones normales de operación de *breakers*, por calentamiento anormal del mismo.
- Tiempos de mantenimientos con el periodo de repetición muy extenso.

2.11.2. Causas de fallas en tableros de distribución

Las fallas que se mencionaron en el inciso anterior tienen una causa probable que lo ocasionó y entre estas causas se pueden mencionar:

- Falta de mantenimiento predictivo y preventivo de los elementos de un tablero de distribución, esto hace que puedan existir puntos con falta de apriete, excesiva suciedad en los tableros y el incremento de temperatura por falta de ventilación adecuada
- Calentamiento de conductores por uso inadecuado de los calibres según la carga conectada, pueden causar que estos calienten los elementos del *breaker* y este se dispare aun trabajando en condiciones normales de operación.
- No realizar mantenimiento predictivos y preventivos en el periodo adecuado, que estos sean muy extensos y la falta de mantenimiento produzca fallas.
- Sobredimensionar o subdimensionar una protección de un tablero.
- Sobrecarga de circuitos conectados al tablero.
- Falla de aislamiento de los elementos conectados en el tablero.
- Cortocircuitos por falla en las cargas conectadas.
- Falta de capacitación del personal de mantenimiento.
- Instalación inadecuada de equipos.

2.11.3. Análisis para determinar la causa y raíz de la falla

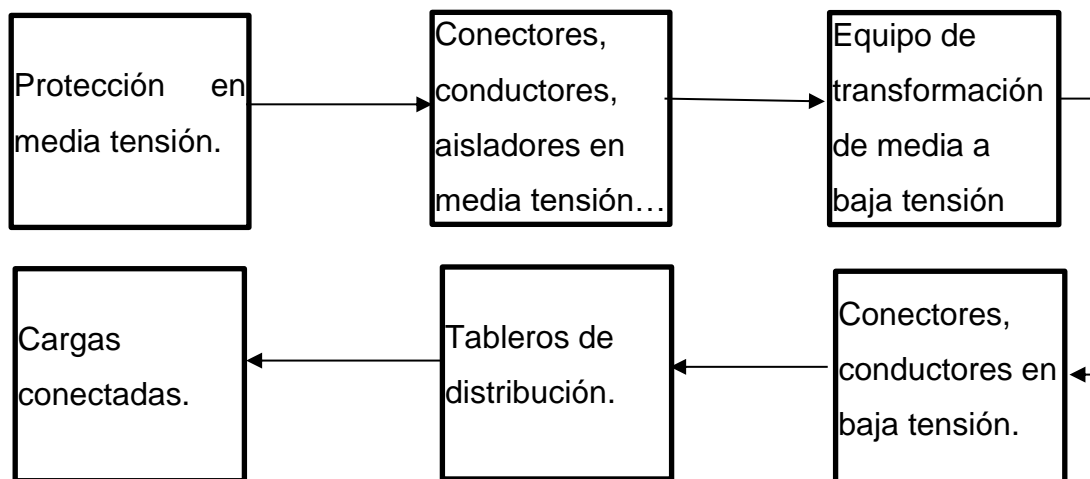
- Qué falla ocurrió.
- Aparte de la falla, hay algo asociado a la misma.
- Este tipo de falla había ocurrido en otras ocasiones.
- Consultas de detalles a personal técnico presente en la falla.
- Equipos afectados aparte del equipo que presentó la falla.
- Estudio del diagrama unifilar, para descartar que haya sido problema por mala instalación.
- Verificar la información técnica disponible.

2.12. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento causa efecto

Saber dimensionar todo el sistema eléctrico para el funcionamiento de una fábrica es importante, derivado de un mal dimensionamiento se pueden tener problemas futuros en la continuidad del servicio o pérdidas monetarias significativas temporales o permanentes.

Para hablar del dimensionamiento de equipos conectados es necesario saber que los diferentes equipos necesarios para que una fábrica funcione y para detallarlos a nivel general se muestra el siguiente diagrama:

Figura 50. Diagrama de los diferentes equipos en una industria



Fuente: elaboración propia, realizado con Microsot Word 365.

Adicional a los equipos mostrados con anterioridad, es necesario, según los procesos de las fábricas, instalar bancos de capacitores, filtro de armónicos, supresores de pico. Y en todas las fábricas es muy importante tener la red de tierras.

2.12.1. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de la protección en media tensión

Si se sobredimensiona la protección en media tensión, puede causar pérdidas de gran dimensión, Ejemplo, si se fuera cargando el transformador arriba de la corriente nominal, la protección en media tensión no se activaría porque esta dimensionado para una mayor carga conectada, esto provocaría que el transformador trabaje sobrecargado y esto le restaría la vida útil al mismo. Otro ejemplo sería si hubiera un cortocircuito interno habría un lapso de mayor tiempo en lo que acciona la protección en media tensión y este lapso, por muy pequeño, le resta la vida útil al transformador conectado.

Si se subdimensiona la protección en media tensión, puede causar también pérdidas, Ejemplo, si se tiene subdimensionada la protección en un 75 % de la capacidad nominal del transformador y las cargas conectadas al transformador superan este valor, la protección en media tensión se activaría provocando esto la interrupción de toda la planta, causando esto pérdidas por los procesos que se quedaron pendientes de finalizar, sin energía son pocos los procesos que se pueden continuar, pero la paga al personal que labora en la empresa continua, etc.

Ejemplo, si un banco de transformadores de 3X50KVA 13.8KV 120/240V es instalado para alimentación de una empresa, el cálculo de la corriente nominal a la que opera este es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{3 * 50,000}{\sqrt{3} * 13800} = 6.3 \text{ Amperios}$$

El valor de fusible que se puede utilizar en este caso es 6 amperios tipo K, debido a los valores comerciales que existen de los mismos.

Si se usara en lugar de un fusible de 8 amperios tipo K, la potencia aparente sería la siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} * V * I}{1000} = \frac{\sqrt{3} * 13800 * 8}{1000} = 191.3 \text{ KVA}$$

La protección actuaría hasta que se esté consumiendo 191.3 KVA, que en % de cargabilidad del transformador sería:

$$\%Cargabilidad = \frac{191.3}{150} * 100 = 127.5\%$$

Lo que se puede visualizar que si sobredimensionamos una protección esta puede llegar a ser muy perjudicial para el tiempo de vida del transformador.

2.12.2. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de cables, conectores en media tensión

Si se sobredimensiona esta parte del sistema podría provocar, por ejemplo, un mayor costo de inversión no necesario, pudiendo realizar este con un dimensionamiento adecuado a un menor costo de inversión

Si se subdimensiona esta parte del proceso puede provocar calentamientos, puntos calientes que puede provocar la quema del sistema, protección en media tensión, provocando la interrupción de toda la alimentación de la planta y el costo que esto conlleva, mientras que se puede hacer la reparación del mismo.

Ejemplo, si se desea alimentar transformador *padmounted* de 500 KVA 13.8KV 120/240V, y se solicita elegir que calibre de cable XLPE es necesario para la instalación del mismo. Se calcula la corriente según la capacidad nominal del transformador.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{500,000}{\sqrt{3} * 13800} = 20.92 \text{ Amperios}$$

Según la corriente obtenida se podría usar Cable #6 Cobre XLPE con una capacidad alrededor de 75 Amperios, que comercialmente y por esfuerzos mecánicos es el calibre menor que se puede utilizar en instalaciones de este tipo.

2.12.3. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de equipo de transformación

Seleccionar un transformador adecuado para la alimentación de las cargas instaladas es muy importante debido a varios factores, como:

- Entre más capacidad tenga un transformador mayor es la pérdida en vacío y bajo carga. Si elegimos un transformador que está sobredimensionado para las cargas conectadas se tendrá una pérdida permanente por las pérdidas en vacío y bajo carga. Entre más pérdidas se tengan en vacío y bajo carga esto representa más costo en la factura de energía eléctrica. Lo mejor es escoger el transformador según un cuadro de cargas.
- Si subdimensionamos un transformador y por la carga conectada se necesita uno de mayor potencia, sin una protección adecuada pueden llegarse a sobrecargar el transformador y restarle la vida útil al mismo.

Para dimensionar correctamente un transformador es necesario tener un cuadro de cargas que se van a conectar al mismo, ejemplo, si se necesita instalar un banco trifásico de transformadores monofásicos convencionales para alimentar una bomba de agua de 40 HP trifásica con voltaje de funcionamiento 480 con un factor de potencia de 0.8.

Se procede a calcular el banco trifásico de transformadores adecuado.

$$40 \text{ hp} * \frac{0.747 \text{ Kw}}{1 \text{ hp}} = 29.88 \text{ Kw}$$
$$\cos(\emptyset) = \frac{P}{S}$$
$$S = \frac{P}{\cos(\emptyset)} = \frac{29.88}{0.8} = 37.35 \text{ KVA}$$

Lo mejor es dejar que un banco trifásico de transformadores trabaje al 85 % de su carga nominal, por lo que la potencia sería:

$$S = \frac{37.35}{0.85} = 43.95 \text{ KVA}$$

Comercialmente, los valores de transformadores convencionales son 15KVA, y formando un banco trifásico con él se tendría 3x15KVA=45KVA. Por lo que se tendría que adquirir 3 transformadores convencionales de 15 KVA, el voltaje en media tensión variará según el lugar donde uno tenga que instalarlo y el voltaje de la red de distribución, y el voltaje del lado secundario si debe ser 240/480, para que al formar la conexión delta en el lado secundario se tenga este voltaje.

2.12.4. Sobredimensionamos y subdimensionamiento de conectores y conductores en baja tensión

No dimensionar bien el cableado y conectores del lado de baja tensión puede ocasionar fallas en el sistema como:

- Falla de aislamiento en los conductores, debido a un subdimensionamiento de los conductores.
- Falla en las conexiones, generando puntos calientes, esto podría causar mantenimientos correctivos no programados.

Ejemplo, si se quiere alimentar el motor de 40 HP mencionado en el inciso anterior se procede con el siguiente cálculo:

Si el motor necesita se alimenta con voltaje 480, el amperaje que este va a consumir con un F.P. 0.8 sería:

$$P = V * I * \cos(\theta)$$

$$I = \frac{P}{V * \cos(\theta)} = \frac{40 * 745.7}{480 * 0.8} = 77.67A$$

El cable #6 soporta 75 Amperios, esto está por debajo del valor requerido por el motor, el cable #4 soporta 95 amperios, si se utilizara este calibre, el conductor se estaría utilizando con una cargabilidad de 81,76 %.

2.12.5. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de tableros de distribución

Si no se dimensionan bien las protecciones de los tableros de distribución o las barras en los mismos pueden ocasionar problemas como:

- Puntos calientes en el tablero por subdimensionamiento de *breakers*, conductores o barras.
- Disparo de interruptores por sobrecarga de los circuitos.
- Falla total de los tableros de distribución.

Para el mismo caso del ejemplo del caso anterior para el motor de 40 HP con un consumo nominal de 77.67 A trifásicos, la protección necesaria sería de este valor, pero comercialmente el valor más cercano sería de 100 amperios.

El tablero por elegir y sus barras, el valor comercial más cercano serían 125 amperios, y su interruptor principal sería de 125 amperios, cabe aclarar que se habla de la alimentación de un solo motor, si fueran más cargas adicionales a las del motor, es necesario considerar todas las cargas para el interruptor principal, barras y número de polos.

2.12.6. Sobredimensionamiento y subdimensionamiento de las cargas conectadas

En casi todos los procesos de la industrial son imprescindibles los motores en las maquinarias. Por lo que es importante el buen dimensionamiento de este.

Por ejemplo, si se sobredimensiona un motor para un proceso se debe magnetizar un motor de mayor capacidad de la que sería necesaria, y esto se resume a mayor consumo de energía no necesaria, por el contrario subdimensionar un motor podría ocasionar reducción del tiempo de vida útil del mismo o falla total.

2.12.7. Método y equipos para detectar fallas

Para evitar fallas en la instalación eléctricas de un lugar, es importante realizar mantenimientos predictivos, preventivos o correctivos programados.

Algunos métodos y equipos que se pueden mencionar para mantenimiento son:

- Uso de cámara termográfica para monitorear la temperatura de los elementos conectados, con esto se pueden detectar fallas como: puntos calientes por falta apriete, puntos calientes por suciedad en contactos, sobrecarga, etc.
- Uso de analizador de redes para monitorear todos los parámetros eléctricos de la red que alimentan las cargas, con esto se puede detectar: regulación de voltaje de la red inadecuada, desbalance de tensión inadecuada por la red, desbalance de tensión inadecuada por sobrecarga del transformador, desbalance de cargas conectadas, presencia de armónicos, sobrecarga de los elementos conectados, etc.
- Uso de medidor de resistencia de tierras, para medir que se tenga valor aceptable, para drenar cualquier falla, y tener un buen punto de referencia de tierra.
- Medidor de aislamiento, para verificar el aislamiento de conductores de la red, o el aislamiento de transformadores.

Medidor de relación de transformación: Para verificar que la relación de transformación de los transformadores este dentro de un valor aceptable, y si hubiera algún cambio, poder saber si existe algún cortocircuito interno entre espiras.

3. EVALUACIÓN HISTÓRICA DE CONSUMOS ENERGÉTICOS

3.1. Histórico de consumo de energía eléctrica

3.1.1. Evaluación consumo de energía eléctrica

Para la evaluación del consumo de energía eléctrica es necesaria la obtención del histórico de consumo de energía eléctrica a través de la recopilación de datos de facturación, se muestra a continuación una tabla del resumen del consumo de energía eléctrica mensual desde el mes de Abril/2013 hasta el mes de octubre/2018, así como su gráfico respectivo.

Tabla XIII. **Histórico consumo abril-2013 a abril 2018**

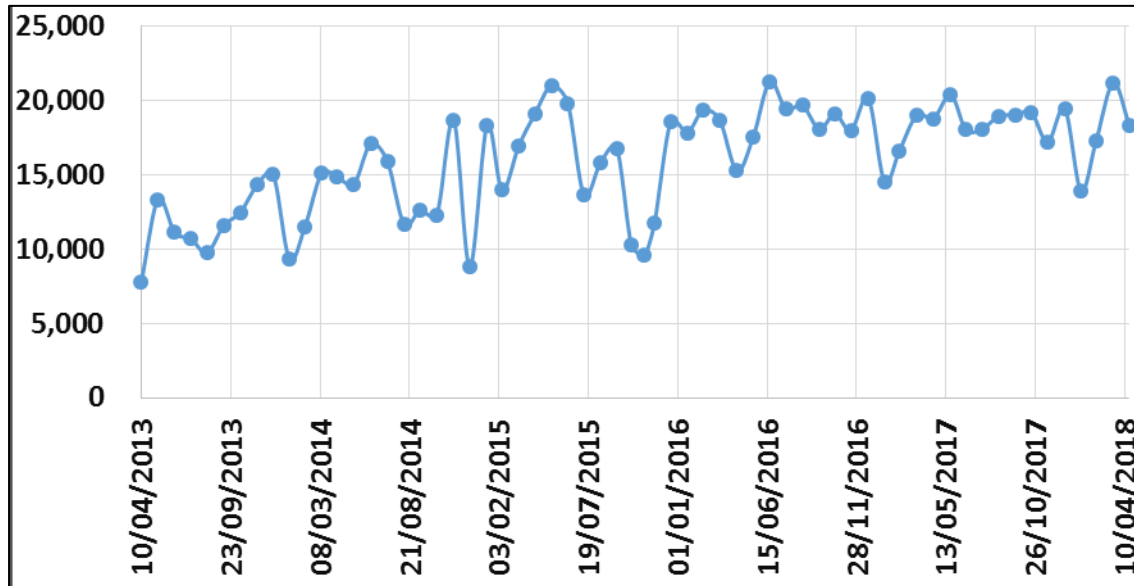
FECHA	ENERGIA	UNIDAD	FECHA	ENERGIA	UNIDAD
ABR-2013	7,760	Kwhmes	OCT-2015	9,600	Kwhmes
MAY-2013	13,360	Kwhmes	NOV-2015	11,760	Kwhmes
JUN-2013	11,120	Kwhmes	DIC-2015	18,560	Kwhmes
JUL-2013	10,720	Kwhmes	ENE-2016	17,840	Kwhmes
AGOS-2013	9,760	Kwhmes	FEB-2016	19,360	Kwhmes
SEP-2013	11,600	Kwhmes	MAR-2016	18,720	Kwhmes
OCT-2013	12,480	Kwhmes	ABR-2016	15,280	Kwhmes
NOV-2013	14,320	Kwhmes	MAY-2016	17,520	Kwhmes
DIC-2013	15,040	Kwhmes	JUN-2016	21,280	Kwhmes
ENE-2014	9,360	Kwhmes	JUL-2016	19,440	Kwhmes
FEB-2014	11,520	Kwhmes	AGO-2016	19,680	Kwhmes
MAR-2014	15,120	Kwhmes	SEP-2016	18,080	Kwhmes
ABR-2014	14,880	Kwhmes	OCT-2016	19,120	Kwhmes
MAY-2014	14,400	Kwhmes	NOV-2016	18,000	Kwhmes
JUN-2014	17,120	Kwhmes	DIC-2016	20,160	Kwhmes
JUL-2014	15,920	Kwhmes	ENE-2017	14,560	Kwhmes
AGO-2014	11,680	Kwhmes	FEB-2017	16,640	Kwhmes
SEP-2014	12,640	Kwhmes	MAR-2017	19,040	Kwhmes
OCT-2014	12,320	Kwhmes	ABR-2017	18,800	Kwhmes
NOV-2014	18,720	Kwhmes	MAY-2017	20,400	Kwhmes
DIC-2014	8,800	Kwhmes	JUN-2017	18,080	Kwhmes

Continuación de la tabla XIII.

ENE-2015	18,320	Kwhmes	JUL-/2017	18,080	Kwhmes
FEB-2015	14,000	Kwhmes	AGO-2017	18,960	Kwhmes
MAR-2015	16,960	Kwhmes	SEP-2017	19,040	Kwhmes
ABR-2015	19,120	Kwhmes	OCT-2017	19,200	Kwhmes
MAY-2015	21,040	Kwhmes	NOV-2017	17,200	Kwhmes
JUN-2015	19,840	Kwhmes	DIC-2017	19,440	Kwhmes
JUL-2015	13,680	Kwhmes	ENE-2018	13,920	Kwhmes
AGO-2015	15,840	Kwhmes	FEB-2018	17,280	Kwhmes
SEP-2015	16,800	Kwhmes	MAR-2018	21,200	Kwhmes
OCT-2015	10,320	Kwhmes	ABR-2018	18,320	Kwhmes

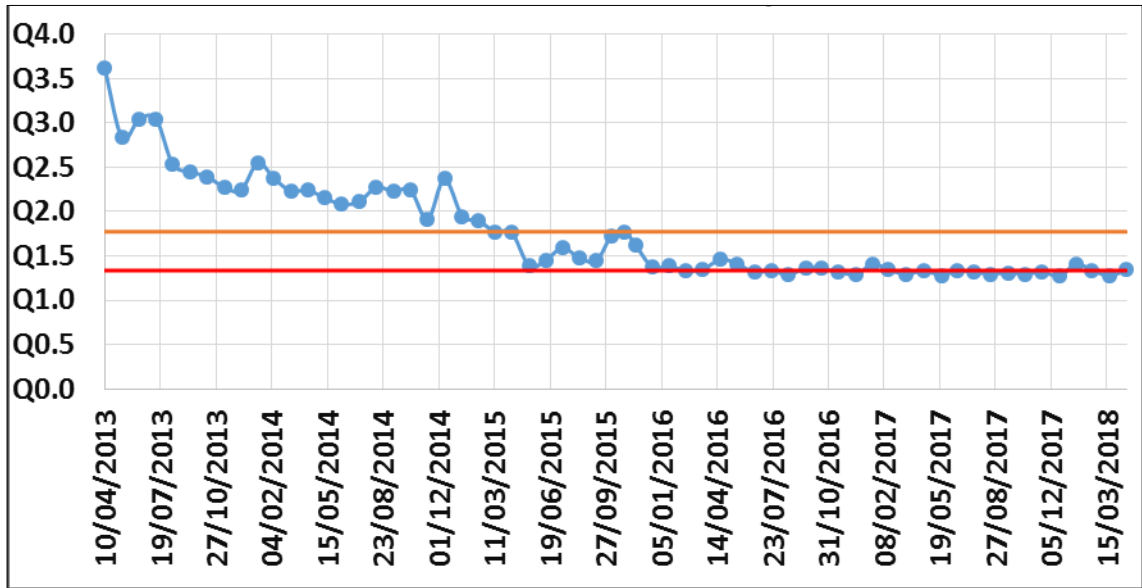
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 51. **Histórico consumo energía eléctrica años 2013 al 2018**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 52. **Tarifa de energía eléctrica/Kwh de los años 2013 al 2018**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

3.1.2. Diagnóstico de consumo de energía eléctrica

Como se puede ver según la tabla y gráficos, se tiene un consumo promedio de 15,954 Kwhmes, así como una tarifa de la energía eléctrica promedio de Q.1.34, para la tarifa de la energía eléctrica se utilizaron únicamente los datos del año 2016 al 2018 por ser los más constantes en el tiempo.

3.2. Histórico de consumo térmico

En los siguientes incisos se describe el consumo histórico térmico.

3.2.1. Evaluación de histórico de consumo térmico

La cantidad de consumo térmico de la institución son mínimos, entre ellos se encuentran la cafetería donde realizan el proceso de cocción de alimentos únicamente.

3.2.2. Diagnóstico de histórico de consumo térmico

Como se puede ver según las funciones y operaciones que se desarrollan en la institución, no se realizan procesos complejos de cocción de alimentos, no existen calderas, cuartos fríos, sistemas térmicos complejos para calentar agua y procesos complejos de aire acondicionado, los cuales requieran de una medición independiente para realizar un diagnóstico.

3.3. Histórico de consumo hídrico

3.3.1. Evaluación de histórico de consumo hídrico

El consumo hídrico del lugar es a través de un pozo de agua propio ubicado en el interior de la institución, el agua es bombeada directa del mismo y no pasa a través de algún contador de agua.

3.3.2. Diagnóstico de histórico de consumo hídrico

No existe un contador que registre el consumo hídrico del lugar, por lo cual no hay forma de realizar un diagnóstico del mismo.

3.4. Identificación del punto de mayor consumo

Se realizó un levantamiento de las cargas conectadas en la institución de las siguientes áreas: nivel 1 del edificio dirección superior, nivel 2 del edificio dirección superior, nivel 3 del edificio de dirección superior y el laboratorio. De todas las cargas existentes en las áreas mencionadas, las cargas de mayor consumo son la máquina quebrantadora de muestras de minerales con 2200 watts y las muflas con 1800 watts.

3.4.1. Índice de prestación energética

3.4.1.1. Evaluación y cálculo del índice de prestación energética de las diferentes áreas

Se sacaron las áreas y consumos según las áreas:

- Instalaciones del laboratorio y áreas en el perímetro:

Tabla XIV. **Área m² laboratorios e instalaciones en el perímetro**

Medida 1 m	Medida 2 m	Área m ²	Lugar
6.28	9	57	Laboratorio rams bottom.
21.82	14.87	324	Laboratorio principal.
13.13	14.14	186	Laboratorio adjunto.
29	6.13	178	Cafetería, baños y taller mecánica.
40	6.11	244	Taller, bodega, sindicato, archivo técnico, clínica médica y garita.
13	4	52	Servicios varios y bodega de conserjería.
	TOTAL	1041	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- El consumo de energía es: 72804 Kwh año.

$$\text{Indice de prestación electrica} = \frac{\text{Kwhaño}}{\text{Area}} = \frac{72804}{1041} = 69.93 \frac{\text{Kwhaño}}{\text{m}^2}$$

- Instalaciones edificio principal.

Tabla XV. **Área m² edificio principal**

Medida 1 m	Medida 2 m	Área m ²	Lugar
25	28	700	Edificio principal 1 nivel
25	28	700	Edificio principal 2 nivel
25	28	700	Edificio principal 3 nivel
25	28	700	Edificio principal 4 nivel
25	28	700	Edificio principal 5 nivel
TOTAL		3500	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Consumo de energía Kwhaño: 70104
- Área en m²: 3500

$$\text{Indice de prestación electrica} = \frac{\text{Kwhaño}}{\text{Area}} = \frac{70104}{3500} = 20.02 \frac{\text{Kwhaño}}{\text{m}^2}$$

- Instalaciones edificio dirección superior.

Tabla XVI. **Área m² edificio dirección superior**

Medida 1 m	Medida 2 m	Área m ²	Lugar
10.7	30	321	Edificio dirección superior parte 1 primer nivel
9.7	9.7	94	Edificio dirección superior parte 2 primer nivel
10.7	30	321	Edificio dirección superior segundo nivel
16	16	256	Edificio dirección superior tercer nivel
TOTAL		992	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Consumo de energía Kwhaño: 48540
- Área en m²: 992

$$\text{Indice de prestación electrica} = \frac{\text{Kwhaño}}{\text{Area}} = \frac{48540}{992} = 48.93 \frac{\text{Kwhaño}}{\text{m}^2}$$

3.4.1.2. Diagnóstico el índice de prestación energética de las diferentes áreas

Como se puede observar en el cálculo anterior, el consumo de prestación energética es mayor en el laboratorio y en el edificio dirección superior, estas áreas contienen más cantidad de equipos con mayor consumo de energía eléctrica, este índice de prestación energética las usarán en conjunto con otros edificios para un estudio más extenso.

3.4.2. Identificación de franja horaria

3.4.2.1. Evaluación, cálculo e identificación de franja horaria

Para llevar a cabo la identificación de franja horaria es necesario utilizar los datos de energía consumida, registrado por el analizador de redes, estos valores de energía son registrados a cada minuto, según la configuración que se le haya conectado al analizador de redes, estos datos son trasladados a datos horarios y se logra construir con esto un día típico de cada uno de los días de la semana y los días de asueto, a continuación una tabla de datos con el resumen del consumo de energía por hora y por día.

3.4.2.2. Diagnóstico de la identificación de la franja horaria

Como se puede visualizar en la tabla de datos el máximo consumo de energía ocurre en su mayoría de las veces a la 1pm.

Este dato es congruente con el horario en el que la mayoría de las personas salen a comer y utilizan varios microondas simultáneamente para calentar sus comidas, la mayoría de los equipos de oficina se quedan encendidos, y varios equipos de laboratorio se quedan accionados como proceso normal de laboratorio.

Tabla XVII. Consumo normal diario Kwh

CONSUMO NORMAL DIARIO Kwhmes									
HORA	LU	MA	MI	JU	VI	SA	DO	A	
00:00:00	01:00:00	1.37	1.59	1.59	1.70	1.71	1.43	1.44	1.44
01:00:00	02:00:00	1.51	1.59	1.54	1.67	1.63	1.42	1.44	1.43
02:00:00	03:00:00	1.43	1.57	1.54	1.63	1.70	1.44	1.45	1.45
03:00:00	04:00:00	1.36	1.68	2.01	1.71	1.63	1.42	1.37	1.40
04:00:00	05:00:00	1.95	2.17	1.94	3.00	1.81	1.43	1.42	1.43
05:00:00	06:00:00	1.36	2.44	3.19	3.11	2.11	1.43	1.36	1.40
06:00:00	07:00:00	3.21	4.17	3.45	4.90	5.14	1.43	1.58	1.50
07:00:00	08:00:00	7.17	8.02	8.27	8.37	8.27	0.93	0.92	0.92
08:00:00	09:00:00	11.12	11.27	13.42	13.22	7.32	0.94	0.90	0.92
09:00:00	10:00:00	13.88	13.88	21.18	12.63	7.84	1.01	0.97	0.99
10:00:00	11:00:00	15.60	15.60	25.52	12.28	9.01	0.96	0.93	0.94
11:00:00	12:00:00	14.68	14.68	17.84	13.66	12.55	1.01	1.14	1.07
12:00:00	13:00:00	12.56	13.52	14.78	11.92	10.03	1.03	0.98	1.01
13:00:00	14:00:00	17.97	21.10	11.71	15.70	23.36	0.98	0.98	0.98
14:00:00	15:00:00	13.50	13.01	10.13	19.72	11.15	1.42	1.04	1.23
15:00:00	16:00:00	7.54	6.58	8.27	9.47	5.85	1.02	1.03	1.02
16:00:00	17:00:00	2.79	1.39	6.53	2.01	1.21	0.98	0.97	0.97
17:00:00	18:00:00	2.96	1.10	8.10	1.57	1.06	1.00	1.02	1.01
18:00:00	19:00:00	1.51	1.54	1.53	1.59	1.37	1.39	1.30	1.35
19:00:00	20:00:00	1.89	1.63	1.74	2.39	1.80	1.39	1.40	1.40
20:00:00	21:00:00	1.63	1.53	1.73	1.77	1.48	1.44	1.46	1.45
21:00:00	22:00:00	1.64	1.55	1.69	1.77	1.56	1.38	1.40	1.39
22:00:00	23:00:00	1.61	1.55	1.73	1.71	1.44	1.43	1.42	1.42
23:00:00	00:00:00	1.58	1.48	1.71	1.67	1.44	1.42	1.40	1.41
TOTAL		141.81	144.66	171.14	149.17	122.45	29.72	29.32	29.52

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

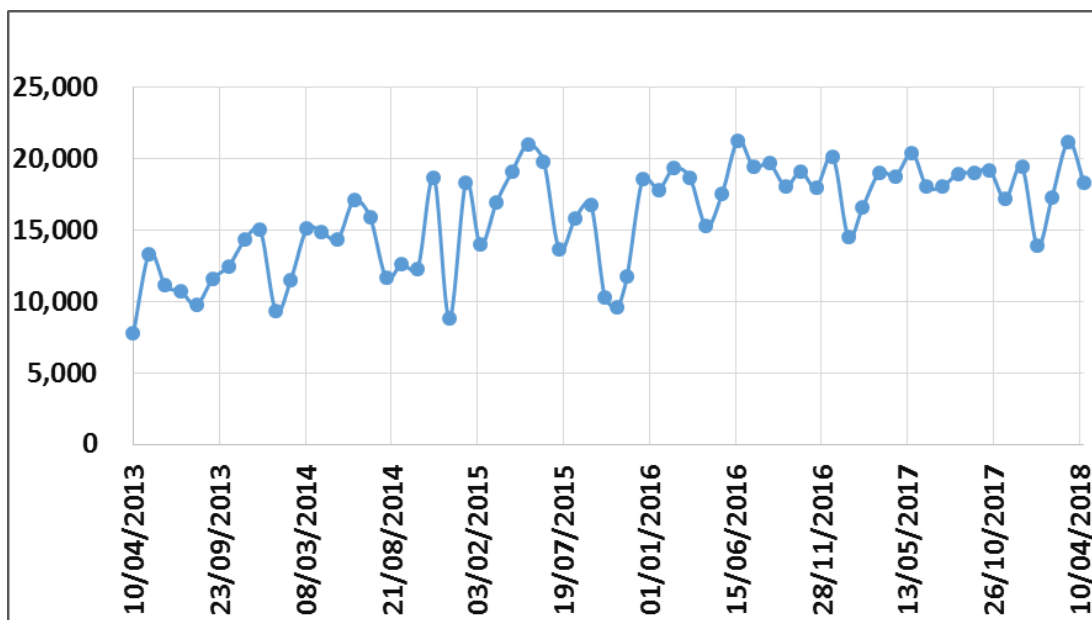
3.5. Proyección del consumo energético metodología utilizada

3.5.1. Evaluación, cálculo de proyecciones de consumo de energía

Para la proyección de consumos se utilizó un historial desde el año 2013 al año en curso, con los datos se crearon distintos modelos como:

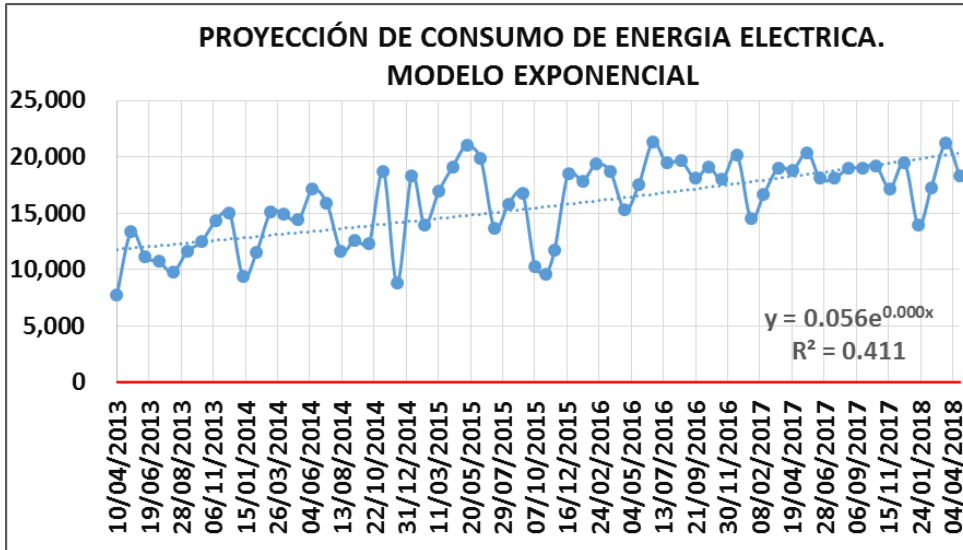
- Exponencial
- Lineal
- Logarítmico
- Polinomial de orden 2, 3, 4, 5.
- Potencial.

Figura 53. **Histórico consumos energía eléctrica años 2013 al 2018**



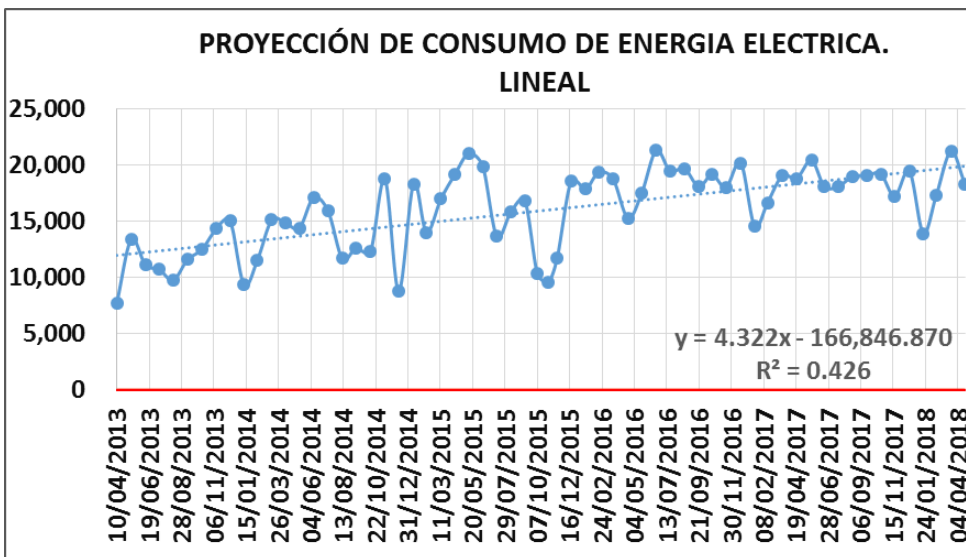
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 54. **Modelo exponencial**



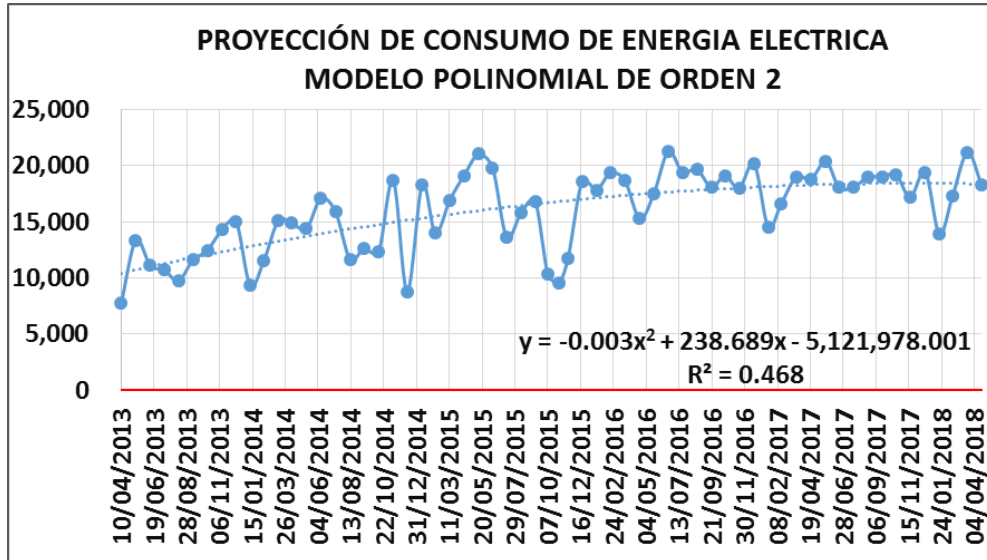
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 55. **Modelo lineal**



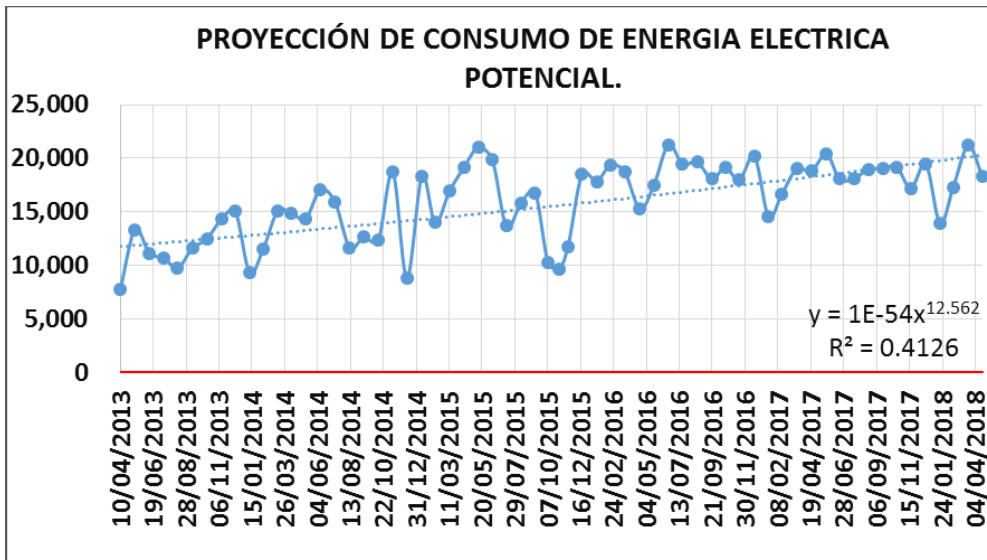
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 56. Modelo polinomial orden 2



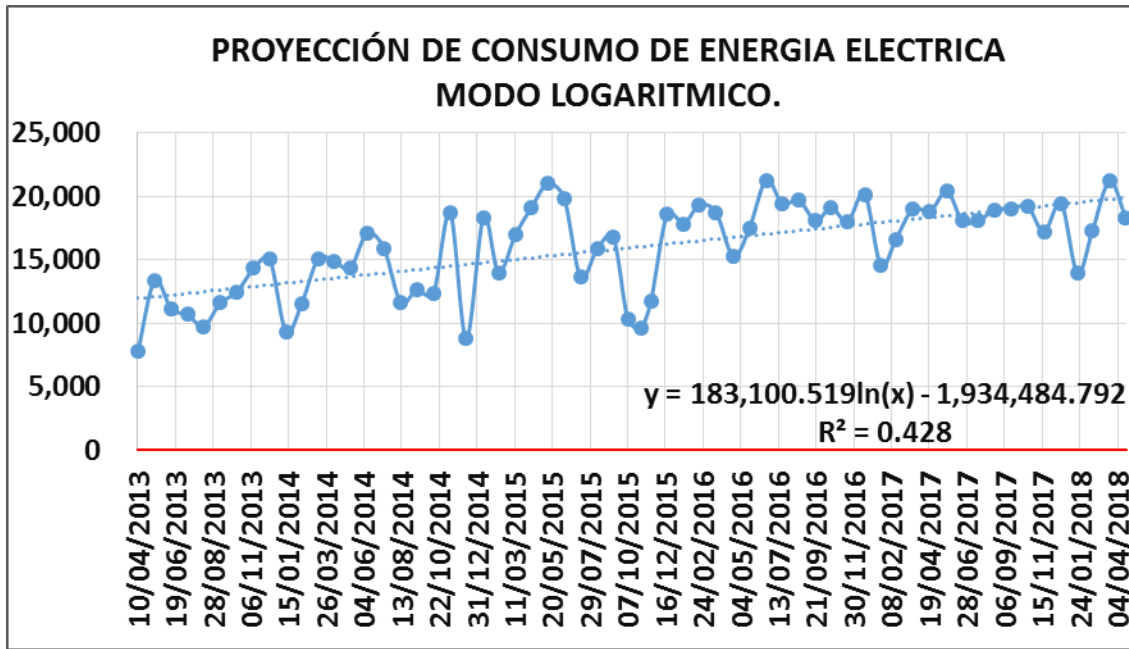
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 57. Modelo potencial



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 58. **Modelo logarítmico**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

3.5.2. Diagnóstico de proyecciones de consumo de energía.

- Modelo exponencial: tiene un $R^2=0.4109$, presenta un consumo muy elevado al proyectar al año 2032. Con la actual infraestructura y los tipos de carga del Ministerio de Energía y Minas, este modelo no expresa realmente una proyección cerca de la realidad.
- Modelo lineal: tiene un $R^2=0.4264$, presenta un consumo muy elevado al proyectar al año 2032. Con la actual infraestructura y los tipos de carga del Ministerio de Energía y Minas, este modelo no expresa realmente una proyección cerca de la realidad debido a la infraestructura actual.

- Modelo logaritmico: tiene un $R^2=0.4279$, según los datos proyectados, a pesar que tiene un R^2 menor que los demás modelos, los consumos si son lógicos considerando el crecimiento que han venido teniendo las instalaciones con el pasar de los años. Con la infraestructura y los tipos de carga del Ministerio de Energía y Minas, este modelo se apega mucho a las condiciones actuales. Este modelo es el elegido, considerando la infraestructura del lugar y el crecimiento que han venido teniendo las instalaciones desde el año 2013 a la fecha.
- Modelo polinomial de orden 2, 3, 4, 5 Y 6. A pesar de tener un R^2 de valor mayor, si se extiende en el tiempo, por el tipo de función que es, expresa valores negativos al proyectarlos en el tiempo. Por lo que todos estos modelos quedan descartados.
- Modelo potencial: A pesar de tener un R^2 de mayor valor, al proyectarse en el tiempo presenta mucho incremento de cargas.

Tabla XVIII. **Tabla comparativa de modelos proyección consumo**

Modelo	R^2	Observaciones	Modelo aceptado
Exponencial	0.4109	Debido a la infraestructura actual y el tipo de carga del ministerio, este modelo no expresa un modelo cerca de la realidad, debido a que no puede haber un crecimiento tan grande.	No
Lineal	0.4264	En el año 2032 se tendría un consumo muy elevado, considerando la infraestructura actual y el tipo de carga, esto no es posible.	No
Logarítmico	0.4279	En el año 2032 tendría un consumo que comenzaría a ser una constante, debido a que ya hay poco espacio para que sigan construyendo infraestructura y esto limite las cargas que puedan conectar. Por lo que se acepta el modelo	Si

Continuación de la tabla XVIII.

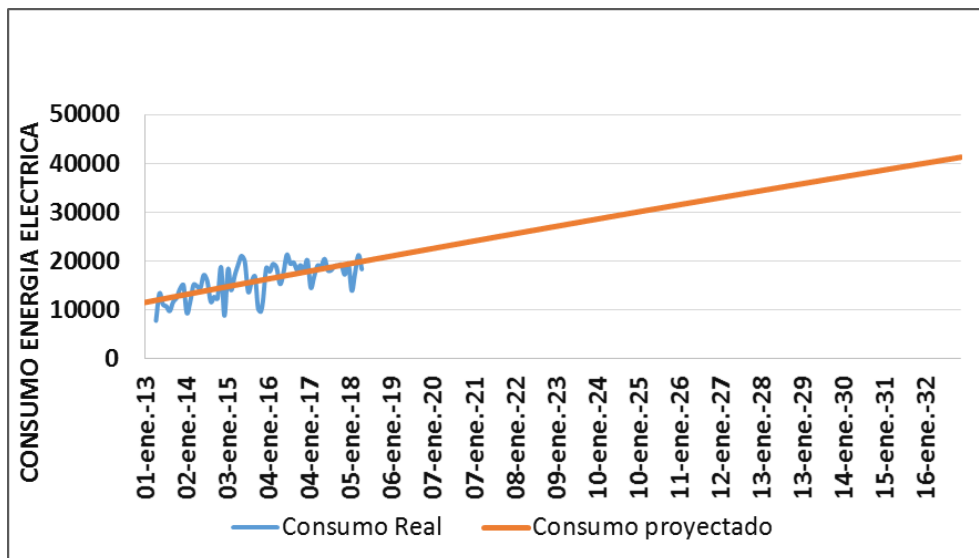
Polinomial orden 2,3,4,5,6	0.468	A pesar de tener un mejor R ² , hay momentos donde los consumos son negativos, descartando el modelo por este motivo.	No
Potencial	0.428	Al igual que el modelo exponencial, presenta mucho crecimiento en el año 2032. Por lo que queda descartado	No

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Proyección con modelo logarítmico:

En el siguiente gráfico observamos que la curva de color azul es el histórico de consumo de energía eléctrica del año 2013 al año 2018, y la curva de color roja es la proyección realizada al año 2032.

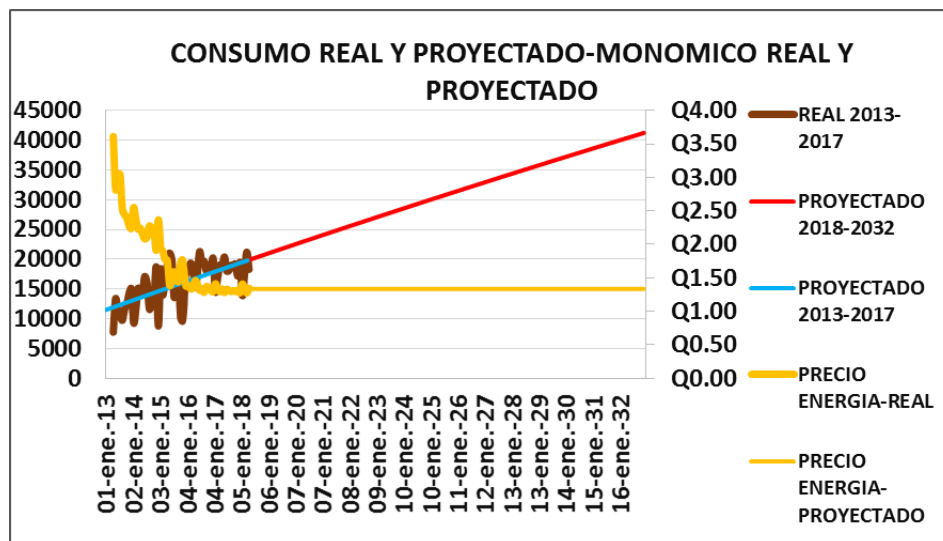
Figura 59. **Proyección de energía eléctrica utilizando modelo logarítmico**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Como se puede visualizar la gráfica siguiente de color café es la energía real que consumieron y de color rojo se mira la proyección al año 2032. La gráfica de color amarillo es el precio real de la energía eléctrica y su proyección respectiva al año 2032.

Figura 60. **Consumos y precios reales y proyectados**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, se presenta una tabla desde el año 2013 al año 2032 de los consumos de energía eléctrica, los precios reales y proyectados.

Tabla XIX. **Consumos energía eléctrica-precios reales años 2013-2014**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
DIC-13	15,040	Q 2.24	REAL	Q 33,717.1
ENE-14	9,360	Q 2.55	REAL	Q 23,866.2
FEB-14	11,520	Q 2.37	REAL	Q 27,350.7
MAR-14	15,120	Q 2.23	REAL	Q 33,691.3
ABR-14	14,880	Q 2.24	REAL	Q 33,395.7
MAY-14	14,400	Q 2.15	REAL	Q 31,004.0
JUN-14	17,120	Q 2.08	REAL	Q 35,648.1
JUL-14	15,920	Q 2.11	REAL	Q 33,632.8
AGO-14	11,680	Q 2.28	REAL	Q 26,575.5
SEP-14	12,640	Q 2.23	REAL	Q 28,129.6
OCT-14	12,320	Q 2.24	REAL	Q 27,611.6
NOV-14	18,720	Q 1.91	REAL	Q 35,791.6

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XX. **Consumos energía eléctrica y precios reales del año 2015**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
FEB-15	14,000	Q 1.90	REAL	Q 26,627.1
MAR-15	16,960	Q 1.77	REAL	Q 30,075.2
ABR-15	19,120	Q 1.76	REAL	Q 33,671.1
MAY-15	21,040	Q 1.39	REAL	Q 29,277.2
JUN-15	19,840	Q 1.45	REAL	Q 28,762.7
JUL-15	13,680	Q 1.59	REAL	Q 21,784.7
AGO-15	15,840	Q 1.47	REAL	Q 23,363.9
SEP-15	16,800	Q 1.45	REAL	Q 24,300.4
OCT-15	10,320	Q 1.73	REAL	Q 17,808.4
OCT-15	9,600	Q 1.77	REAL	Q 16,993.1
NOV-15	11,760	Q 1.63	REAL	Q 19,138.5
DIC-15	18,560	Q 1.38	REAL	Q 25,595.5

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXI. **Consumos energía eléctrica precios reales año 2016**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-16	17,840	Q 1.38	REAL	Q 24,699.5
FEB-16	19,360	Q 1.34	REAL	Q 25,916.6
MAR-16	18,720	Q 1.35	REAL	Q 25,232.1
ABR-16	15,280	Q 1.46	REAL	Q 22,319.4
MAY-16	17,520	Q 1.41	REAL	Q 24,715.4
JUN-16	1,280	Q 1.32	REAL	Q 27,993.9
JUL-16	9,440	Q 1.34	REAL	Q 26,037.6
AGO-16	9,680	Q 1.28	REAL	Q 25,285.1
SEP-16	8,080	Q 1.37	REAL	Q 24,744.8
OCT-16	9,120	Q 1.36	REAL	Q 25,936.2
NOV-16	8,000	Q 1.32	REAL	Q 23,765.8
DIC-16	0,160	Q 1.29	REAL	Q 26,088.8

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXII. **Consumos energía eléctrica precios reales año 2017**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-17	14,560	Q1.41	REAL	Q 20,553.6
FEB-17	16,640	Q1.34	REAL	Q 22,354.2
MAR-17	19,040	Q1.30	REAL	Q 24,676.8
ABR-17	18,800	Q1.33	REAL	Q 25,078.8
MAY-17	20,400	Q1.28	REAL	Q 26,175.2
JUN-17	18,080	Q1.33	REAL	Q 24,059.0
JUL-17	18,080	Q1.32	REAL	Q 23,830.9
AGO-17	18,960	Q1.30	REAL	Q 24,593.6
SEP-17	19,040	Q1.31	REAL	Q 24,960.8
OCT-17	19,200	Q1.30	REAL	Q 24,897.1
NOV-17	17,200	Q1.32	REAL	Q 22,676.9
DIC-17	19,440	Q1.28	REAL	Q 24,857.1

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXIII. **Consumos energía eléctrica precios reales año 2018**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-18	13,920	Q1.41	REAL	Q 19,613.1
FEB-18	17,280	Q1.34	REAL	Q 23,169.7
MAR-18	21,200	Q1.28	REAL	Q 27,050.9
ABR-18	18,320	Q1.35	REAL	Q 24,673.0
MAY-18	19,945	Q1.34	PROY	Q 26,650.3
JUN-18	20,076	Q1.34	PROY	Q 26,825.7
JUL-18	20,203	Q1.34	PROY	Q 26,995.4
AGO-18	20,334	Q1.34	PROY	Q 27,170.5
SEP-18	20,465	Q1.34	PROY	Q 27,345.6
OCT-18	20,592	Q1.34	PROY	Q 27,514.9
NOV-18	20,723	Q1.34	PROY	Q 27,689.7
DIC-18	20,849	Q1.34	PROY	Q 27,858.7

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXIV. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2019**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-19	20,980	Q1.34	PROY	Q 28,033.3
FEB-19	21,111	Q1.34	PROY	Q 28,207.7
MAR-19	21,228	Q1.34	PROY	Q 28,365.1
ABR-19	21,359	Q1.34	PROY	Q 28,539.3
MAY-19	21,485	Q1.34	PROY	Q 28,707.8
JUN-19	21,615	Q1.34	PROY	Q 28,881.7
JUL-19	21,741	Q1.34	PROY	Q 29,049.9
AGO-19	21,871	Q1.34	PROY	Q 29,223.6
SEP-19	22,001	Q1.34	PROY	Q 29,397.2
OCT-19	22,127	Q1.34	PROY	Q 29,565.1
NOV-19	22,256	Q1.34	PROY	Q 29,738.4
DIC-19	22,382	Q1.34	PROY	Q 29,906.0

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXV. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2020**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-20	22,511	Q1.34	PROY	Q 30,079.1
FEB-20	22,641	Q1.34	PROY	Q 30,252.1
MAR-20	22,762	Q1.34	PROY	Q 30,413.8
ABR-20	22,891	Q1.34	PROY	Q 30,586.6
MAY-20	23,016	Q1.34	PROY	Q 30,753.6
JUN-20	23,145	Q1.34	PROY	Q 30,926.1
JUL-20	23,270	Q1.34	PROY	Q 31,092.9
AGO-20	23,399	Q1.34	PROY	Q 31,265.2
SEP-20	23,528	Q1.34	PROY	Q 31,437.3
OCT-20	23,652	Q1.34	PROY	Q 31,603.8
NOV-20	23,781	Q1.34	PROY	Q 31,775.7
DIC-20	23,905	Q1.34	PROY	Q 31,941.9

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXVI. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2021**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-21	24,034	Q1.34	PROY	Q 32,113.6
FEB-21	24,162	Q1.34	PROY	Q 32,285.1
MAR-21	24,278	Q1.34	PROY	Q 32,440.0
ABR-21	24,406	Q1.34	PROY	Q 32,611.3
MAY-21	24,530	Q1.34	PROY	Q 32,777.0
JUN-21	24,658	Q1.34	PROY	Q 32,948.0
JUL-21	24,782	Q1.34	PROY	Q 33,113.5
AGO-21	24,910	Q1.34	PROY	Q 33,284.3
SEP-21	25,038	Q1.34	PROY	Q 33,455.1
OCT-21	25,161	Q1.34	PROY	Q 33,620.2
NOV-21	25,289	Q1.34	PROY	Q 33,790.6
DIC-21	25,412	Q1.34	PROY	Q 33,955.5

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXVII. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2022**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-22	25,540	Q1.34	PROY	Q 34,125.8
FEB-22	25,667	Q1.34	PROY	Q 34,295.9
MAR-22	25,782	Q1.34	PROY	Q 34,449.5
ABR-22	25,909	Q1.34	PROY	Q 34,619.4
MAY-22	26,032	Q1.34	PROY	Q 34,783.7
JUN-22	26,159	Q1.34	PROY	Q 34,953.4
JUL-22	26,282	Q1.34	PROY	Q 35,117.5
AGO-22	26,409	Q1.34	PROY	Q 35,287.0
SEP-22	26,536	Q1.34	PROY	Q 35,456.3
OCT-22	26,658	Q1.34	PROY	Q 35,620.0
NOV-22	26,785	Q1.34	PROY	Q 35,789.1
DIC-22	26,907	Q1.34	PROY	Q 35,952.7

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXVIII. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2023**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-23	27,033	Q1.34	PROY	Q 36,121.6
FEB-23	27,160	Q1.34	PROY	Q 36,290.3
MAR-23	27,274	Q1.34	PROY	Q 36,442.6
ABR-23	27,400	Q1.34	PROY	Q 36,611.2
MAY-23	27,522	Q1.34	PROY	Q 36,774.2
JUN-23	27,648	Q1.34	PROY	Q 36,942.5
JUL-23	27,770	Q1.34	PROY	Q 37,105.2
AGO-23	27,895	Q1.34	PROY	Q 37,273.3
SEP-23	28,021	Q1.34	PROY	Q 37,441.3
OCT-23	28,143	Q1.34	PROY	Q 37,603.7
NOV-23	28,268	Q1.34	PROY	Q 37,771.5
DIC-23	28,390	Q1.34	PROY	Q 37,933.7

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXIX. **Consumos energía eléctrica y precios proyectados año 2024**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-24	28,515	Q1.34	PROY	Q 38,101.2
FEB-24	28,640	Q1.34	PROY	Q 38,268.6
MAR-24	28,757	Q1.34	PROY	Q 38,425.1
ABR-24	28,882	Q1.34	PROY	Q 38,592.2
MAY-24	29,003	Q1.34	PROY	Q 38,753.9
JUN-24	29,128	Q1.34	PROY	Q 38,920.9
JUL-24	29,249	Q1.34	PROY	Q 39,082.3
AGO-24	29,374	Q1.34	PROY	Q 39,249.1
SEP-24	29,499	Q1.34	PROY	Q 39,415.7
OCT-24	29,619	Q1.34	PROY	Q 39,576.8
NOV-24	29,744	Q1.34	PROY	Q 39,743.2
DIC-24	29,864	Q1.34	PROY	Q 39,904.1

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXX. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2025**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-25	29,989	Q1.34	PROY	Q 40,070.3
FEB-25	30,113	Q1.34	PROY	Q 40,236.3
MAR-25	30,225	Q1.34	PROY	Q 40,386.2
ABR-25	30,349	Q1.34	PROY	Q 40,552.1
MAY-25	30,469	Q1.34	PROY	Q 40,712.4
JUN-25	30,593	Q1.34	PROY	Q 40,878.1
JUL-25	30,713	Q1.34	PROY	Q 41,038.2
AGO-25	30,837	Q1.34	PROY	Q 41,203.6
SEP-25	30,961	Q1.34	PROY	Q 41,368.9
OCT-25	31,080	Q1.34	PROY	Q 41,528.8
NOV-25	31,204	Q1.34	PROY	Q 41,693.8
DIC-25	31,323	Q1.34	PROY	Q 41,853.5

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXI. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2026**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-26	31,447	Q1.34	PROY	Q 42,018.3
FEB-26	31,570	Q1.34	PROY	Q 42,183.1
MAR-26	31,681	Q1.34	PROY	Q 42,331.8
ABR-26	31,804	Q1.34	PROY	Q 42,496.3
MAY-26	31,923	Q1.34	PROY	Q 42,655.4
JUN-26	32,046	Q1.34	PROY	Q 42,819.7
JUL-26	32,165	Q1.34	PROY	Q 42,978.6
AGO-26	32,288	Q1.34	PROY	Q 43,142.7
SEP-26	32,411	Q1.34	PROY	Q 43,306.7
OCT-26	32,529	Q1.34	PROY	Q 43,465.3
NOV-26	32,652	Q1.34	PROY	Q 43,629.1
DIC-26	32,771	Q1.34	PROY	Q 43,787.4

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXII. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2027**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-27	32,893	Q1.34	PROY	Q 43,951.0
FEB-27	33,015	Q1.34	PROY	Q 44,114.4
MAR-27	33,126	Q1.34	PROY	Q 44,262.0
ABR-27	33,248	Q1.34	PROY	Q 44,425.2
MAY-27	33,366	Q1.34	PROY	Q 44,583.1
JUN-27	33,488	Q1.34	PROY	Q 44,746.1
JUL-27	33,606	Q1.34	PROY	Q 44,903.8
AGO-27	33,728	Q1.34	PROY	Q 45,066.6
SEP-27	33,850	Q1.34	PROY	Q 45,229.3
OCT-27	33,967	Q1.34	PROY	Q 45,386.6
NOV-27	34,089	Q1.34	PROY	Q 45,549.1
DIC-27	34,207	Q1.34	PROY	Q 45,706.2

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXIII. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2028**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-28	34,328	Q1.34	PROY	Q 45,868.5
FEB-28	34,449	Q1.34	PROY	Q 46,030.7
MAR-28	34,563	Q1.34	PROY	Q 46,182.3
ABR-28	34,684	Q1.34	PROY	Q 46,344.2
MAY-28	34,801	Q1.34	PROY	Q 46,500.9
JUN-28	34,922	Q1.34	PROY	Q 46,662.6
JUL-28	35,039	Q1.34	PROY	Q 46,819.1
AGO-28	35,160	Q1.34	PROY	Q 46,980.6
SEP-28	35,281	Q1.34	PROY	Q 47,142.0
OCT-28	35,398	Q1.34	PROY	Q 47,298.2
NOV-28	35,519	Q1.34	PROY	Q 47,459.4
DIC-28	35,635	Q1.34	PROY	Q 47,615.3

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXIV. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2029**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-29	35,756	Q1.34	PROY	Q 47,776.3
FEB-29	35,876	Q1.34	PROY	Q 47,937.2
MAR-29	35,985	Q1.34	PROY	Q 48,082.5
ABR-29	36,105	Q1.34	PROY	Q 48,243.2
MAY-29	36,222	Q1.34	PROY	Q 48,398.6
JUN-29	36,342	Q1.34	PROY	Q 48,559.1
JUL-29	36,458	Q1.34	PROY	Q 48,714.3
AGO-29	36,578	Q1.34	PROY	Q 48,874.6
SEP-29	36,698	Q1.34	PROY	Q 49,034.8
OCT-29	36,814	Q1.34	PROY	Q 49,189.7
NOV-29	36,933	Q1.34	PROY	Q 49,349.7
DIC-29	37,049	Q1.34	PROY	Q 49,504.4

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXV. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2030**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-30	37,169	Q1.34	PROY	Q 49,664.2
FEB-30	37,288	Q1.34	PROY	Q 49,823.9
MAR-30	37,396	Q1.34	PROY	Q 49,968.0
ABR-30	37,515	Q1.34	PROY	Q 50,127.5
MAY-30	37,631	Q1.34	PROY	Q 50,281.7
JUN-30	37,750	Q1.34	PROY	Q 50,441.0
JUL-30	37,865	Q1.34	PROY	Q 50,595.0
AGO-30	37,984	Q1.34	PROY	Q 50,754.1
SEP-30	38,103	Q1.34	PROY	Q 50,913.0
OCT-30	38,218	Q1.34	PROY	Q 51,066.8
NOV-30	38,337	Q1.34	PROY	Q 51,225.5
DIC-30	38,452	Q1.34	PROY	Q 51,379.1

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXVI. **Consumos energía eléctrica precios proyectados año 2031**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-31	38,571	Q1.34	PROY	Q 51,537.6
FEB-31	38,689	Q1.34	PROY	Q 51,696.1
MAR-31	38,796	Q1.34	PROY	Q 51,839.1
ABR-31	38,915	Q1.34	PROY	Q 51,997.4
MAY-31	39,029	Q1.34	PROY	Q 52,150.4
JUN-31	39,148	Q1.34	PROY	Q 52,308.5
JUL-31	39,262	Q1.34	PROY	Q 52,461.3
AGO-31	39,380	Q1.34	PROY	Q 52,619.2
SEP-31	39,498	Q1.34	PROY	Q 52,777.0
OCT-31	39,612	Q1.34	PROY	Q 52,929.5
NOV-31	39,730	Q1.34	PROY	Q 53,087.1
DIC-31	39,844	Q1.34	PROY	Q 53,239.5

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XXXVII. **Consumos energía eléctrica y precios proyectados año 2032**

FECHA	CONSUMO	TARIFA	TIPO	PRECIO
ENE-32	39,962	Q1.34	PROY	Q 53,396.8
FEB-32	40,080	Q1.34	PROY	Q 53,554.1
MAR-32	40,190	Q1.34	PROY	Q 53,701.1
ABR-32	40,307	Q1.34	PROY	Q 53,858.1
MAY-32	40,421	Q1.34	PROY	Q 54,010.0
JUN-32	40,539	Q1.34	PROY	Q 54,166.9
JUL-32	40,652	Q1.34	PROY	Q 54,318.6
AGO-32	40,769	Q1.34	PROY	Q 54,475.3
SEP-32	40,887	Q1.34	PROY	Q 54,631.8
OCT-32	41,000	Q1.34	PROY	Q 54,783.3
NOV-32	41,117	Q1.34	PROY	Q 54,939.6
DIC-32	41,230	Q1.34	PROY	Q 55,090.9

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

3.6. Encuestas realizadas al personal sobre consumos energéticos

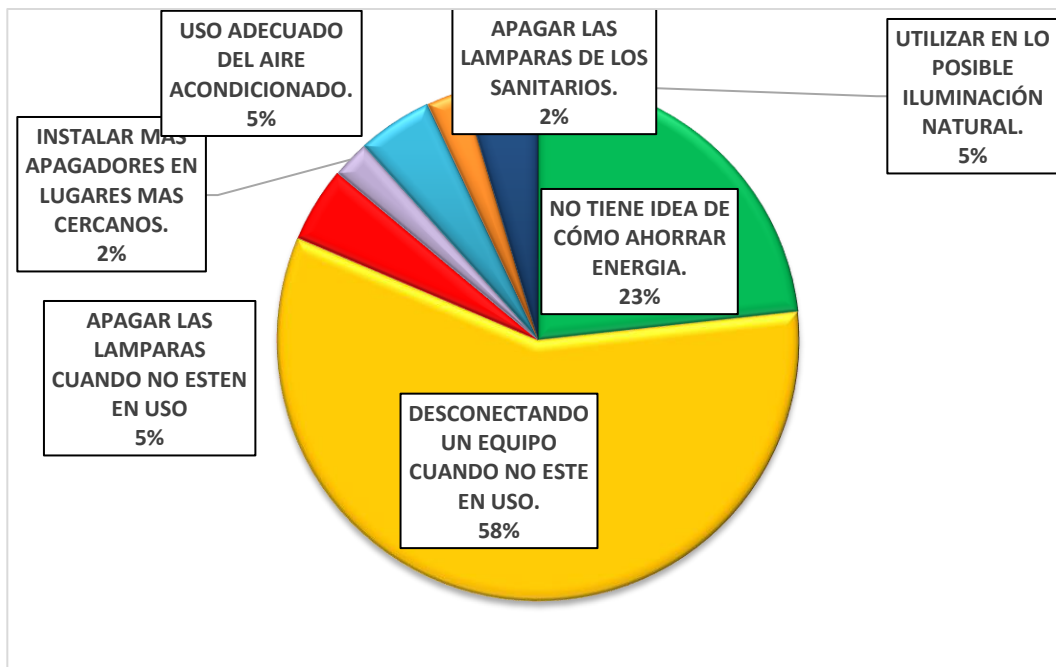
Se realizó una encuesta al personal que labora en la institución, acerca de los hábitos que ellos tienen en el uso de la energía eléctrica, de esto se realiza un extracto y se coloca lo que tiene más impacto en la institución.

Se evaluó si el personal tenía conocimiento de qué forma pueden ser ellos participes en ahorrar energía eléctrica a la institución.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

- ¿De qué forma considera usted, que puede ahorrar energía en su área de trabajo?

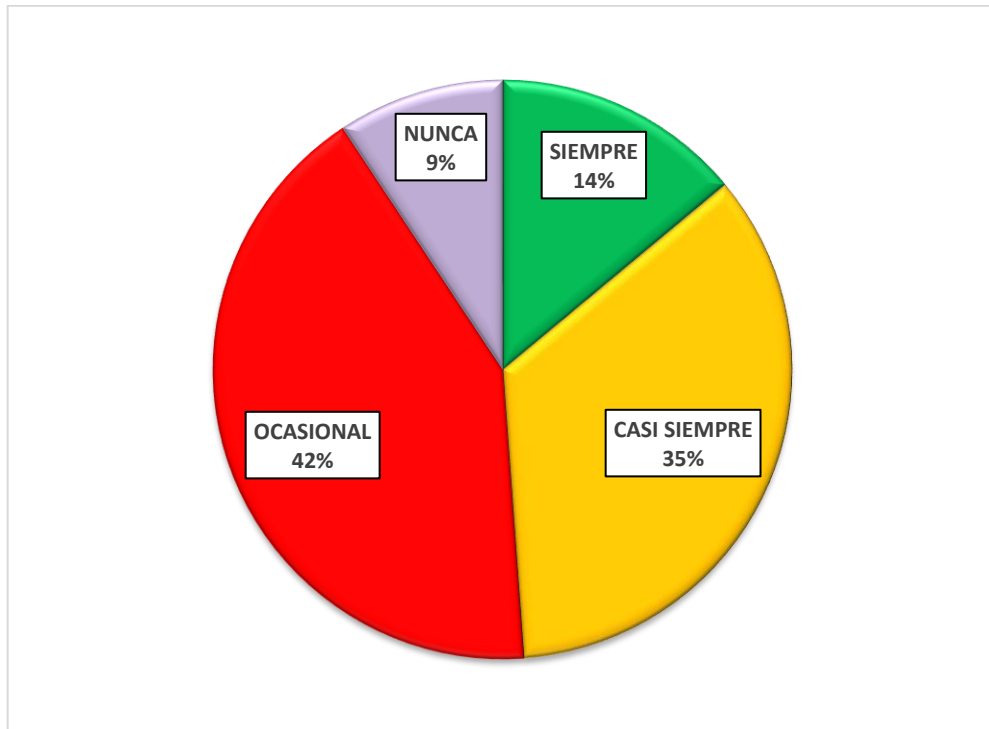
Figura 61. **Porcentaje de conocimiento de las maneras que hay para ahorrar energía eléctrica**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Resultado: El 77 % de las personas tienen idea de cómo se puede realizar ahorro de energía eléctrica
- ¿Cuándo usted ha llegado a los sanitarios, encuentra la luz encendida sin ninguna persona que la esté utilizando?

Figura 62. **Porcentaje de uso eficiente de iluminación en los sanitarios**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Resultado: Como se puede observar, solo el 9 % de las personas dijo que no encontraban la luz encendida del servicio sanitario cuando hacían uso de este. Acá se mira que existe un área de oportunidad para el ahorro de energía eléctrica, instalando sensores de detección para así evitar que las personas dejen las lámparas encendidas.

4. MEDICIONES ENERGÉTICAS

4.1. Mediciones eléctricas

4.1.1. Mediciones y análisis de consumos

Para el estudio eléctrico es necesario realizar 3 mediciones en los siguientes tres lugares: flipon principal, edificio dirección superior, laboratorio y áreas en el perímetro.

Mediciones que se realizaron utilizando el analizador de redes FLUKE 435-II. A continuación, la evaluación y diagnóstico de cada uno de los parámetros analizados.

4.1.1.1. Evaluación y diagnóstico de regulación de voltaje

Según la norma NTSD en el artículo 24 página 16 se tiene la siguiente tabla de regulación de voltaje.

Tabla XXXVIII. **Porcentaje aceptable de regulación de voltaje NTSD**

Tensión	Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Regimen		Regimen	
			1 - 12 meses		13 o mas	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
BAJA	12	15	10	12	8	10

Continuación de la tabla XXXVIII.

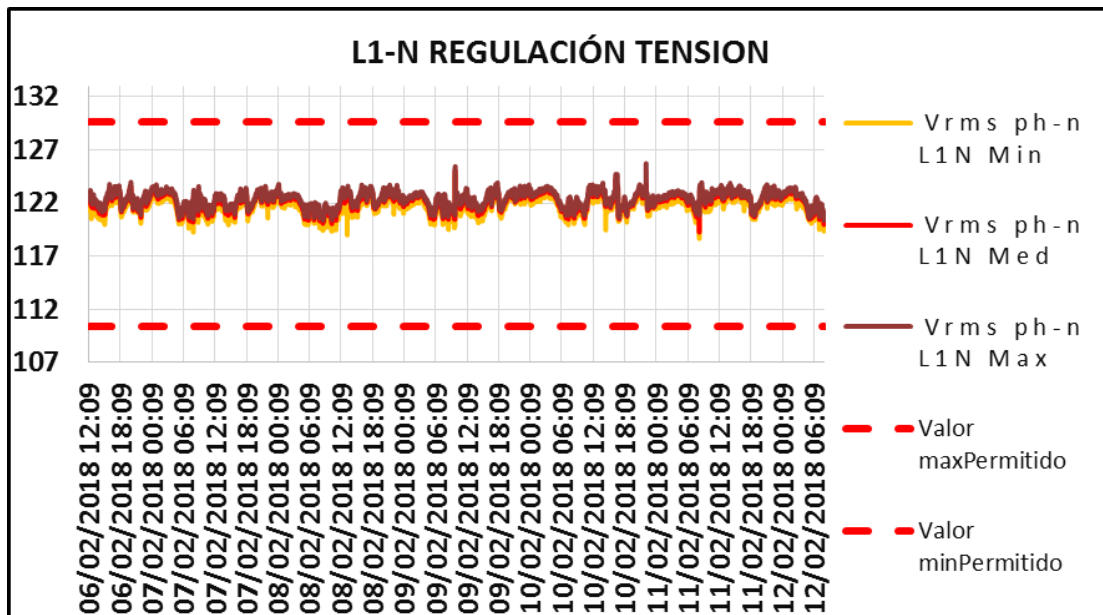
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICIÓN		REGIMEN		REGIMEN	
			1 - 12 MESES		13 o MAS	
	7		6		5	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Se hicieron mediciones de los parámetros cada 15 minutos para los parámetros de voltaje, amperaje y para armónicos cada 10 minutos, esto para cada una de las 3 mediciones.

- Lugar 1: Laboratorio y áreas en el perímetro:

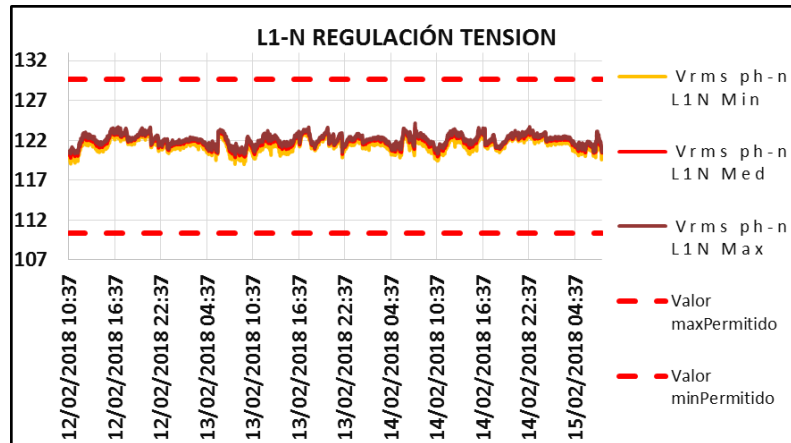
Figura 63. Regulación voltaje laboratorio-perímetro



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Lugar 2: Edificio dirección superior

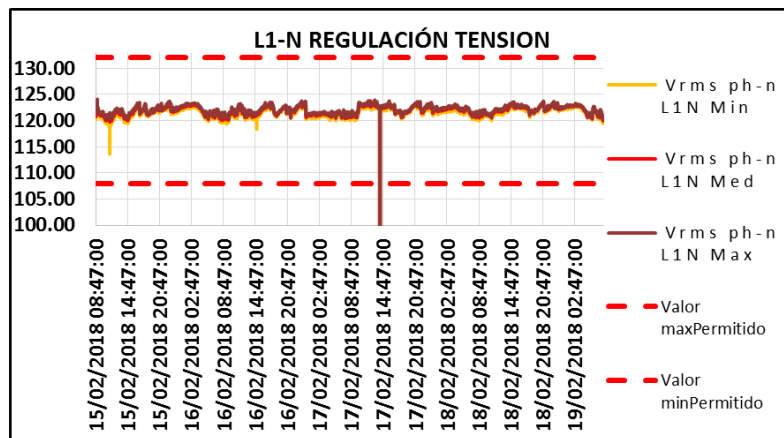
Figura 64. **Regulación de voltaje Edificio dirección superior**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Lugar 3: Tablero principal

Figura 65. **Regulación de voltaje tablero principal**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Como se puede visualizar en los gráficos anteriores, la regulación de voltaje si está dentro de los límites permitidos de la norma NTSD en el artículo 24 página 16, donde indica que los voltajes deben de permanecer dentro del rango ± 8 % del voltaje nominal.

A continuación, se muestra la tabla de datos correspondientes a los valores porcentuales obtenidos de los valores registrados de voltaje a neutro de cada una de las 3 áreas.

Tabla XXXIX. Regulación voltaje laboratorios e instalaciones en el perímetro

	Min L1N	Med L1N	Max L1N	Min L2N	Med L2N	Max L2N	Min L3N	Med L3N	Max L3N
MAX	0.00%	0.02%	0.31%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.01%	0.18%
MEDIANA	1.59%	1.88%	2.07%	1.94%	2.21%	2.39%	1.90%	2.15%	2.34%
PROM	1.48%	1.77%	1.97%	1.76%	2.02%	2.21%	1.75%	2.00%	2.19%
MIN	3.61%	3.98%	4.55%	3.19%	3.74%	4.35%	3.52%	4.60%	4.94%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XL. Regulación voltaje edificio dirección superior

	Min L1N	Med L1N	Max L1N	Min L2N	Med L2N	Max L2N	Min L3N	Med L3N	Max L3N
MAX	0.00%	0.00%	0.18%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.01%
MEDIANA	1.28%	1.56%	1.74%	1.52%	1.82%	2.02%	1.74%	1.99%	2.16%
PROM	1.25%	1.52%	1.72%	1.43%	1.69%	1.89%	1.61%	1.86%	2.05%
MIN	2.72%	2.93%	3.36%	3.05%	3.26%	3.66%	3.07%	3.19%	3.69%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XLI. **Regulación voltaje Breaker principal**

	Min L1N	Med L1N	Max L1N	Min L2N	Med L2N	Max L2N	Min L3N	Med L3N	Max L3N
MAX	0.00%	0.00%	0.17%	0.00%	0.01%	0.01%	0.00%	0.04%	0.03%
MEDIANA	1.40%	1.61%	1.77%	1.64%	1.84%	1.99%	1.70%	1.90%	2.06%
PROM	1.45%	1.65%	1.81%	1.64%	1.85%	2.01%	1.70%	1.89%	2.05%
MIN	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%	31.06%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.1.2. Evaluación y diagnóstico de desbalance de tensión

Según la norma NTSD capítulo III artículo 27 página 19. Tenemos lo siguiente:

Tabla XLII. **Porcentaje aceptable de desbalance de tensión**

TENSION	DESBALANCE DE TENSION, Δ DTD, EN %
	ETAPA DE REGIMEN A PARTIR DEL MES 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, una tabla resumen por cada una de las áreas:

Tabla XLIII. **Desbalance de voltaje laboratorio**

	DESBALANCE MIN	DESBALANCE PROM	DESBALANCE MAX
MAX	2.37%	1.71%	1.93%
MEDIANA	0.38%	0.35%	0.36%
PROM	0.42%	0.39%	0.39%
MIN	0.00%	0.00%	0.00%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XLIV. **Desbalance de voltaje edificio dirección superior**

	DESBALANCE MIN	DESBALANCE PROM	DESBALANCE MAX
MAX	2.94%	1.10%	1.14%
MEDIANA	0.55%	0.50%	0.50%
PROM	0.56%	0.51%	0.50%
MIN	0.01%	0.00%	0.00%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla XLV. **Desbalance de voltaje breaker principal**

	DESBALANCE MIN	DESBALANCE PROM	DESBALANCE MAX
MAX	2.23%	1.28%	1.27%
MEDIANA	0.46%	0.43%	0.43%
PROM	0.48%	0.44%	0.44%
MIN	0.00%	0.00%	0.00%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Como se puede visualizar, todos los valores de cada una de las áreas están dentro de las CNEE (2003) Norma NTSD Capitulo III articulo 27, que dice o siguiente:

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje: (p. 19)

$$\Delta DTD (\%) = \left[\frac{3 * (V_{MAX} - V_{MIN})}{V_a + V_b + V_c} \right] * 100$$

Donde:

Δ DTD (%): porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

Vmax: Es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registradas en el intervalo de Medición K.

Vmin: Es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registradas en el intervalo de Medición k.

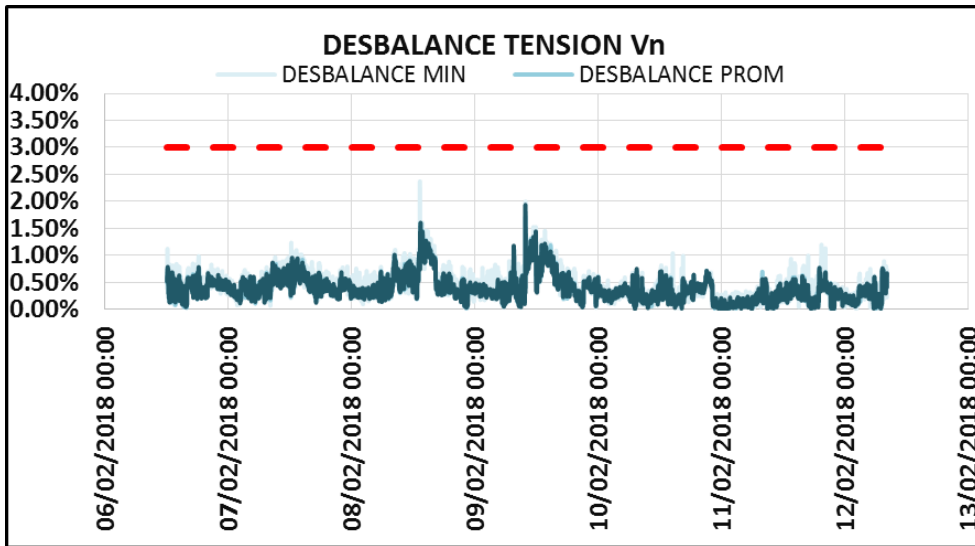
Tabla XLVI. **Desbalances tensión porcentaje aceptable**

TENSIÓN	DESBALANCE Δ DTD, EN %	TENSIÓN,
ETAPA DE REGIMEN A PARTIR DEL MES 13		
BAJA Y MEDIA	3	
ALTA	1	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

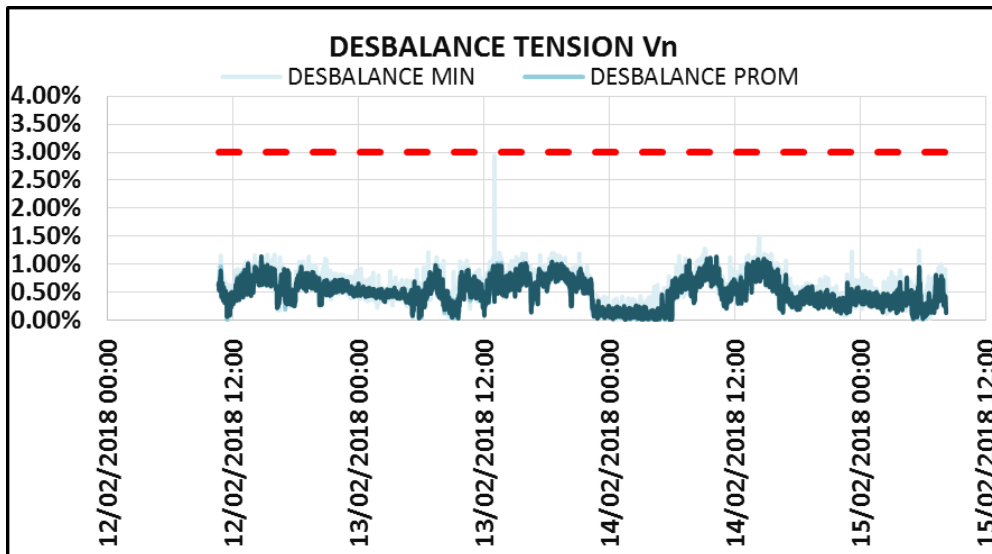
A continuación graficas del desbalance de cada una de las 3 áreas.

Figura 66. **Desbalance de tensión área Laboratorio y perímetro**



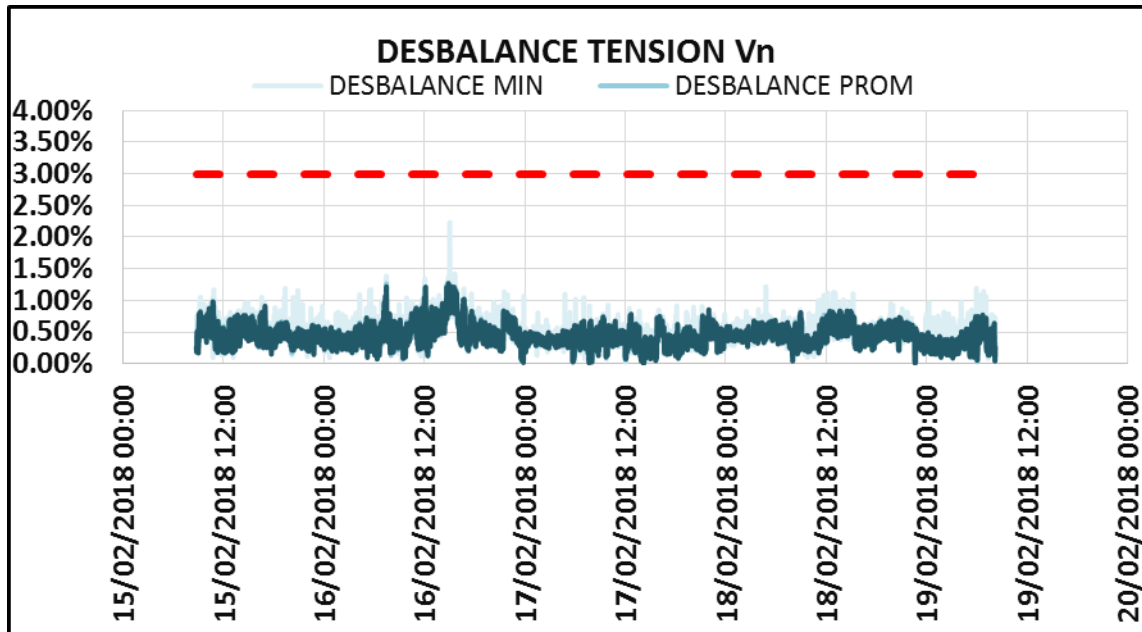
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 67. **Desbalance de tensión área edificio dirección superior**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 68. **Desbalance de tensión tablero principal**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.1.3. **Evaluación y diagnóstico del desbalance de corriente**

A continuación, se muestra la evaluación del desbalance de corriente que existe en cada una de las 3 áreas medidas, así como el porcentaje que representa cada una de estas cargas con respecto a la capacidad nominal del transformador.

- Edificio dirección superior

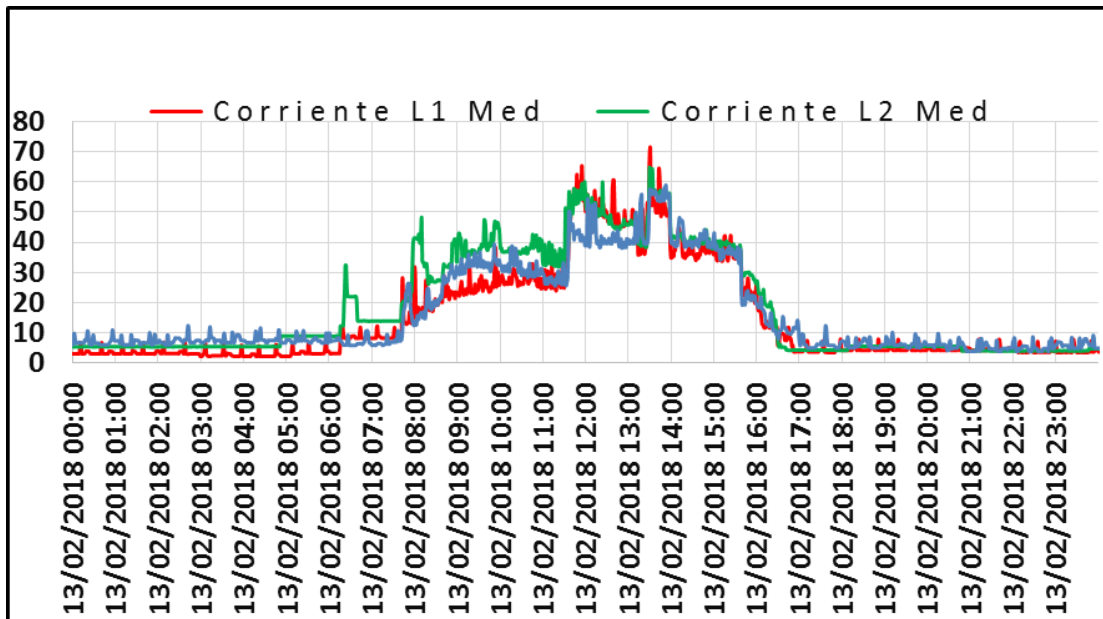
Según el análisis de los datos registrados de corriente de fase a neutro, se resumen los siguientes valores:

Tabla XLVII. **Desbalance corriente entre fases edificio dirección superior**

	%DESBALANCE L1N MED (L2N, L3N)	%DESBALANCE L2N MED (L1N, L3N)	%DESBALANCE L3N MED (L1N, L2N)
MED	24.32%	10.98%	16.67%
PRO	34.69%	13.18%	18.62%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 69. **Curva amperaje día normal de consumo edificio dirección superior**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según gráfico y tabla anterior, la fase 1 tiene conectada menos cargas que las fases 2 y 3.

Se debe realizar una redistribución de cargas para evitar que solo una de las fases del transformador, este más cargadas que las otras.

Al tener mejor balanceadas las cargas del transformador, se puede aprovechar de mejor manera la capacidad del transformador, así como evitar desbalances de tensión

Como se observa en el gráfico anterior, se tiene un consumo máximo de amperaje a partir de las 14:00 pm. Se tiene hasta un valor máximo alrededor de 73 amperios.

Un banco de transformador de 3x50K va soporta el siguiente amperaje.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{F-F}} = \frac{150000}{\sqrt{3} * 208} = 416.3 \text{ Amperios}$$

La carga de los tableros del edificio dirección superior representa el siguiente % de la capacidad total del transformador.

$$\%carga = \frac{73}{416.3} = 17.5\%$$

- Laboratorio:

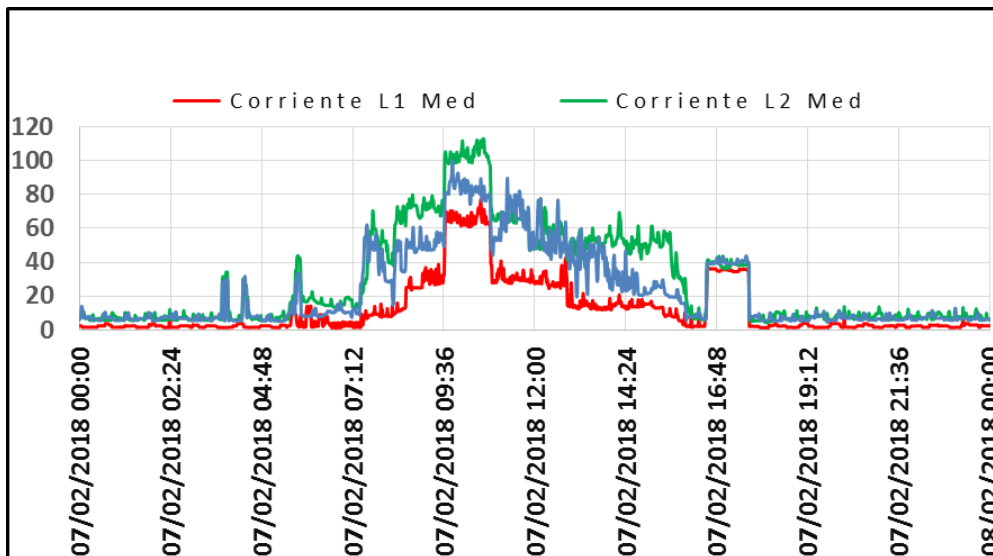
Según el análisis de los datos registrados:

Tabla XLVIII. **Desbalance corriente entre fases del laboratorio**

	%DESBALANCE L1N MED (L2N, L3N)	%DESBALANCE L2N MED (L1N, L3N)	%DESBALANCE L3N MED (L1N, L2N)
MEDIANA	145.45%	25.16%	19.94%
PROM	174.90%	24.62%	20.50%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 70. **Curva amperaje día normal de consumos del laboratorio**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según gráfico y tabla anterior, la fase 1 tiene conectada menos cargas que las fases 2 y 3.

Se debe realizar una redistribución de cargas para evitar que solo una de las fases del transformador esté mas cargadas que las otras.

Al tener mejor balanceadas las cargas del transformador se puede aprovechar de mejor manera la capacidad de este.

Como se observa en el gráfico anterior, se tiene un consumo máximo de amperaje a partir de las 10:00 am. Se tiene hasta un valor máximo alrededor de 113 amperios.

Un banco de transformador de 3x50Kva soporta el siguiente amperaje:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{F-F}} = \frac{150000}{\sqrt{3} * 208} = 416.3 \text{ Amperios}$$

La carga de los tableros del laboratorio representa el siguiente porcentaje de la capacidad total del transformador.

$$\%carga = \frac{113}{416.3} = 27.4 \%$$

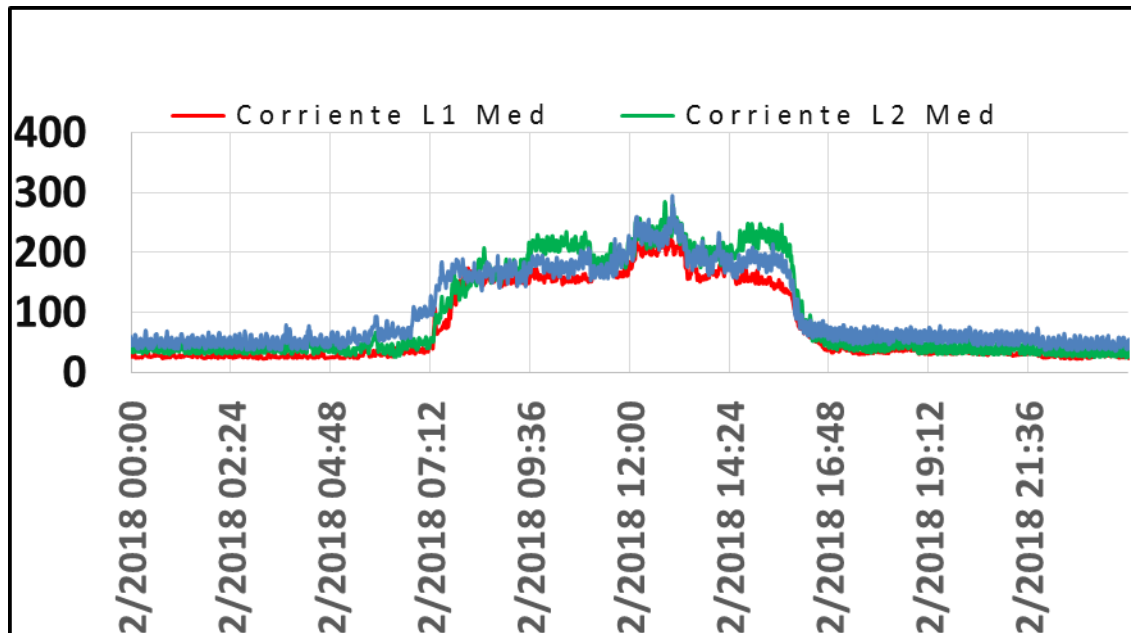
- Tablero Principal:

Tabla XLIX. **Desbalance corriente entre fases en el tablero principal**

	%DESBALANCE L1N MED (L2N, L3N)	%DESBALANCE L2N MED (L1N, L3N)	%DESBALANCE L3N MED (L1N, L2N)
MED	28.73%	8.27%	23.78%
PRO	35.26%	10.81%	21.34%

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 71. **Curva de amperaje de un día normal de consumo tablero principal**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según el gráfico y la tabla anterior, la fase 1 tiene conectada menos cargas que las fases 2 y 3. Se debe realizar una redistribución de cargas para evitar que solo una de las fases del transformador esté mas cargadas que las otras. Al tener mejor balanceadas las cargas del transformador, se puede aprovechar de mejor manera la capacidad de este.

Como se observa en el gráfico anterior, se tiene un consumo máximo de amperaje a partir de las 13:00 pm. Se tiene hasta un valor máximo alrededor de 295 amperios.

Un banco de transformador de 3x50Kva soporta el siguiente amperaje.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{F-F}} = \frac{150000}{\sqrt{3} * 208} = 416.3 \text{ Amperios}$$

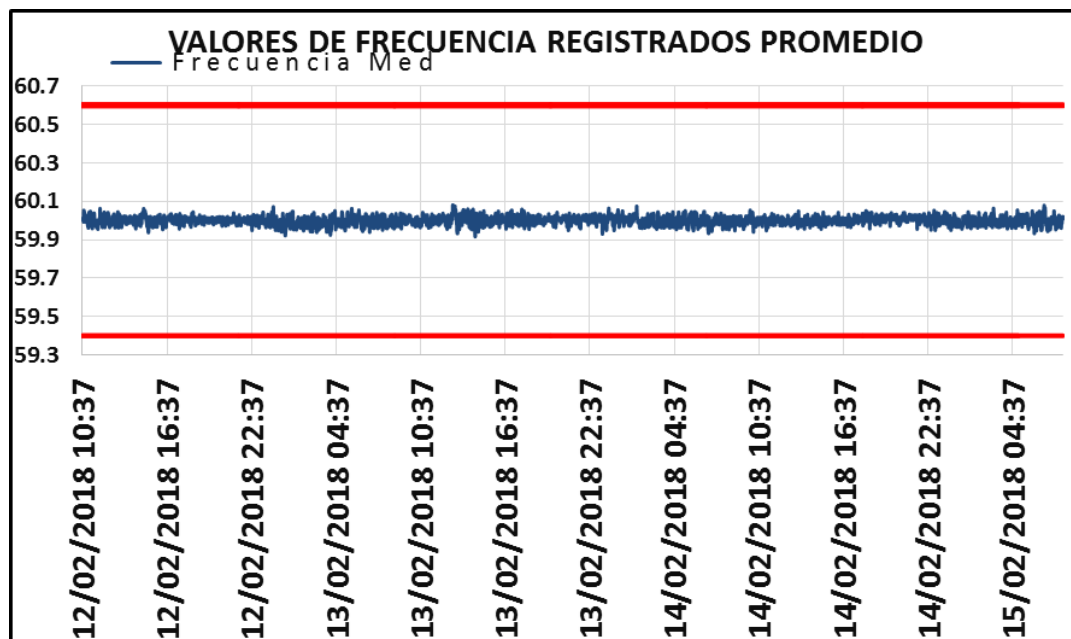
Las cargas del tablero principal representan el siguiente porcentaje de la capacidad total del transformador.

$$\%carga = \frac{295}{416.3} = 70.86\%$$

Para el desbalance de corriente no existe algún artículo en la norma NTSD que se pueda aplicar.

4.1.1.4. Análisis de frecuencia

Figura 72. Valores de frecuencia promedios

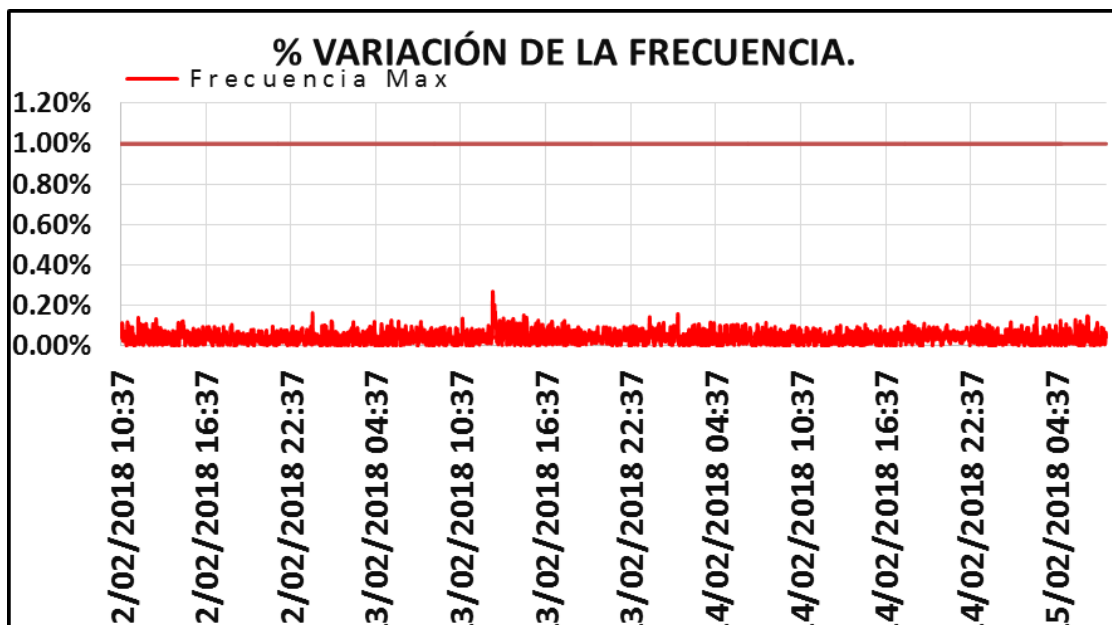


Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- La norma NTSD no establece alguna referencia para la frecuencia.
- Si tomáramos como referencia la norma UNE EN 50160, los valores si están dentro del rango permitido según norma UNE-EN 50160
- La UNE-EN 50160 Establece como límite lo siguiente:
- Frecuencia nominal Hz \pm 1% durante el 95 % de una semana.
- Frecuencia nominal Hz +4%/-6% durante el 100 % de una semana.

En el siguiente gráfico podemos apreciar el porcentaje de variación de la frecuencia.

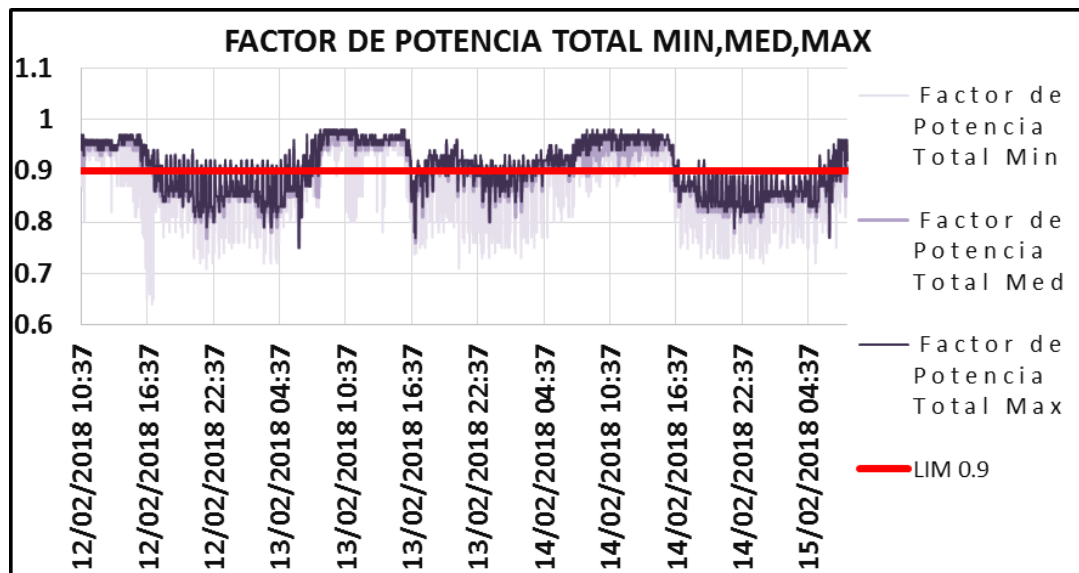
Figura 73. **Porcentaje variación de la frecuencia**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.1.5. Evaluación y diagnóstico del factor de potencia

Figura 74. Análisis de factor de potencia del edificio dirección superior



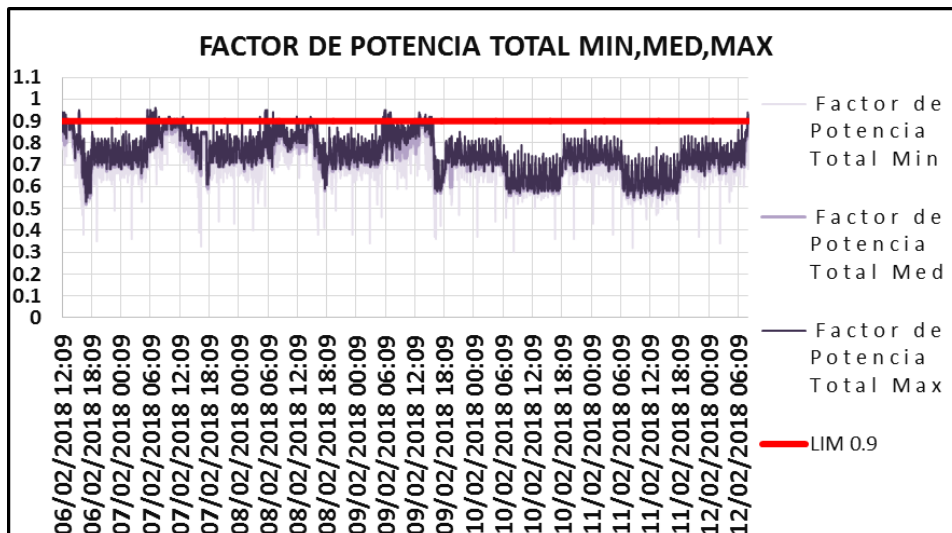
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Para poder analizar el factor de potencia es necesario verificarlo en la medición del tablero principal, en ese punto se encuentra el conjunto de cargas. Realizando un análisis aislado del factor de potencia para el *breaker*, que pertenece a las cargas de los flipones, ubicados en los tableros del edificio dirección superior.

El factor de potencia, en su mayoría de valores, se encuentra debajo del límite permitido.

Esto concuerda porque la mayoría de los espacios en el edificio dirección superior poseen aire acondicionado.

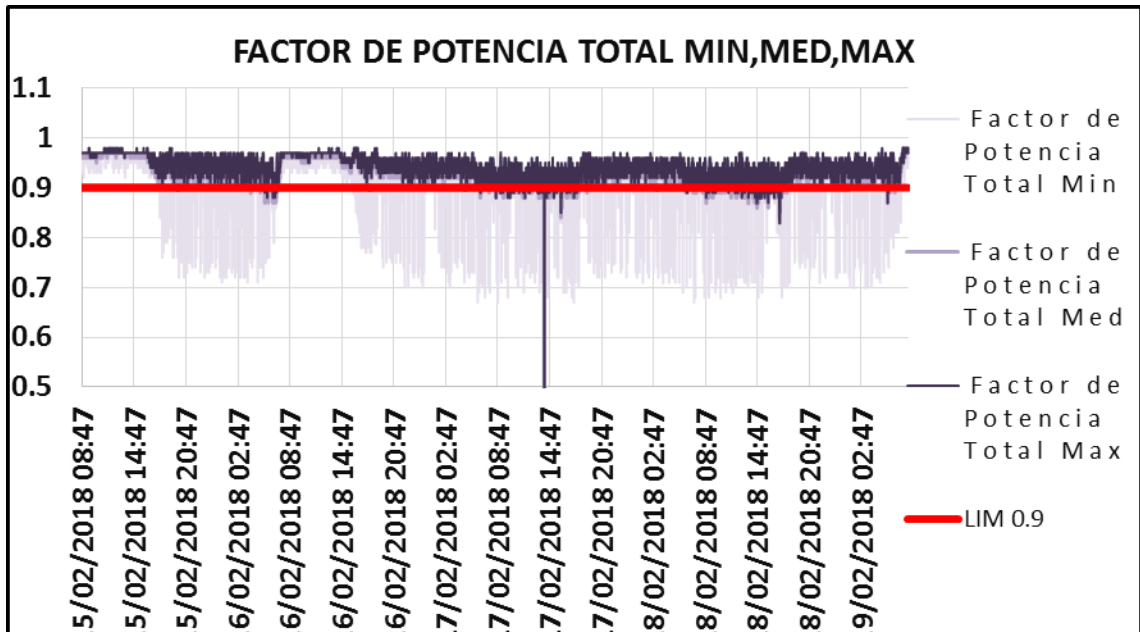
Figura 75. **Análisis de factor de potencia de laboratorio**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Para poder analizar el factor de potencia es necesario verificar en la medición del tablero principal, en ese punto se encuentra el conjunto de cargas. Realizando un análisis aislado del factor de potencia para el breaker, que pertenece a las cargas de los flipones, ubicados en los tableros del laboratorio. El factor de potencia de valores, en su mayoría, se encuentra debajo del límite permitido. Esto concuerda porque la mayoría de las cargas del laboratorio es del tipo reactiva inductiva.

Figura 76. **Análisis de factor de potencia del tablero principal**



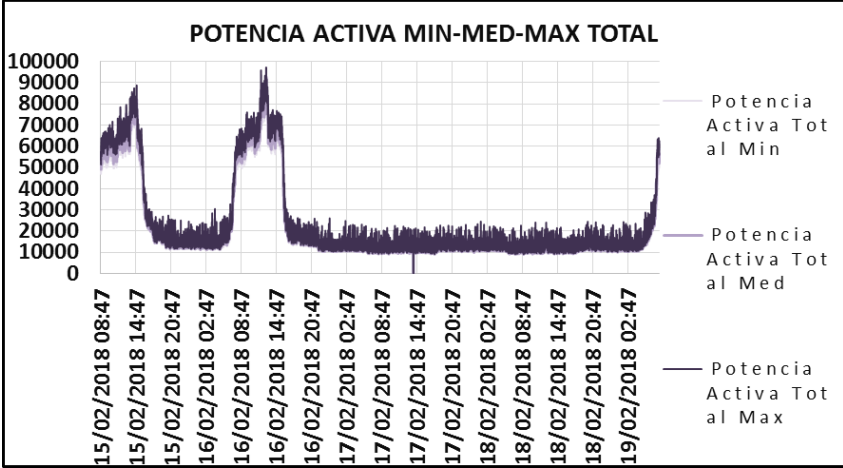
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según el artículo 49 de la NTSD, los valores de factor de potencia registrados están dentro de los límites permitidos para los usuarios con potencia superior a 11KW. Siendo el límite establecido de 0.90.

4.1.1.6. **Evaluación y diagnóstico de potencia activa, reactiva y aparente**

A continuación, se muestran el gráfico de la potencia activa del tablero principal.

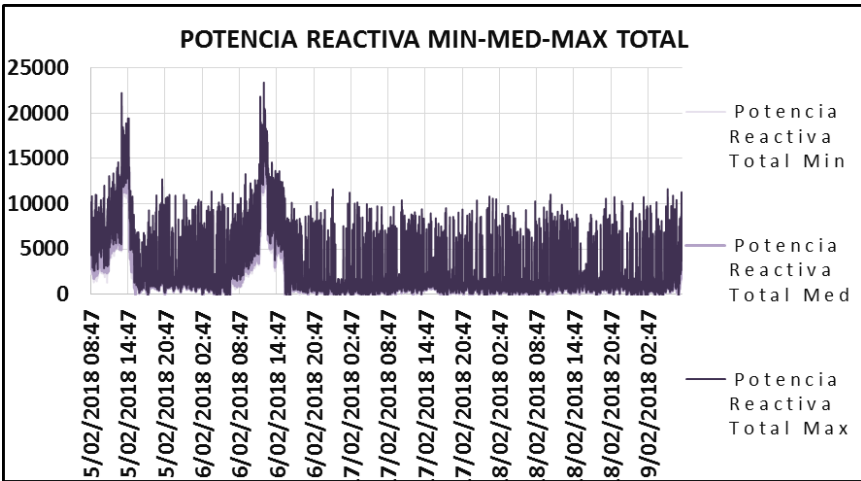
Figura 77. **Potencia activa mínima, promedio y máxima**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, se muestra el gráfico de la potencia reactiva del tablero principal.

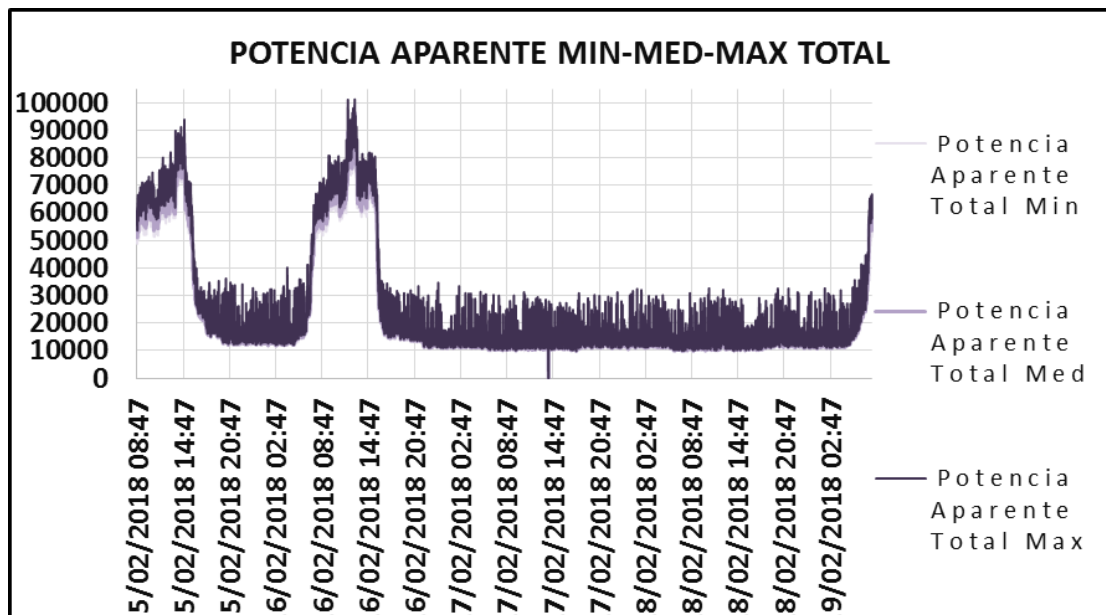
Figura 78. **Potencia Reactiva mínima, promedio y máxima**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, se muestran el gráfico de la potencia aparente del tablero principal.

Figura 79. **Potencia aparente mínima, promedio y máxima**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, se muestra una tabla de resumen de los valores de potencia registrados durante las mediciones.

Tabla L. **Resumen de potencia activa**

	Potencia Activa L1N Med	Potencia Activa L2N Med	Potencia Activa L3N Med	Potencia Activa Total
MAX	26290	32950	35060	92400
MEDIA	3170	4430	6630	14160
PROM	5884	7289	8829	22156
MIN	-294070	-294070	-294070	0

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LI. **Resumen de potencia Reactiva**

	Potencia Activa L1N Med	Potencia Activa L2N Med	Potencia Activa L3N Med	Potencia Activa Total
MAX	4560	8970	3350	14730
MEDIA	380	920	-110	990
PROM	495	1293	-162	1643
MIN	-760	-670	-2720	-510

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

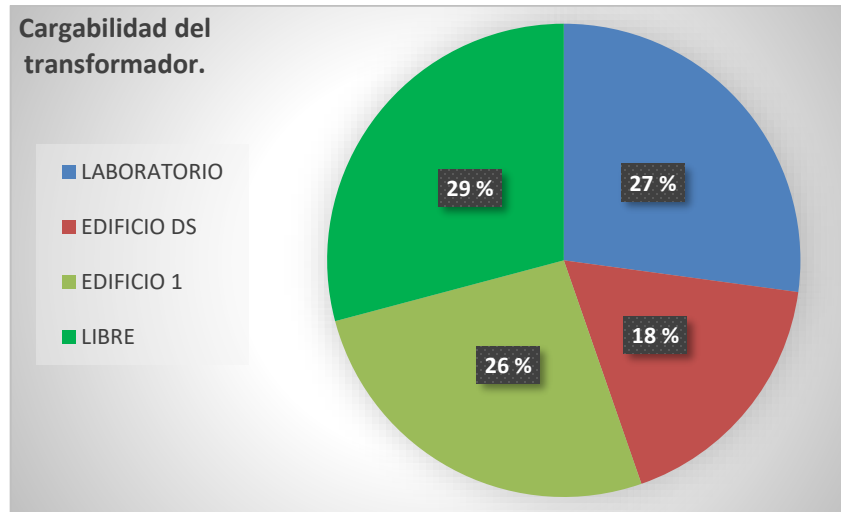
Tabla LII. **Resumen de potencia aparente**

	Potencia Activa L1N Med	Potencia Activa L2N Med	Potencia Activa L3N Med	Potencia Activa Total
MAX	27370	34140	35720	95790
MEDIA	3320	4710	6730	15420
PROM	6236	7640	9036	23450
MIN	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Con las condiciones actuales de potencia consumida en las instalaciones, se tiene el siguiente resumen de la cargabilidad del transformador.

Figura 80. **Cargabilidad del transformador**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.1.7. **Evaluación y Diagnóstico de presencia de flickers en la red**

- Según se establece en la NTSD

El *Flicker* deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

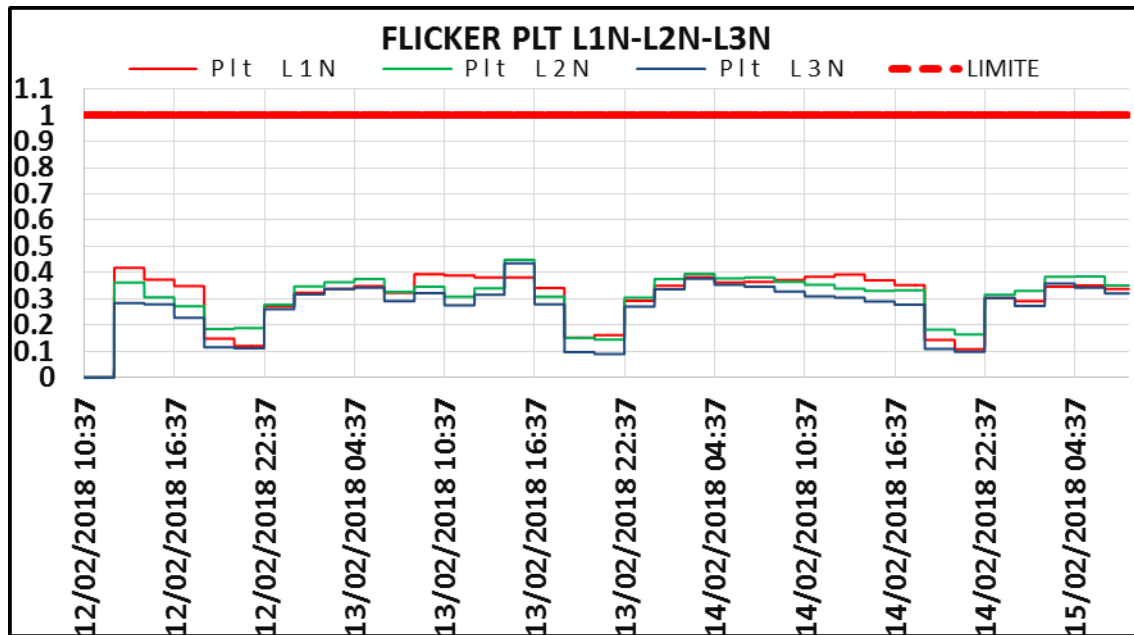
El índice de tolerancia máxima para el *Flicker* está dado por: $Pst \leq 1$.
Donde Pst:

- Índice de severidad de *Flicker* de corto plazo

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición,

dichas mediciones muestran que el *Flicker* ha excedido el rango de tolerancias establecidas. A continuación, se muestran las siguientes gráficas donde podemos observar que si cumple con los valores establecidos.

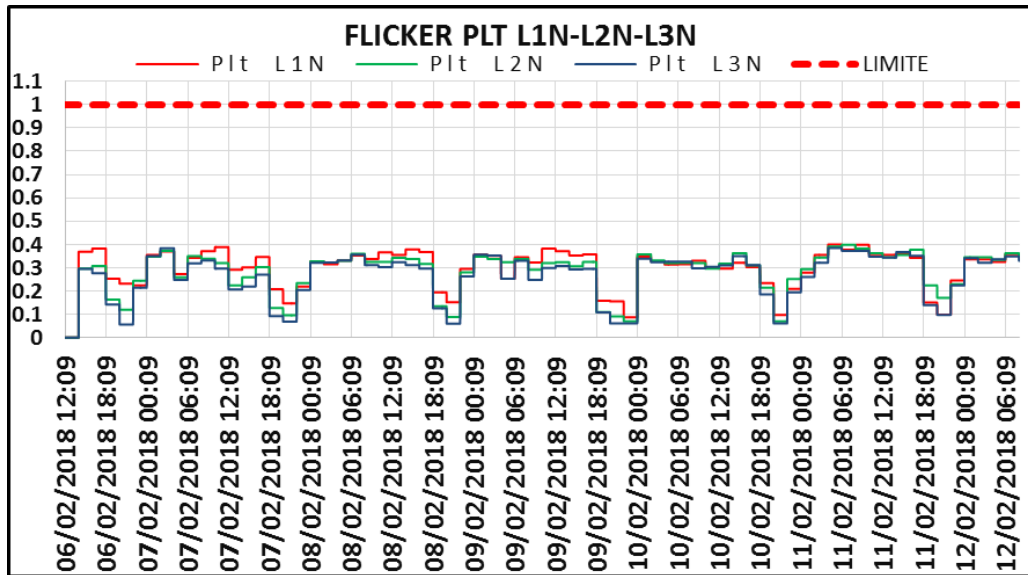
Figura 81. **Análisis de flicker en el edificio dirección superior**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según la medición realizada en el *breaker* del edificio dirección superior, si cumple con el valor máximo establecido.

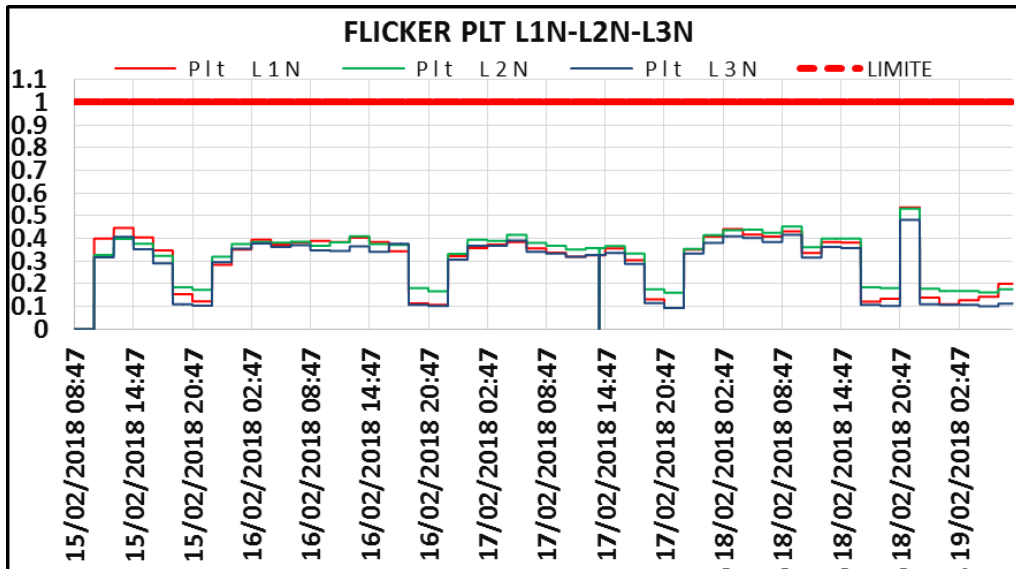
Figura 82. Análisis de flicker del laboratorio



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según la medición realizada en el *breaker* del laboratorio, sí cumple con el valor máximo establecido.

Figura 83. Análisis de flicker del tablero principal



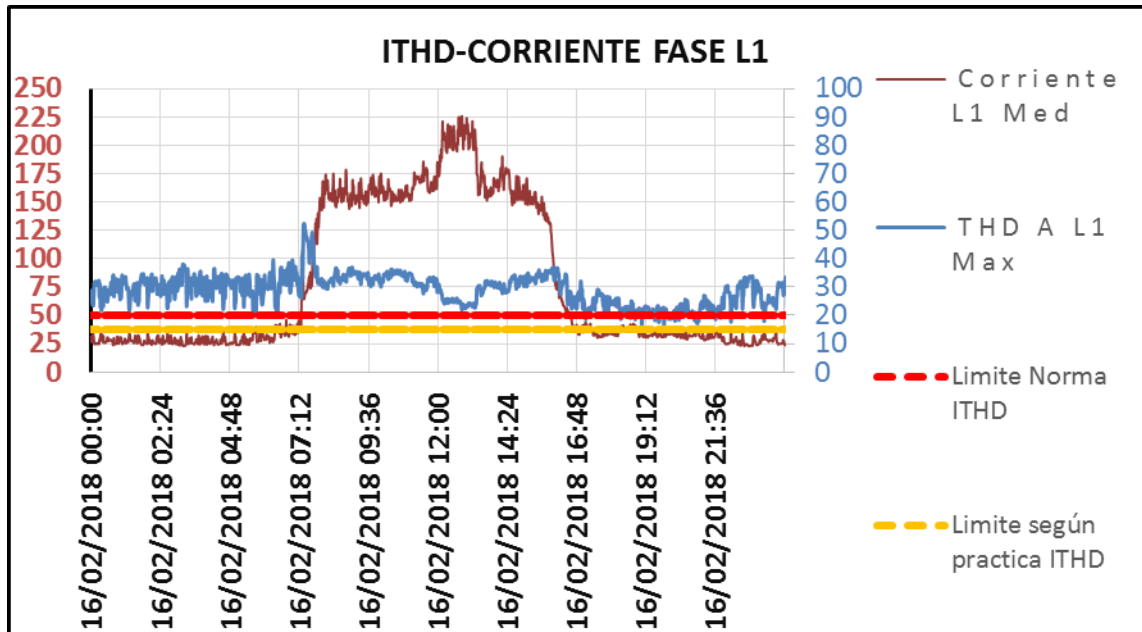
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según la medición realizada en el *breaker* del tablero principal, sí cumple con el valor máximo establecido.

Evaluación y diagnóstico de distorsión armónica en la red.

Según la medición realizada se tiene lo siguiente:

Figura 84. Análisis armónicos Ithd-corriente del tablero principal

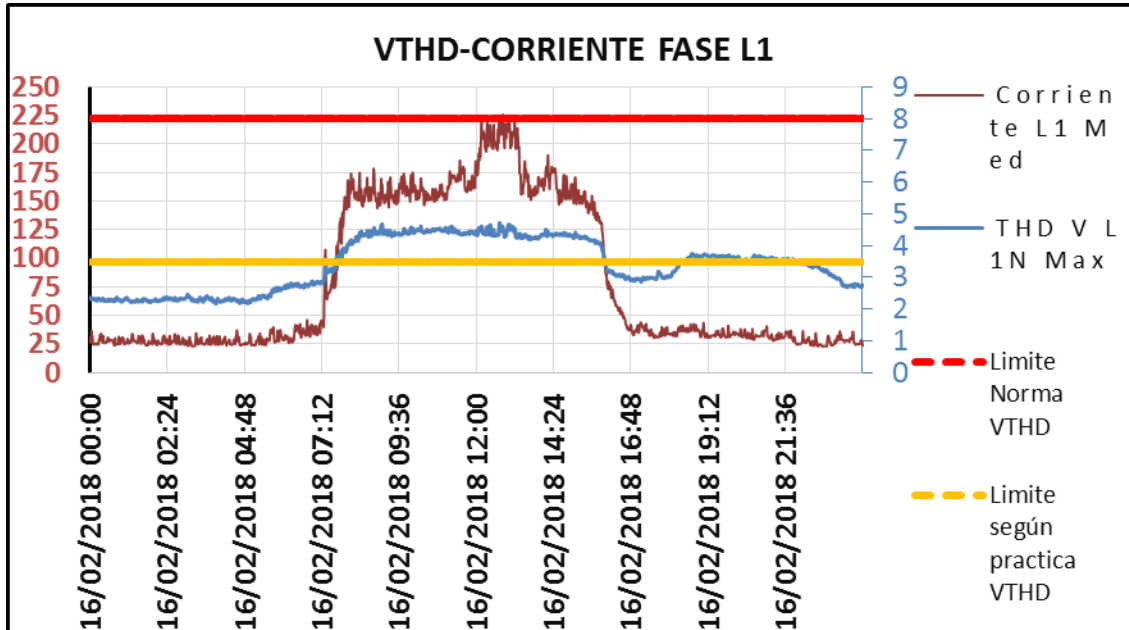


Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

En el gráfico anterior se observa que existen valores que llegan a 35 % de ITHD que coinciden con los valores en que se tiene mayor consumo de corriente, por lo que este valor de 35 % podría comenzar a ser perjudicial para la electrónica.

Debido a la distorsión armónica de corriente existente se tiene la siguiente distorsión armónica de voltaje que alcanzan valores significativos.

Figura 85. Distorsión armónica de voltaje



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según los valores aceptados en la NTSD, existen valores registrados de Armónicos que sobrepasan dichos valores. Los cuales pueden comenzar a ser perjudiciales para la eléctrica. Cuando se instalen nuevos equipos se debe realizar una nueva medición, para revisar si el porcentaje armónico incrementó y si es necesaria la instalación de un filtro de armónicos.

Tabla LIII. Resumen de resultados calidad de la energía

Norma	Evento	Resultado	Parametro	Conclusión
NTSD Articulo 24 Página 16	Regulación de voltaje.	2.34 %	Voltaje	La regulación de voltaje se encuentra dentro de los límites permitidos: ± 8
NTSD Articulo 27 Página 19	Desbalance de tensión.	0.43 %	Voltaje	El desbalance de voltaje se encuentra dentro de los límites permitidos: ≤ 3 %
Ninguna	Desbalance de corriente	30 %	Corriente	Aunque no existe una norma que indique un valor de referencia para el desbalance de corriente, es necesario mantener un balance para aprovechar la capacidad de los equipos conectados.
UNE-EN 50160	Variación de la frecuencia.	0.14 %	Frecuencia	La norma indica que la frecuencia nominal Hz ± 1 % durante el 95 % de una semana. Y la frecuencia nominal hz +4 % y -6 % durante el 100 % de una semana.
Norma NTSD artículo 49.	Límite de factor de potencia.	0.935	Factor de potencia.	La norma establece que los valores de factor de potencia registrados para usuarios con potencia mayor a 11KW deben ser mayor de 0.9. Y según las mediciones el factor de potencia se está dentro del límite permitido.
Ninguna	Potencia Activa	107 KVA	Potencia aparente.	El límite de potencia la impone la capacidad de los equipos que transforman, conducen y protegen las cargas conectadas. El banco de transformadores conectados es de 3x50KVA, con la carga actual se tendrá una cargabilidad de 70.86 %.
NTSD NORMA IEC 1000- 3-7	Limite de flicker en la red	0.48	Flicker	La norma establece que los valores de flicker deben ser menores que 1, siendo 0.48 el valor obtenido, se está dentro de los límites permitidos.
NTSD UNE-EN 50160	Armónicos de Voltaje	4.2 %	Armónicos de Voltaje	La norma establece que la distorsión armónica total debe de ser menor o igual que 8 %. Con un valor de 4.2 % se está dentro del límite permitido.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.2. Levantamiento eléctrico

A continuación, se muestran los resultados del análisis y diagnóstico de las instalaciones eléctricas del Ministerio de Energía y Minas.

4.1.2.1. Hojas técnicas de equipos y diagramas unifilares

A fin del estudio y poder hacer una referencia a cada uno de los tableros y a cada uno de los flipones instalados se ha realizado la siguiente nomenclatura para cada uno de ellos. Con las cuales se hará referencia para el estudio de termografía y diagrama unifilares.

Las instalaciones del edificio dirección superior, laboratorio e instalaciones, en el perímetro constan de 31 tableros que se numeran a continuación:

Tabla LIV. Resumen de nomenclatura de tableros

TABLERO 01: DS01 (A)	Primer nivel edificio dirección superior ducto.
TABLERO 02: DS02 (B)	Primer nivel edificio dirección superior pasillo.
TABLERO 03: DS03 (C)	Primer nivel edificio dirección superior lobby.
TABLERO 04: DS04 (D)	Segundo nivel edificio dirección superior ducto.
TABLERO 05: DS05 (E)	Segundo nivel edificio dirección superior baño.
TABLERO 06: DS06 (F)	Tercer nivel edificio dirección superior ducto.
TABLERO 07: DS07 (G)	Tercer nivel edificio dirección superior pasillo sala reuniones.
TABLERO 08: DS08 (H)	Tercer nivel edificio dirección superior recepción.
TABLERO 09: LAB01 (A)	Laboratorio, pasillo laboratorio adjunto # 1 de izquierda-derecha.
TABLERO 10: LAB02 (B)	Laboratorio, pasillo laboratorio adjunto # 2 de izquierda-derecha.
TABLERO 11: LAB03 (C)	Laboratorio, pasillo laboratorio adjunto # 3 de izquierda-derecha.
TABLERO 12: LAB04 (D)	Laboratorio, pasillo laboratorio adjunto # 4 de izquierda-derecha.
TABLERO 13: LAB05 (E)	Laboratorio de trituración de muestras.
TABLERO 14: LAB06 (F)	Laboratorio de trituración de muestras.
TABLERO 15: LAB07 (G)	Laboratorio principal.
TABLERO 16: LAB08 (H)	Laboratorio principal.
TABLERO 17: LAB09 (I)	Laboratorio principal.

Continuación de la tabla LIV.

TABLERO 18: LAB10 (J)	Laboratorio oficina <i>rams botom</i> .
TABLERO 19: LAB11 (K)	Laboratorio <i>rams bottom</i> .
TABLERO 20: LAB12 (L)	Laboratorio adjunto bodega general.
TABLERO 21: LAB13 (M)	Laboratorio principal cuarto ISP.
TABLERO 22: LAB14 (N)	Laboratorio principal cuarto IPS (alimentado por UPS).
TABLERO 23: LAB15 (O)	Laboratorio principal cuarto infrarrojo paxs.
TABLERO 24: LAB16 (P)	Laboratorio principal cuarto infrarrojo paxs.
TABLERO 25: LAB17 (Q)	Cafetería-gradas.
TABLERO 26: LAB18 (R)	Cafetería-cocina.
TABLERO 27: LAB19 (S)	Cafetería-baño.
TABLERO 28: LAB20 (T)	Servicios varios #1.
TABLERO 29: LAB21 (U)	Servicios varios #2.
TABLERO 30: LAB22 (V)	Garita vehicular.
TABLERO 31: LAB23 (W)	Tablero principal de todas las instalaciones.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Con el fin de realizar el análisis de la capacidad actual de cada uno de los tableros, flipones, barras y conductores, se realizó un levantamiento de hojas técnicas de cada uno de los tableros instalados, los cuales se muestran en el apéndice 2.

Cada hoja técnica posee la siguiente información:

Tabla LV. **Ejemplo de hoja técnica de tablero #1**

TABLERO UBICADO EN EL DUCTO		
Resumen y nomenclatura tablero 1: DS01(A)		
<u>Especificación: Contiene la nomenclatura del tablero y su respectiva referencia del lugar.</u>		
# Polos:	30	Marca: Cutter Hammer
Breaker principal: 200A 3φ		
<u>Especificación: Contiene cantidad de flipones en el tablero y la marca del mismo.</u>		
CALIBRE DE CONDUCTORES DE ALIMENTACIÓN DE TABLERO		
FASE 1:	FASE 2:	FASE 3:
1X#6AWG ROJO THHN	1X#6AWG ROJO THHN	NO POSEÉ.
NEUTRO:	TIERRA:	
1X#8AWG BLAN THHN		
<u>Especificación: Contiene información de los conductores para la alimentación del tablero.</u>		

Continuación de la tabla LV.

LADO IZQUIERDO			LADO DERECHO		
#	FLIPON	CONDUCTOR	#		CONDUCTOR
A01	3X100A	1X#2 AWG ROJO THHN	A16	3X100A	1X#2 AWG ROJO THHN
A02		1X#2 AWG ROJO THHN	A17		1X#2 AWG ROJO THHN
A03		1X#2 AWG ROJO THHN	A18		1X#2 AWG ROJO THHN
A04	3X50A	1X#10 AWG NEGR THHN	A19	2x70A	1X#8 AWG CELESTE THHN
A05		1X#10 AWG ROJO THHN	A20		1X#8 AWG AMARILLO THHN
A06		1X#10 AWG AZUL THHN	A21	2X40A	1X#8 AWG NEGRO THHN
A07	2X40A	1X#10 AWG NEGR THHN TSJ	A22		1X#8 AWG ROJO 8 THHN
A08		1X#10 AWG BLAN THHN TSJ	A23		1X#8 AWG AZUL THHN

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Adicional a las hojas técnicas de cada uno de los tableros, se poseen diagramas unifilares para ver cómo es la estructura actual y poder definir un diagrama unifilar para la institución, los diagramas unifilares están en el apéndice 2. El tablero principal de la institución consta de un *breaker* principal para toda la instalación, *breakers* secundarios para el edificio dirección superior, edificio central, informática, laboratorio y áreas en el perímetro.

Cada uno de estos *breakers* alimentan los tableros de cada una de las áreas de las instalaciones.

Tabla LVI. Ejemplo de hoja técnica de tablero #2

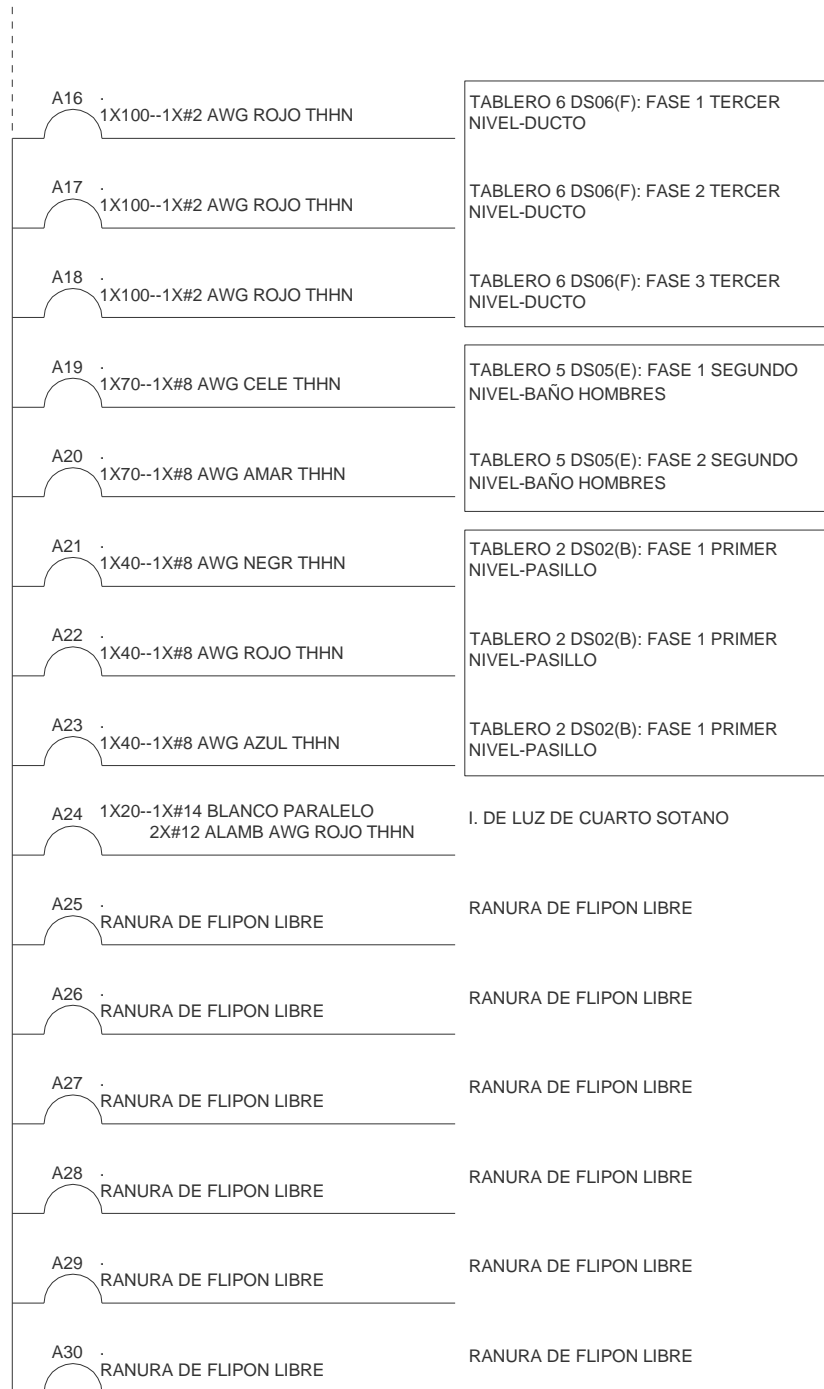
NOMENCLATURACIÓN DE TABLEROS Y CONDICIONES ACTUALES DE LOS MISMOS.					
PRIMER NIVEL DIRECCIÓN SUPERIOR:					
RESUMEN Y NOMENCLATURA TABLERO 1: DS01(A)					
TABLERO UBICADO EN EL DUCTO					
#Polos:		30		Marca: Cutter Hammer	
Breaker principal: 200A 3φ					
CALIBRE DE CONDUCTORES DE ALIMENTACIÓN DE TABLERO					
FASE 1:		FASE 2:		FASE 3:	
1X#1/0 AWG NEGRO THHN		1X#1/0 AWG NEGRO THHN		1X#1/0 AWG NEGRO THHN	
NEUTRO:		TIERRA:			
1/0 AWG BLANCO THHN		-			
LADO IZQUIERDO			LADO DERECHO		
#	FLIPÓN	CONDUCTOR	#	FLIPÓN	CONDUCTOR
A01	3X100A	1X#2 AWG ROJO THHN	A16	3X100A	1X#2 AWG ROJO THHN
A02		1X#2 AWG ROJO THHN	A17		1X#2 AWG ROJO THHN
A03		1X#2 AWG ROJO THHN	A18		1X#2 AWG ROJO THHN
A04	3X50A	1X#10 AWG NEGR THHN	A19	2x70A	1X#8 AWG CELESTE THHN
A05		1X#10 AWG ROJO THHN	A20		1X#8 AWG AMARILLO THHN
A06		1X#10 AWG AZUL THHN	A21	2X40A	1X#8 AWG NEGRO THHN
A07	2X40A	1X#10 AWG NEGR THHN TSJ	A22		1X#8 AWG ROJO 8 THHN
A08		1X#10 AWG BLAN THHN TSJ	A23		1X#8 AWG AZUL THHN
A09	Sin uso	N/A	A24	1X20A	2X#12 AWG ROJO ALAM TW—1 PARALELO # 14
A10	Sin uso	N/A	A25	Sin uso	N/A
A11	Sin uso	N/A	A26	Sin uso	N/A
A12	Sin uso	N/A	A27	Sin uso	N/A
A13	Sin uso	N/A	A28	Sin uso	N/A
A14	Sin uso	N/A	A29	Sin uso	N/A
A15	Sin uso	N/A	A30	Sin uso	N/A

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 86. Ejemplo de diagrama Unifilar 1

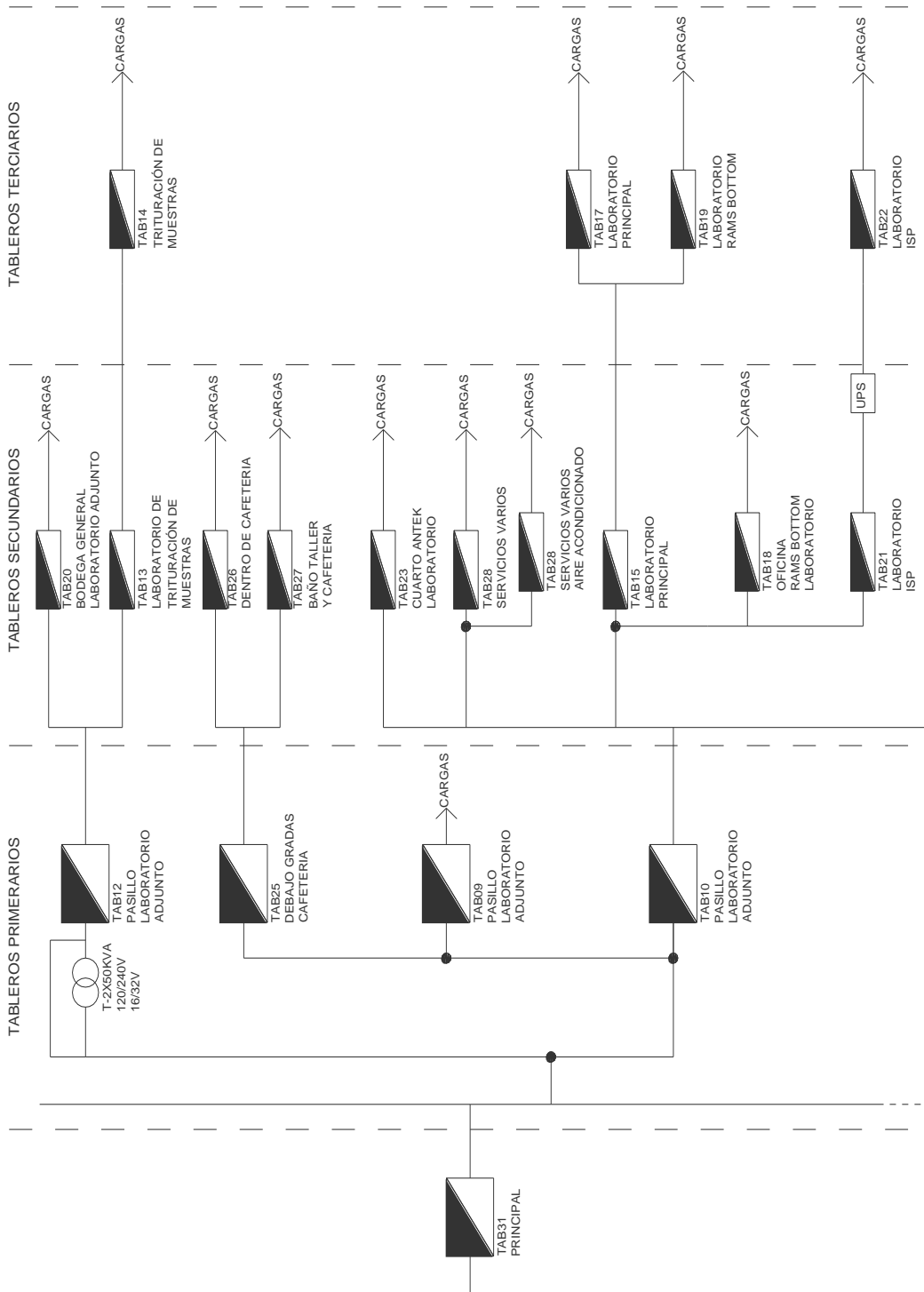


Continuación de la figura 86.

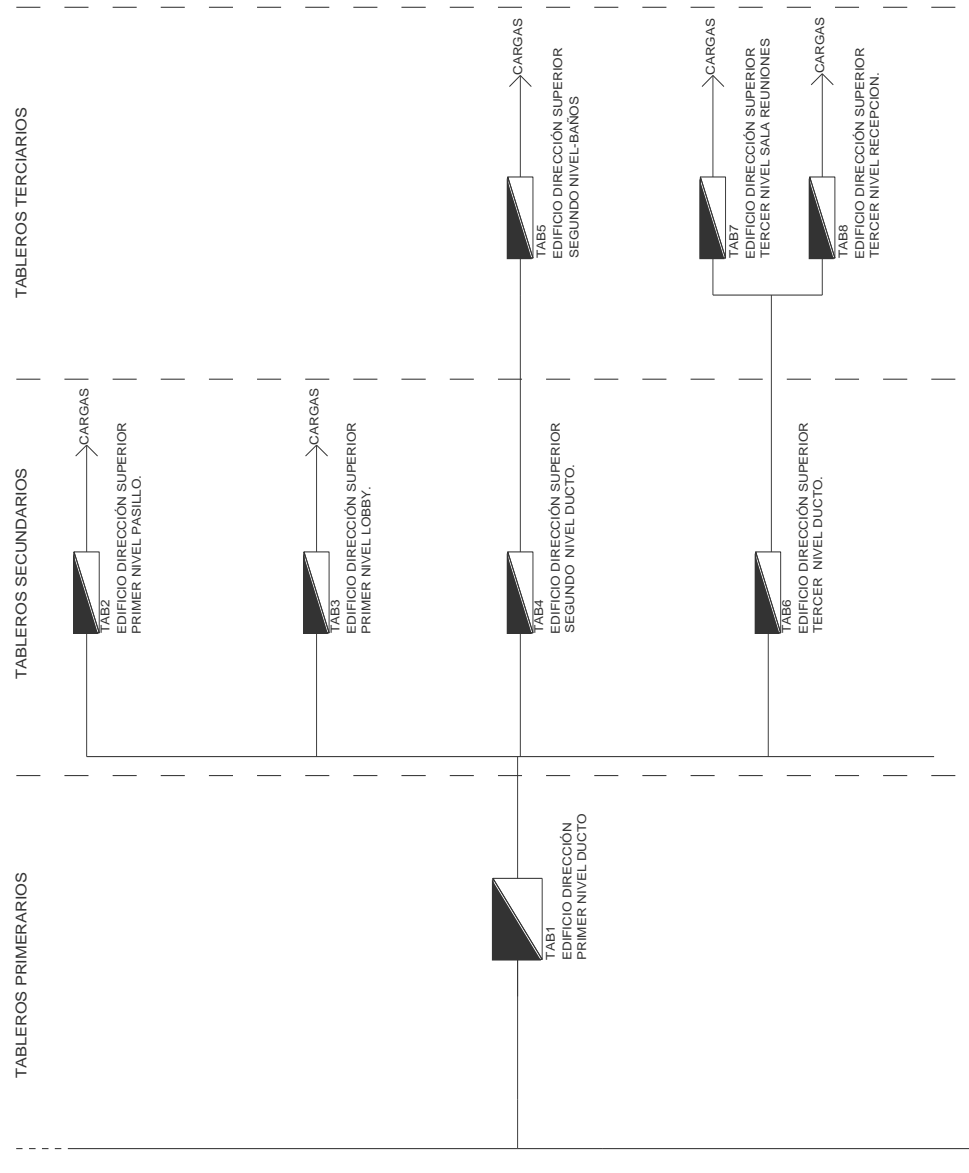


Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Figura 87. Diagrama unifilar general de tableros estado actual



Continuación de la figura 87.



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Se muestra en la siguiente tabla, ejemplos de las cargas conectadas en laboratorio, datos que se usaran más adelante en los cálculos de la instalación.

Tabla LVII. **Tabla de cargas conectadas laboratorio**

NOMBRE DE EQUIPO	VOLTAJE	AMPERAJE	WATTS
HORNO GENERAL	120	4.1	500
HORNO DE CONVECCIÓN MECÁNICA	120	12.1	1460
BAÑO PARA PRUEBA DE GRAVEDAD ESPECÍFICA	220	3	660
MUFLA	120	15	1800
MUFLA	220	4.2	1000
MUFLA FUERA DE USO	120	15	1800
DESTILADOR DE COMBUSTIBLE	115	8.8	1012
DESTILADOR DE COMBUSTIBLE	115	11.3	1300
MUFLA	120	15	1800
DESTILADOR DE COMBUSTIBLE	115	9.5	1100
DESTILADOR DE COMBUSTIBLE	115	9.5	1100
BOMBA DE PODER CALORÍFICO	115	0.25	28.75
BOMBA PODER CALORÍFICO	115	0.25	28.75
BOMBA PODER CALORÍFICO	100	2.5	250
AGITADOR DE AMPOLLAS	115	-	500
CENTRIFUGADORA	115	-	500
EQUIPO DE PRESIÓN DE VAPOR (FUERA FUNCIONAMIENTO)	115	-	500
DESTILADOR DE AGUA	115	-	500
DESIONIZADOR DE AGUA	115	-	500
CAMPANA	115	-	1 HP
CAMPANA	115	-	1 HP
CAMPANA	115	-	1 HP
BAÑO PARA PRUEBA DE VISCOCIDAD.	115	12.6	1449
BAÑO PARA PRUEBA DE VISCOCIDAD.	115	12.6	1449
BAÑO PARA LA PRUEBA DE CORROSIÓN	120	8.33	1000
BAÑO CALENTAMIENTO PARA SEDIMENTO	110	6	660
BAÑO PARA LA PRUEBA DE VISCOSIDAD	115	16	1840
SECADOR DE CRISTALERÍA	120	4.16	500
EQUIPO PARA LA PRUEBA DE PUNTO DE INFLAMACIÓN	115	10.8	1242
SECADOR DE CRISTALERÍA	120	4.16	500
CAMPANA	115	-	550
CAMPANA	115	-	550
EQUIPO PARA LA PRUEBA DE PRESIÓN DE VAPOR	120	4.58	550
TAMIZADOR	125	6	750
MAQUINA PULVERIZADORA	115/230	7.8/3.9	897
MAQUINA QUEBRANTADORA	208	6.2	2
MAQUINA QUEBRANTADORA	220	9.4	2200

Continuación de la tabla LVII.

MAQUINA PULVERIZADORA	220	3.6	750
MAQUINA QUEBRANTADORA	220	9	2200
SIERRA CORTADORA DE MINERALES	120/220	-	1hp
CAMPANA	-	-	1 HP
MUFLA	230	15	3450
CAMPANA	-	-	250
MORTERO (PULVERIZAR MATERIAL)	100	-	48/46
CELDA DE FLOTACIÓN	230/460	1.4/0.7	1/3hp
BARRENO DE BANCO	115	6.8	782

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.1.2.2. Dimensionamiento de tableros

Para el cálculo correcto de la instalación eléctrica ideal de las instalaciones de la institución, el cálculo se basara en la NEC edición 2020.

- Cálculo del tablero principal

Para el cálculo se utilizará la norma NEC 210.19(A)(1) o (b).

- Generalidades:

Los conductores de circuitos ramales deben tener una ampacidad no menor que la carga máxima que van a alimentar.

Los conductores se deben dimensionar para transportar un valor no menor del mayor valor establecido en 210.19(A)(1)(a) o (b):

Donde un circuito ramal alimenta cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas, el calibre mínimo del

conductor del circuito ramal debe tener una ampacidad permitida no menor que la carga no continua más el 125 % de la carga continua.

El calibre mínimo del conductor del circuito ramal debe tener una ampacidad permitida no menor que la carga máxima que se va a alimentar después de la aplicación de cualquier factor de ajuste o de corrección.

210.20 Protección contra sobrecorriente.

Los conductores de circuitos ramales y los equipos deben estar protegidos mediante dispositivos de protección contra sobrecorriente con valor nominal o ajuste que cumpla lo establecido en las secciones 210.20(A) hasta (D).

(A) Cargas continuas y no continuas: Cuando un circuito ramal alimenta cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente no debe ser menor a la carga continua más el 125 % de la carga continua.

(B) Protección de conductor: Los conductores se deben proteger de acuerdo con la sección 240.4, los alambres artefactos y los cordones flexibles deben estar protegidos según la sección 240.5.

(C) Equipo: La capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe exceder la especificada en los artículos aplicables que se indican en la Tabla 240.3 para el equipo.

También se hace uso del Artículo 220: Cálculos de los circuitos ramales, alimentadores y acometidas:

220.1 Alcance: Este Artículo establece los requisitos para calcular las cargas de los circuitos ramales, alimentadores y acometidas. La parte I proporciona los requisitos generales para los métodos de cálculo. La parte II suministra los métodos de cálculo para las cargas de los circuitos ramales. Las partes III y IV proporcionan los métodos de cálculo para alimentadores y acometidas. La parte V proporciona los métodos de cálculo para el establecimiento de agrícolas. (National Electric Code, 2008, p. 54-61)

Para el cálculo de la corriente se toma en cuenta la siguiente ecuación:

$$I = \frac{S}{V * F_{SIS} * F_{CON} * F_{TUB} * F_{TEM}}$$

Donde:

I: Corriente

S: Potencia aparente

V: Voltaje

Fsis: Factor del sistema (Puede ser continuo o no continuo)

Fcon: Factor de la cantidad de conductores.

Ftub; Factor de tubería. (Dependiendo del medio de disipación así cambia).

Ftem: Factor de temperatura ambiente.

A continuación, se muestra el resumen de cálculo de barras, tableros, protecciones y conductores adecuados, para las cargas conectadas en el edificio dirección superior y áreas en el perímetro.

- Cálculo corriente cortocircuito

A continuación, se realiza el cálculo de corriente de cortocircuito en baja tensión, para este cálculo se va utilizar, la norma IEC 60909-1.

Se poseen los siguientes datos:

Tabla LVIII. **Datos para cálculo de corriente cortocircuito**

DATOS RED DE DISTRIBUCIÓN		
VOLTAJE RED DE DISTRIBUCIÓN	13.2	KV
POTENCIA CORTOCIRCUITO	500	MVA
RELACIÓN X/R	15	PU
TRANSFORMADOR		
POTENCIA NOMINAL	225	KVA
IMPEDANCIA CORTOCIRCUITO	4%	
TENSIÓN PRIMARIA	11400	V
TENSIÓN SECUNDARIA	208	V
PÉRDIDAS COBRE	3505	W
RED BAJA TENSIÓN		
NIVEL TENSIÓN	208	V
CABLE ACOMETIDA	4/0	awg
LONGITUD DE LA RED (ACOMETIDA)	30	m
LONGITUD DE LA RED(ALIMENTADORES)	20	m
IMPEDANCIA CARACTERISTICA DE CONDUCTORES		
CONDUCTOR ACOMETIDA		
R(Ω /Km)	0.207	
X(Ω /Km)	0.167	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-FASE		
R(Ω /Km)	1.61	
X(Ω /Km)	0.167	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-NEUTRO		
R(Ω /Km)	1.02	
X(Ω /Km)	0.157	
CONDUCTOR ALIMENTADOR-TIERA		
R(Ω /Km)	2.56	
X(Ω /Km)	0.171	

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Lo que se debe obtener primero es el equivalente de Thevenin en el punto en estudio del cortocircuito, para esto se va a obtener todas las impedancias características de la red, de cada uno de los elementos que participan en la red, según el diagrama unifilar detallado con anterioridad, esta impedancia equivalente de Thevenin es la que se utilizará para obtener la corriente de cortocircuito en estudio.

- Red de distribución

El valor c lo obtenemos del valor recomendado en la norma IEC 60909. Así como los valores de potencia de cortocircuito de la red, hay varios valores recomendados en la norma IEC 60076-5 que son los que se tomarán de referencia para este ejemplo.

$$Z_1 = \frac{c * V_R^2}{S_R}$$
$$Z_1 = \frac{1.1 * 13,200^2}{500 * 10^6} = 0.383$$

Se tiene que la relación entre la reactancia y la resistencia es:

$$\frac{X_1}{R_1} = 15$$

Si de la siguiente ecuación se despeja R_1 y se sustituye la relación anterior entre reactancia y resistencia:

$$Z_1^2 = R_1^2 + X_1^2$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{Z^2}{1 + \left(\frac{X}{R}\right)^2}}$$

$$R_1 = \sqrt{\frac{0.383^2}{1 + (15)^2}} = 0.02547$$

Sustituyendo R1 en la siguiente expresión y despejando X1 se obtiene:

$$\frac{X_1}{R_1} = 15$$

$$\frac{X_1}{0.02547} = 15$$

$$X_1 = 0.3821$$

Como el estudio de cortocircuito es en el lado secundario del transformador es necesario referir estos datos con el siguiente factor:

$$K = \frac{V_P}{V_S} = \frac{13200}{208} = 63.462$$

Se procede a referir estos valores al lado secundario:

$$R_{1S} = \frac{R_{1P}}{K^2} = \frac{0.02547}{63.462^2} = 6.3258 * 10^{-6}$$

$$X_{1S} = \frac{X_{1P}}{K^2} = \frac{0.3821}{63.462^2} = 9.48873 * 10^{-5}$$

- Para el transformador:

$$Z_2 = Z_{\%} * \frac{V_S^2}{S_T} = 0.04 * \frac{13200^2}{225,000} = 0.00769$$

Si se despeja R2 de las pérdidas del cobre del transformador:

$$R_{1\emptyset} = \frac{P_{C1\emptyset}}{I^2} = \frac{3505}{624.54} = 0.002995$$

Calculando X2:

$$Z_2^2 = R_2^2 + X_2^2$$

$$X_2 = \sqrt{Z_2^2 - R_2^2} = \sqrt{0.00769^2 - 0.002995^2} = 0.007084$$

- Acometida baja tensión:

$$R_3 = 0.207 \frac{\Omega}{Km} * (0.03Km) = 631 * 10^{-3} \Omega$$

$$X_3 = 0.167 \frac{\Omega}{KM} * (0.03Km) = 5.01 * 10^{-3}$$

- Conductores usados para alimentadores:

$$R_{4\Omega-\emptyset} = R_{4-\emptyset\Omega/KM} * Longitud = 0.0322$$

$$X_{4\Omega-\emptyset} = X_{4-\emptyset\Omega/KM} * Longitud = 0.00334$$

$$R_{4\Omega-N} = R_{4-N\Omega/KM} * Longitud = 0.0204$$

$$X_{4\Omega-N} = X_{4-N\Omega/KM} * Longitud = 0.00314$$

$$R_{4\Omega-T} = R_{4-T\Omega/KM} * Longitud = 0.0512$$

$$X_{4\Omega-T} = X_{4-T\Omega/KM} * Longitud = 0.00342$$

Aplicando el Teorema de Thevenin, la resistencia equivalente y reactancia para una falla trifásica es:

$$R_{3\phi} = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 = 0.044141$$

$$X_{3\phi} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 0.01552904$$

$$Z_{3\phi} = \sqrt{R_{3\phi}^2 + X_{3\phi}^2} = 0.0442275$$

Calculando la corriente de cortocircuito (rms) en una falla trifásica, con los datos obtenidos con anterioridad:

$$I_{CC_{RMS}} = \frac{C * \frac{V_{\phi-\phi}}{\sqrt{3}}}{Z_T} = \frac{1.1 * \frac{208}{\sqrt{3}}}{0.04422} = 2986.8 \text{ A}$$

Convirtiendo este valor rms a pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = \sqrt{2} * 2986.8 = 4223.94 \text{ A}$$

Calculando el factor para la obtención de la corriente Asimétrica:

$$K = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{R}{X}} = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{0.04141166}{0.015529}} = 1.02$$

Con los datos anteriores queda una corriente asimétrica rms:

$$I_{CC_K} = K * I_{CC_{RMS}} = 1.02 * 2986.8 = 3047.49 \text{ A}$$

Y una corriente asimétrica pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = 4309.90 \text{ A}$$

Para la corriente de falla a tierra, se aplica el mismo procedimiento anterior, solo que se incluye la resistencia y reactancia del conductor de puesta

a tierra. Aplicando el Teorema de Thevenin, la resistencia equivalente y reactancia para una falla a tierra es:

$$R_{1\phi} = R_1 + R_2 + R_3 + R_{4F} + R_{4T} = 0.092611$$

$$X_{1\phi} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 0.01894$$

$$Z_{1\phi} = \sqrt{R_{1\phi}^2 + X_{1\phi}^2} = 0.09455$$

Calculando la corriente de cortocircuito (rms) en una falla trifásica, con los datos obtenidos con anterioridad:

$$I_{CC_{RMS}} = \frac{C * \frac{V_{\phi-\phi}}{\sqrt{3}}}{Z_T} = \frac{1.1 * \frac{208}{\sqrt{3}}}{0.09453} = 1397.4 \text{ A}$$

Convirtiendo este valor rms a pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = \sqrt{2} * 1397.4 \text{ A} = 1976.24 \text{ A}$$

Calculando el factor para la obtención de la corriente Asimétrica:

$$K = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{R}{X}} = 1.02 + 0.98 * e^{-3 * \frac{0.04141166}{0.015529}} = 1.02$$

Con los datos anteriores queda una corriente asimétrica rms:

$$I_{CC_K} = K * I_{CC_{RMS}} = 1.02 * 1394.4 = 1425.36 \text{ A}$$

Y una corriente asimétrica pico:

$$I_{CC_{PICO}} = \sqrt{2} * I_{CC_{RMS}} = 2015.7630 \text{ A}$$

Tabla LIX. **TAB B: 1er. nivel edificio dirección superior**

PRIMER NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR. TABLERO: B /32 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
				BARRA	113.2	200.0	57%	32

#	TIPO CARGA	Φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	103.2		200.0	52%
2	FASE 2	2φ	F2	100.0		200.0	50%
3	FASE 3	3φ	F3	113.2		200.0	57%

#	TIPO CARGA	Φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	B01	9	THHN#14-25 A	37%	15	62%
2	ILUM.	2φ	B02	6	THHN#14-25 A	23%	15	39%
3	ILUM.	3φ	B03	7	THHN#14-25 A	26%	15	44%
4	ILUM.	1φ	B04	8	THHN#14-25 A	31%	15	51%
5	FUERZA	2φ	B05	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
6	FUERZA	3φ	B06	15	THHN#12-30 A	51%	20	77%
7	FUERZA	1φ	B07	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
8	FUERZA	2φ	B08	19	THHN#12-30 A	63%	20	95%
9	FUERZA E. 1	3φ	B09	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
10	FUERZA E. 2	1φ	B10	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
11	FUERZA	2φ	B11	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
12	FUERZA	3φ	B12	9	THHN#12-30 A	31%	15	62%
13	FUERZA	1φ	B13	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
14	FUERZA	2φ	B14	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
15	FUERZA	3φ	B15	25	THHN#12-30 A	83%	30	83%
16	FUERZA	1φ	B16	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
17	-	2φ	B17					
18	FUERZA	3φ	B18	3	THHN#12-30 A	9%	15	18%
19	FUERZA E. 1	1φ	B19	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
20	FUERZA E. 2	2φ	B20	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
21	FUERZA	3φ	B21	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
22	-	1φ	B22					
23	FUERZA E. 1	2φ	B23	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
24	FUERZA E. 2	3φ	B24	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
25	-	1φ	B25					
26	-	2φ	B26					
27	FUERZA E. 1	3φ	B27	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
28	FUERZA E. 2	1φ	B28	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
29	-	2φ	B29					
30	-	3φ	B30					
31	-	1φ	B31					
32	-	2φ	B32					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LX. **TAB C: 2do nivel edificio dirección superior**

SEGUNDO NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR. TABLERO: C /40 POLOS								
		CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS			
BARRA		161.6	200.0	81%	40			
#	TIPO CARGA	Φ	N	CARGA (A)	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON		
1	FASE 1	1φ	F1	146.9	200.0	73%		
2	FASE 2	2φ	F2	156.5	200.0	78%		
3	FASE 3	3φ	F3	161.6	200.0	81%		
#	TIPO CARGA	Φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	C01	9	THHN#14-25 A	36%	15	60%
2	ILUM.	2φ	C02	8	THHN#14-25 A	33%	15	55%
3	ILUM.	3φ	C03	7	THHN#14-25 A	28%	15	46%
4	FUERZA	1φ	C04	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
5	FUERZA	2φ	C05	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
6	FUERZA	3φ	C06	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
7	FUERZA	1φ	C07	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
8	FUERZA E. 1	2φ	C08	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
9	FUERZA E. 2	3φ	C09	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
10	FUERZA	1φ	C10	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
11	FUERZA E. 1	2φ	C11	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
12	FUERZA E. 2	3φ	C12	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
13	FUERZA	1φ	C13	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
14	FUERZA	2φ	C14	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
15	FUERZA	3φ	C15	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
16	FUERZA E. 1	1φ	C16	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
17	FUERZA E. 2	2φ	C17	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
18	FUERZA E. 1	3φ	C18	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
19	FUERZA E. 2	1φ	C19	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
20	FUERZA	2φ	C20	5	THHN#12-30 A	18%	15	37%
21	FUERZA	3φ	C21	9	THHN#12-30 A	31%	15	62%
22	FUERZA	1φ	C22	15	THHN#12-30 A	51%	20	76%
23	FUERZA	2φ	C23	19	THHN#12-30 A	64%	20	96%
24	FUERZA	3φ	C24	26	THHN#12-30 A	86%	30	86%
25	-	1φ	C25					
26	FUERZA	2φ	C26	13	THHN#12-30 A	43%	15	85%
27	FUERZA E. 1	3φ	C27	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
28	FUERZA E. 2	1φ	C28	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
29	FUERZA E. 3	2φ	C29	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
30	FUERZA E. 1	3φ	C30	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
31	FUERZA E. 2	1φ	C31	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
32	FUERZA E. 3	2φ	C32	14	THHN#10-40 A	34%	15	92%
33	FUERZA E. 1	3φ	C33	9	THHN#10-40 A	22%	15	58%
34	FUERZA E. 2	1φ	C34	9	THHN#10-40 A	22%	15	58%
35	FUERZA E. 1	2φ	C35	9	THHN#10-40 A	22%	15	58%
36	FUERZA E. 2	3φ	C36	9	THHN#10-40 A	22%	15	58%
37	-	1φ	C37					
38	-	2φ	C38					
39	-	3φ	C39					
40	-	1φ	C40					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXI. TAB D: 3er. nivel edificio dirección superior

TERCER NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR. TABLERO: D /40 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
BARRA				119.6	200.0	60%	40	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON	
1	FASE 1	1φ	F1	119.6		200.0	60%	
2	FASE 2	2φ	F2	105.9		200.0	53%	
3	FASE 3	3φ	F3	118.4		200.0	59%	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	D01	3	THHN#14-25 A	13%	15	21%
2	ILUM.	2φ	D02	2	THHN#14-25 A	7%	15	11%
3	ILUM.	3φ	D03	2	THHN#14-25 A	7%	15	12%
4	ILUM.	1φ	D04	7	THHN#14-25 A	27%	15	44%
5	FUERZA	2φ	D05	6	THHN#12-30 A	21%	15	41%
6	FUERZA	3φ	D06	6	THHN#12-30 A	21%	15	41%
7	FUERZA	1φ	D07	13	THHN#12-30 A	43%	15	85%
8	FUERZA	2φ	D08	12	THHN#12-30 A	42%	15	83%
9	FUERZA	3φ	D09	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
10	FUERZA E. 1	1φ	D10	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
11	FUERZA E. 2	2φ	D11	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
12	FUERZA	3φ	D12	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
13	FUERZA	1φ	D13	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
14	FUERZA	2φ	D14	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
15	FUERZA E. 1	3φ	D15	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
16	FUERZA E. 2	1φ	D16	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
17	FUERZA E. 1	2φ	D17	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
18	FUERZA E. 2	3φ	D18	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
19	FUERZA	1φ	D19	14	THHN#12-30 A	48%	15	96%
20	FUERZA E. 1	2φ	D20	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
21	FUERZA E. 2	3φ	D21	11	THHN#12-30 A	37%	15	73%
22	FUERZA E. 1	1φ	D22	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
23	FUERZA E. 2	2φ	D23	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
24	FUERZA E. 1	3φ	D24	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
25	FUERZA E. 2	1φ	D25	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
26	FUERZA E. 1	2φ	D26	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
27	FUERZA E. 2	3φ	D27	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
28	FUERZA E. 1	1φ	D28	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
29	FUERZA E. 2	2φ	D29	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
30	FUERZA E. 1	3φ	D30	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
31	FUERZA E. 2	1φ	D31	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
32	ILUM.	2φ	D32	1	THHN#14-25 A	3%	15	5%
33	-	3φ	D33					
34	-	1φ	D34					
35	-	2φ	D35					
36	-	3φ	D36					
37	-	1φ	D37					
38	-	2φ	D38					
39	-	3φ	D39					
40	-	1φ	D40					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXII. TAB E: Laboratorio área 1

LABORATORIO AREA 1. TABLERO: E /24 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
				BARRA	83.1	200.0	42%	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON	
1	FASE 1	1φ	F1	57.7		200.0	29%	
2	FASE 2	2φ	F2	55.3		200.0	28%	
3	FASE 3	3φ	F3	83.1		200.0	42%	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	E01	9	THHN#14-25 A	38%	15	63%
2	ILUM.	2φ	E02	7	THHN#14-25 A	27%	15	45%
3	ILUM.	3φ	E03	12	THHN#14-25 A	48%	15	80%
4	ILUM.	1φ	E04	11	THHN#14-25 A	45%	15	76%
5	ILUM.	2φ	E05	12	THHN#14-25 A	49%	15	82%
6	FUERZA	3φ	E06	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
7	FUERZA	1φ	E07	13	THHN#12-30 A	43%	15	85%
8	FUERZA E. 1	2φ	E08	8	THHN#12-30 A	26%	15	52%
9	FUERZA E. 2	3φ	E09	8	THHN#12-30 A	26%	15	52%
10	FUERZA E. 1	1φ	E10	8	THHN#12-30 A	26%	15	52%
11	FUERZA E. 2	2φ	E11	8	THHN#12-30 A	26%	15	52%
12	FUERZA	3φ	E12	26	THHN#12-30 A	85%	30	85%
13	FUERZA	1φ	E13	4	THHN#12-30 A	14%	15	28%
14	FUERZA	2φ	E14	21	THHN#12-30 A	68%	30	68%
15	FUERZA	3φ	E15	12	THHN#12-30 A	40%	15	80%
16	FUERZA	1φ	E16	12	THHN#12-30 A	40%	15	80%
17	-	2φ	E17					
18	-	3φ	E18					
19	-	1φ	E19					
20	-	2φ	E20					
21	-	3φ	E21					
22	-	1φ	E22					
23	-	2φ	E23					
24	-	3φ	E24					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXIII. TAB F: Laboratorio área 1

LABORATORIO AREA 1, TABLERO: F /40 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
BARRA				181.1	200.0	91%	40	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON	
1	FASE 1	1φ	F1	166.5		200.0	83%	
2	FASE 2	2φ	F2	181.1		200.0	91%	
3	FASE 3	3φ	F3	157.2		200.0	79%	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FUERZA E. 1	1φ	F01	18	THHN#12-30 A	61%	20	92%
2	FUERZA E. 1	2φ	F02	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
3	FUERZA E. 1	3φ	F03	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
4	FUERZA E. 1	1φ	F04	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
5	FUERZA E. 2	2φ	F05	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
6	FUERZA E. 1	3φ	F06	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
7	FUERZA E.1	1φ	F07	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
8	FUERZA E. 1	2φ	F08	28	THHN#12-30 A	92%	30	92%
9	FUERZA E. 1	3φ	F09	1	THHN#12-30 A	3%	15	5%
10	FUERZA E. 1	1φ	F10	14	THHN#12-30 A	46%	15	91%
11	FUERZA E. 1	2φ	F11	18	THHN#12-30 A	61%	20	92%
12	FUERZA E. 1	3φ	F12	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
13	FUERZA E. 1	1φ	F13	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
14	FUERZA E. 1	2φ	F14	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
15	FUERZA E. 2	3φ	F15	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
16	FUERZA E. 1	1φ	F16	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
17	FUERZA E. 1	2φ	F17	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
18	FUERZA E. 1	3φ	F18	28	THHN#12-30 A	92%	30	92%
19	FUERZA E. 1	1φ	F19	1	THHN#12-30 A	3%	15	5%
20	FUERZA E. 1	2φ	F20	14	THHN#12-30 A	46%	15	91%
21	-	3φ	F21					
22	FUERZA E. 1	1φ	F22	18	THHN#12-30 A	61%	20	92%
23	FUERZA E. 1	2φ	F23	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
24	FUERZA E. 1	3φ	F24	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
25	FUERZA E. 1	1φ	F25	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
26	FUERZA E. 2	2φ	F26	7	THHN#12-30 A	22%	15	44%
27	FUERZA E. 1	3φ	F27	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
28	FUERZA E.1	1φ	F28	21	THHN#12-30 A	69%	30	69%
29	FUERZA E. 1	2φ	F29	28	THHN#12-30 A	92%	30	92%
30	FUERZA E. 1	3φ	F30	1	THHN#12-30 A	3%	15	5%
31	FUERZA E. 1	1φ	F31	14	THHN#12-30 A	46%	15	91%
32	-	2φ	F32					
33	-	3φ	F33					
34	-	1φ	F34					
35	-	2φ	F35					
36	-	3φ	F36					
37	-	1φ	F37					
38	-	2φ	F38					
39	-	3φ	F39					
40	-	1φ	F40					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXIV. **TAB G: Laboratorio área 1**

LABORATORIO AREA 1. TABLERO: G /24 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
				BARRA	114.5	200.0	57%	24

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	113.2		200.0	57%
2	FASE 2	2φ	F2	88.3		200.0	44%
3	FASE 3	3φ	F3	114.5		200.0	57%

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FUERZA E. 1	1φ	G01	27	THHN#12-30 A	89%	30	89%
2	FUERZA E. 1	2φ	G02	17	THHN#12-30 A	58%	20	87%
3	FUERZA E. 1	3φ	G03	17	THHN#12-30 A	58%	20	87%
4	FUERZA E. 1	1φ	G04	17	THHN#12-30 A	58%	20	87%
5	FUERZA E. 1	2φ	G05	11	THHN#12-30 A	38%	15	76%
6	FUERZA E. 1	3φ	G06	11	THHN#12-30 A	38%	15	76%
7	FUERZA E. 1	1φ	G07	16	THHN#12-30 A	55%	20	82%
8	FUERZA E. 1	2φ	G08	11	THHN#12-30 A	38%	15	76%
9	FUERZA E. 1	3φ	G09	17	THHN#12-30 A	57%	20	85%
10	FUERZA E. 1	1φ	G10	17	THHN#12-30 A	57%	20	85%
11	FUERZA E. 1	2φ	G11	7	THHN#12-30 A	24%	15	48%
12	FUERZA E. 1	3φ	G12	10	THHN#12-30 A	32%	15	64%
13	FUERZA E. 1	1φ	G13	21	THHN#12-30 A	71%	30	71%
14	FUERZA E. 1	2φ	G14	7	THHN#12-30 A	24%	15	48%
15	FUERZA E. 1	3φ	G15	36	THHN#10-40 A	89%	50	71%
16	FUERZA E. 1	1φ	G16	14	THHN#12-30 A	48%	15	96%
17	FUERZA E. 1	2φ	G17	24	THHN#12-30 A	78%	30	78%
18	FUERZA E. 1	3φ	G18	24	THHN#12-30 A	78%	30	78%
19	-	1φ	G19					
20	FUERZA E. 1	2φ	G20	10	THHN#12-30 A	34%	15	68%
21	-	3φ	G21					
22	-	1φ	G22					
23	-	2φ	G23					
24	-	3φ	G24					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXV. **TAB H: Laboratorio área 2**

LABORATORIO AREA 2. TABLERO: H /24 POLOS								
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS	
BARRA				31.5	200.0	16%	24	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)			CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	31.5			200.0	16%
2	FASE 2	2φ	F2	18.4			200.0	9%
3	FASE 3	3φ	F3	22.9			200.0	11%
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FUERZA E. 1	1φ	H01	13	THHN#12-30 A	44%	15	88%
2	FUERZA E. 1	2φ	H02	4	THHN#12-30 A	14%	15	29%
3	FUERZA E. 2	3φ	H03	4	THHN#12-30 A	14%	15	29%
4	FUERZA E. 1	1φ	H04	4	THHN#12-30 A	14%	15	29%
5	FUERZA E. 2	2φ	H05	4	THHN#12-30 A	14%	15	29%
6	FUERZA E. 1	3φ	H06	7	THHN#12-30 A	23%	15	46%
7	FUERZA E. 2	1φ	H07	7	THHN#12-30 A	23%	15	46%
8	FUERZA E. 1	2φ	H08	7	THHN#12-30 A	23%	15	46%
9	FUERZA E. 2	3φ	H09	7	THHN#12-30 A	23%	15	46%
10	FUERZA E. 1	1φ	H10	2	THHN#12-30 A	7%	15	15%
11	FUERZA E. 2	2φ	H11	2	THHN#12-30 A	7%	15	15%
12	FUERZA E. 1	3φ	H12	1	THHN#12-30 A	2%	15	4%
13	FUERZA E. 1	1φ	H13	1	THHN#12-30 A	2%	15	5%
14	FUERZA E. 2	2φ	H14	1	THHN#12-30 A	2%	15	5%
15	FUERZA E. 1	3φ	H15	4	THHN#8-55 A	8%	15	28%
16	FUERZA E. 2	1φ	H16	4	THHN#8-55 A	8%	15	28%
17	-	2φ	H17					
18	-	3φ	H18					
19	-	1φ	H19					
20	-	2φ	H20					
21	-	3φ	H21					
22	-	1φ	H22					
23	-	2φ	H23					
24	-	3φ	H24					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXVI. TAB I: Servicios varios

SERVICIOS VARIOS. TABLERO: I /24 POLOS						
			CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS
BARRA			20.6	200.0	10%	24

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	11.4		200.0	6%
2	FASE 2	2φ	F2	20.6		200.0	10%
3	FASE 3	3φ	F3	17.7		200.0	9%

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	I01	3	THHN#12-30 A	9%	15	17%
2	FUERZA	2φ	I02	12	THHN#12-30 A	40%	15	79%
3	FUERZA	3φ	I03	16	THHN#12-30 A	53%	20	80%
4	FUERZA E. 1	1φ	I04	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
5	FUERZA E. 2	2φ	I05	9	THHN#12-30 A	29%	15	58%
6	FUERZA	3φ	I06	2	THHN#12-30 A	6%	15	11%
7	-	1φ	I07					
8	-	2φ	I08					
9	-	3φ	I09					
10	-	1φ	I10					
11	-	2φ	I11					
12	-	3φ	I12					
13	-	1φ	I13					
14	-	2φ	I14					
15	-	3φ	I15					
16	-	1φ	I16					
17	-	2φ	I17					
18	-	3φ	I18					
19	-	1φ	I19					
20	-	2φ	I20					
21	-	3φ	I21					
22	-	1φ	I22					
23	-	2φ	I23					
24	-	3φ	I24					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXVII. **TAB J: Cafetería, Taller, Sindicato, Clínica**

CAFETERIA, TALLER, SINDICATO, CLINICA. TABLERO: J /24 POLOS							
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS
BARRA				90.7	200.0	45%	24

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	90.7		200.0	45%
2	FASE 2	2φ	F2	55.2		200.0	28%
3	FASE 3	3φ	F3	56.5		200.0	28%

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	ILUM.	1φ	J01	14	THHN#14-25 A	54%	15	90%
2	ILUM.	2φ	J02	11	THHN#14-25 A	42%	15	70%
3	FUERZA E. 1	3φ	J03	25	THHN#10-40 A	62%	30	82%
4	FUERZA E. 1	1φ	J04	7	THHN#10-40 A	19%	15	50%
5	FUERZA E. 1	2φ	J05	4	THHN#10-40 A	9%	15	24%
6	FUERZA	3φ	J06	10	THHN#12-30 A	32%	15	64%
7	FUERZA	1φ	J07	18	THHN#10-40 A	46%	20	92%
8	FUERZA	2φ	J08	32	THHN#10-40 A	80%	50	64%
9	FUERZA	3φ	J09	11	THHN#12-30 A	37%	15	75%
10	FUERZA	1φ	J10	17	THHN#12-30 A	57%	20	86%
11	FUERZA	2φ	J11	3	THHN#12-30 A	11%	15	23%
12	FUERZA E. 1	3φ	J12	5	THHN#12-30 A	18%	15	37%
13	FUERZA E. 2	1φ	J13	5	THHN#12-30 A	18%	15	37%
14	FUERZA E. 1	2φ	J14	5	THHN#12-30 A	18%	15	37%
15	FUERZA E. 2	3φ	J15	5	THHN#12-30 A	18%	15	37%
16	FUERZA	1φ	J16	29	THHN#12-30 A	96%	30	96%
17	-	2φ	J17					
18	-	3φ	J18					
19	-	1φ	J19					
20	-	2φ	J20					
21	-	3φ	J21					
22	-	1φ	J22					
23	-	2φ	J23					
24	-	3φ	J24					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Tableros secundarios:

Tabla LXVIII. **TAB A: Edificio dirección superior**

EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR TABLERO: A /24 POLOS. TABLERO: A /24 POLOS							
				CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS
BARRA				393.1	200.0	197%	24

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	369.7		400.0	92%
2	FASE 2	2φ	F2	362.5		400.0	91%
3	FASE 3	3φ	F3	393.1		400.0	98%

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	TAB: B	1φ	TB01	103	THHN#1/0-125 A	83%	125	83%
2	TAB: B	2φ	TB02	100	THHN#1/0-125 A	80%	125	80%
3	TAB: B	3φ	TB03	113	THHN#1/0-125 A	91%	125	91%
4	TAB: D	1φ	TD01	120	THHN#1/0-125 A	96%	125	96%
5	TAB: D	2φ	TD02	106	THHN#1/0-125 A	85%	125	85%
6	TAB: D	3φ	TD03	118	THHN#1/0-125 A	95%	125	95%
7	-	1φ	LIBRE01					
8	-	2φ	LIBRE02					
9	-	3φ	LIBRE03					
10	TAB: C	1φ	TC01	147	THHN#4/0-195 A	75%	200	73%
11	TAB: C	2φ	TC02	157	THHN#4/0-195 A	80%	200	78%
12	TAB: C	3φ	TC03	162	THHN#4/0-195 A	83%	200	81%
13	-	1φ	LIBRE01					
14	-	2φ	LIBRE02					
15	-	3φ	LIBRE03					
16	-	1φ	LIBRE01					
17	-	2φ	LIBRE02					
18	-	3φ	LIBRE03					
19	-	1φ	LIBRE01					
20	-	2φ	LIBRE02					
21	-	3φ	LIBRE03					
22	-	1φ	LIBRE01					
23	-	2φ	LIBRE02					
24	-	3φ	LIBRE03					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Tabla LXIX. **TAB K: Laboratorio y áreas en el perímetro**

LABOR. E INSTAL EN EL PERIMETRO. TABLERO: K /24 POLOS TABLERO: K /24 POLOS						
			CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS
BARRA			471.0	200.0	235%	24

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	FASE 1	1φ	F1	471.0	600.0	78%
2	FASE 2	2φ	F2	418.9	600.0	70%
3	FASE 3	3φ	F3	451.9	600.0	75%

#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	TAB: E	1φ	TE01	58	THHN#1/0-125 A	46%	125	46%
2	TAB: E	2φ	TE02	55	THHN#1/0-125 A	44%	125	44%
3	TAB: E	3φ	TE03	83	THHN#1/0-125 A	66%	125	66%
4	TAB: F	1φ	TF01	166	THHN#4/0-195 A	85%	200	83%
5	TAB: F	2φ	TF02	181	THHN#4/0-195 A	93%	200	91%
6	TAB: F	3φ	TF03	157	THHN#4/0-195 A	81%	200	79%
7	TAB: G	1φ	TG01	113	THHN#1/0-125 A	91%	125	91%
8	TAB: G	2φ	TG02	88	THHN#1/0-125 A	71%	125	71%
9	TAB: G	3φ	TG03	114	THHN#1/0-125 A	92%	125	92%
10	TAB: H	1φ	TH01	32	THHN#1/0-125 A	25%	125	25%
11	TAB: H	2φ	TH02	18	THHN#1/0-125 A	15%	125	15%
12	TAB: H	3φ	TH03	23	THHN#1/0-125 A	18%	125	18%
13	TAB: I	1φ	TI01	11	THHN#1/0-125 A	9%	125	9%
14	TAB: I	2φ	TI02	21	THHN#1/0-125 A	17%	125	17%
15	TAB: I	3φ	TI03	18	THHN#1/0-125 A	14%	125	14%
16	TAB: J	1φ	TJ01	91	THHN#1/0-125 A	73%	125	73%
17	TAB: J	2φ	TJ02	55	THHN#1/0-125 A	44%	125	44%
18	TAB: J	3φ	TJ03	57	THHN#1/0-125 A	45%	125	45%
19	-	1φ	LIBRE01					
20	-	2φ	LIBRE02					
21	-	3φ	LIBRE03					
22	-	1φ	LIBRE01					
23	-	2φ	LIBRE02					
24	-	3φ	LIBRE03					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Tablero principal:

Tabla LXX. **TAB L: Tablero principal**

TABLERO PRINCIPAL. TABLERO: L /24 POLOS								
		CARGA MAX (A)	CAPACIDAD BARRA	% CARGABILIDAD BARRA	NÚMERO POLOS			
BARRA		845.1	200.0	423%	24			
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)		CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON	
1	FASE 1	1φ	F1	840.7		1,000.0	84%	
2	FASE 2	2φ	F2	781.3		1,000.0	78%	
3	FASE 3	3φ	F3	845.1		1,000.0	85%	
#	TIPO CARGA	φ	N	CARGA (A)	CALIBRE CONDUCTOR (CU)	% CARGABILIDAD CONDUCTOR	CAPACIDAD FLIPON(A)	% CARGABILIDAD FLIPON
1	TAB: A	1φ	TA01	370	THHN#500-430 A	86%	400	92%
2	TAB: A	2φ	TA02	362	THHN#500-430 A	84%	400	91%
3	TAB: A	3φ	TA03	393	THHN#500-430 A	91%	400	98%
4	TAB: K	1φ	TK01	471	2XTHHN#4/0-520 A	91%	500	94%
5	TAB: K	2φ	TK02	419	2XTHHN#4/0-520 A	81%	500	84%
6	TAB: K	3φ	TK03	452	2XTHHN#4/0-520 A	87%	500	90%
7	-	1φ	LIBRE01					
8	-	2φ	LIBRE02					
9	-	3φ	LIBRE03					
10	-	1φ	LIBRE01					
11	-	2φ	LIBRE02					
12	-	3φ	LIBRE03					
13	-	1φ	LIBRE01					
14	-	2φ	LIBRE02					
15	-	3φ	LIBRE03					
16	-	1φ	LIBRE01					
17	-	2φ	LIBRE02					
18	-	3φ	LIBRE03					
19	-	1φ	LIBRE01					
20	-	2φ	LIBRE02					
21	-	3φ	LIBRE03					
22	-	1φ	LIBRE01					
23	-	2φ	LIBRE02					
24	-	3φ	LIBRE03					

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Balance de carga de tableros:

Tabla LXXI. **Balance de carga tableros terciarias y secundarios**

BALANCE DE CARGA TABLEROS TERCIARIOS					
N NOM.	DESCRIPCIÓN	TIPO	1φ	2φ	3φ
B TABLERO: B	PRIMER NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR	TERCIARIO	103	100	113
C TABLERO: C	SEGUNDO NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR	TERCIARIO	147	157	162
D TABLERO: D	TERCER NIVEL EDIFICIO DIRECCIÓN SUPERIOR	TERCIARIO	120	106	118
E TABLERO: E	LABORATORIO ÁREA 1	TERCIARIO	58	55	83
F TABLERO: F	LABORATORIO ÁREA 1	TERCIARIO	166	181	157
G TABLERO: G	LABORATORIO ÁREA 1	TERCIARIO	113	88	114
H TABLERO: H	LABORATORIO ÁREA 2	TERCIARIO	32	18	23
I TABLERO: I	SERVICIOS VARIOS	TERCIARIO	11	21	18
J TABLERO: J	CAFETERIA, TALLER, SINDICATO, CLÍNICA.	TERCIARIO	91	55	57
TOTAL EN TABLEROS SECUNDARIO			841	781	845
% DESBALANCE:			2.2%	3.9%	0.0%
BALANCE DE CARGA TABLEROS SECUNDARIOS					
N NOM.	DESCRIPCIÓN	TIPO	1φ	2φ	3φ
A TABLERO: A	LABOR. E INSTAL EN EL PERIMETRO, TABLERO: K /24 POLOS	SECUNDARIO	370	362	393
K TABLERO: K	TABLERO PRINCIPAL	PRINCIPAL	471	419	452
TOTAL EN TABLERO PRIMARIO			841	781	845
% DESBALANCE:			2.2%	3.9%	0.0%

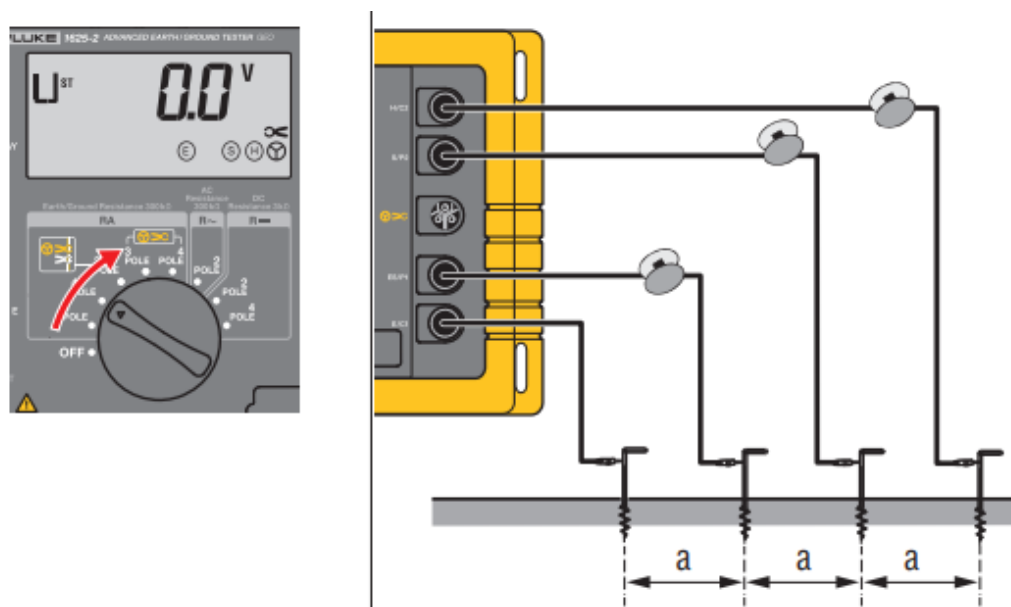
Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

4.2. **Medición de resistencia y resistividad de sistema de tierra y cálculo de malla para laboratorios del Ministerio de energía y minas**

Para la medición de resistencia del terreno se tomará como referencia la norma IEEE 81 que establece varias metodologías, entre ellas está el método de caída de potencial de 3 y 4 polos, el cual se utilizará para esta medición el de 3 polos, estos métodos corresponden al método establecido por Wenner.

Se utilizará un comprobador de puesta a tierra 1625-2 GEO marca Fluke, en el cual, en el manual del fabricante, establece que para esta medición es necesario realizar las conexiones como se muestran a continuación:

Figura 88. **Conexión de medidor de tierras, método de Wenner**



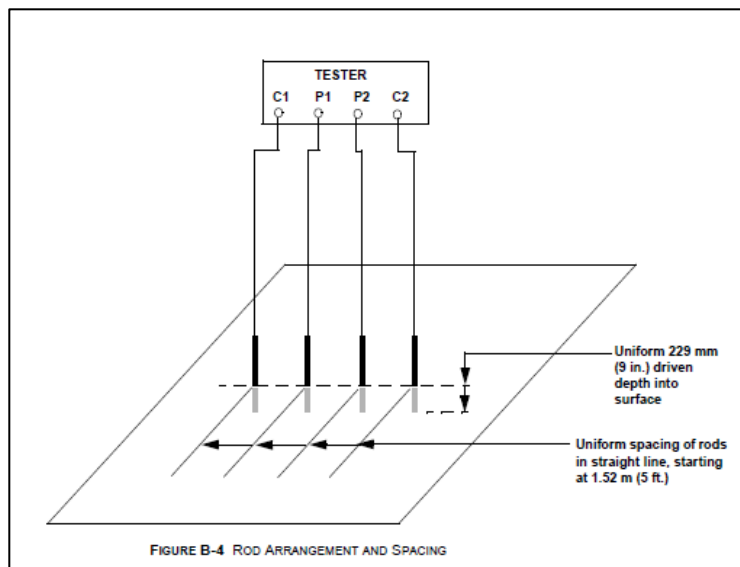
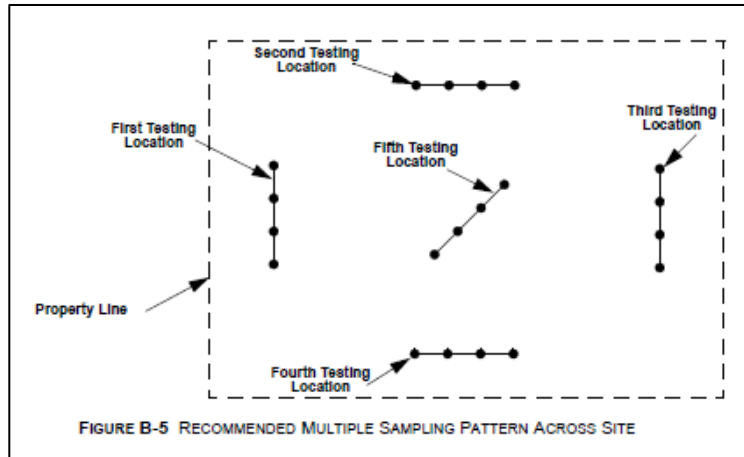
Fuente: Fluke. (2014). *Manuales: 1625-2 Earth/Ground Tester*. Consultado el 18 de octubre de 2018. Recuperado de https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/1625-2__umspa0000.pdf.

Así mismo, cuando se tengan los valores de resistencia, para obtener los valores de resistividad se aplica la siguiente ecuación:

$$\rho_E = 2\pi a R_E$$

Las mediciones, según norma y recomendación, se deben realizar en la disposición que se muestra en la siguiente imagen:

Figura 89. Disposición de las picas para la toma de las mediciones



Fuente: Motorola. (2005). *Standards and guidelines for communication sites*. Consultado el 17 de octubre de 2018. Recuperado de https://www.blm.gov/sites/blm.gov/files/Lands_ROW_Motorola_R56_2005_manual.pdf.

Según las mediciones realizadas se obtiene la siguiente tabla de mediciones, en la cual solo se realizan la primera y segunda series de mediciones.

Tabla LXXII. **Valores de resistividad y resistencia medidos**

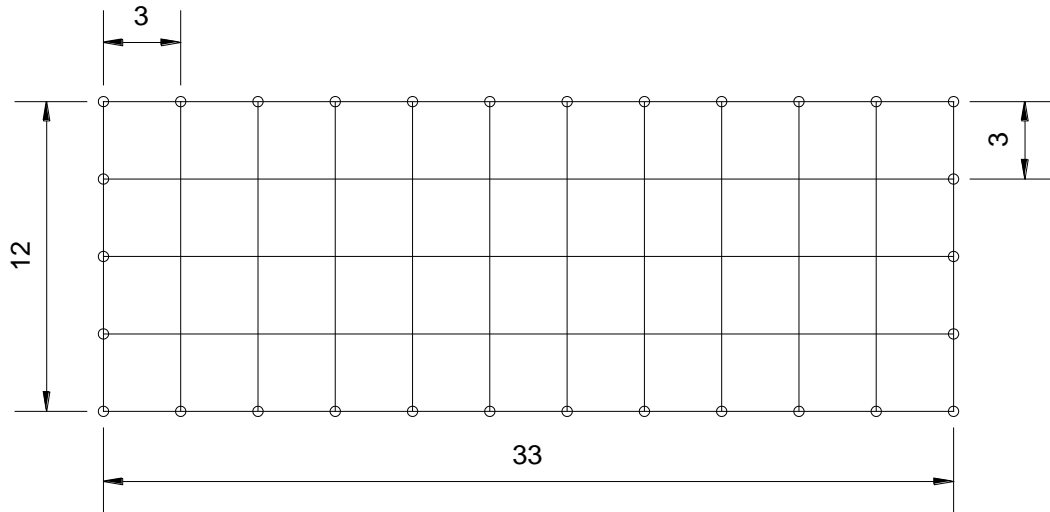
C	P1		P2		PROMEDIO
	R ₁	P ₁	R ₂	P ₂	PROM
1.0	24.4	153.31	21.79	227.46	190.39
1.5	16.7	157.4	16.43	234.68	196.04
2.0	13.4	168.39	13.42	240.02	204.21
2.5	12.1	190.07	11.51	262.33	226.20
3.0	11.16	210.37	10.22	275.21	242.79
PROM	15.55	22.30	175.91	247.94	211.92

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Como se puede visualizar, el valor obtenido de la resistividad, el cual se usará para el cálculo de la resistencia a tierra es de 211.92 $\Omega \cdot m$.

El área disponible y diseño para la construcción de la malla de tierra es:

Figura 90. **Diseño y área de malla de tierra**



Fuente: elaboración propia, realizado con AutoCAD 2010.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de una malla se utilizó la ecuación de sverak utilizada en la norma IEEE 80.

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Siendo:

$$L_T = \frac{\text{Longitud total de conductores enterrados}}{\text{conductores enterrados}} = N * L_x + m * L_y + L_R (\text{Malla rectangular})$$

$$A = \text{AREA} = L_x * L_y (\text{Malla rectangular})$$

$$h = \text{Profundidad malla en metros}$$

$$N = \text{Número conductores eje } x$$

$M = \text{Número conductores eje } y$

$$L_R = \frac{\text{Longitud total de varillas enterradas}}{n_r} = n_r * L_r$$

$n_r = \text{Número de varillas}$

$L_r = \text{Longitud de cada varilla.}$

$\rho = \text{Resistividad del terreno}$

$L_x = \text{Longitud eje } x.$

$L_y = \text{Longitud eje } y.$

Calculando L_R :

$n_r = \text{Número de varillas} = 30 \text{ Unidades}$

$L_r = \text{Longitud de cada varilla} = 8 \text{ pies} = 2.43 \text{ metros}$

$$L_R = \frac{\text{Longitud total de varillas enterradas}}{n_r} = n_r * L_r = 30 * 2.43 = 72.9 \text{ metros}$$

Calculando L_T :

$N = \text{Numero conductores eje } x = 5 \text{ Unidades}$

$M = \text{Numero conductores eje } y = 12 \text{ Unidades}$

$L_x = \text{Longitud eje } x = 33 \text{ metros}$

$L_y = \text{Longitud eje } y. = 12 \text{ metros}$

$$L_T = \frac{\text{Longitud total de conductores enterrados}}{n_r} = N * L_x + m * L_y + L_R = 5 * 33 + 12 * 12 + 72.9 = 381.9$$

Del calculo previo se tiene:

$$\rho = \text{Resistividad del terreno} = 211.92 \Omega \cdot m$$

Calculando A:

$$A = AREA = L_x * L_y = 33 * 12 = 396 m^2$$

Se sustituyen datos:

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

$$R_g = 211.92 * \left[\frac{1}{381.9} + \frac{1}{\sqrt{20 * 396}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.7 * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] = 4.994 \Omega$$

Este valor se buscó en el cálculo, en la práctica por recomendación para equipos con electrónica sensible, es recomendable un valor $\leq 5\Omega$, siendo este el caso de varias cargas del laboratorio que son electrónicamente sensible.

4.3. Mediciones térmicas

Para las mediciones realizadas con termografía es importante lo siguiente:

- Primero que las mediciones que se realicen sobre los tableros primarios, secundarios y terciarios, estas mediciones deben de realizarse cuando los equipos conectados a ellos estén en operación. Si estos no están operando no se podría ver ningún incremento de temperatura por alguna sobrecarga en los elementos o alguna falta de aprie en las conexiones.

- Es importante tener un punto de referencia de comparación, y para ello, se va a hacer uso de la Norma ISO 18434:2008 que habla acerca de los diagnósticos realizados con termografía.

Norma ISO 18434:2008: La termografía comparativa es la técnica más común y normalmente utilizada para proporcionar mejores datos de análisis, como la operación de un equipo en estudio es muy cambiante. Esta norma divide el análisis en dos tipos, el cuantitativo y el cualitativo. El método cuantitativo es un método aceptado y efectivo para evaluar la condición de un equipo o componente determinando temperaturas aproximadas. Un ejemplo de termografía cuantitativa es que, si dos o más máquinas operan en el mismo ambiente y bajo las mismas condiciones de carga, y una de estas máquinas está experimentando una temperatura elevada, esto es un indicativo de que puede existir una condición de deterioro. Qué tanta diferencia de temperatura entre una máquina y otra puede establecer la gravedad de la condición, por poner un ejemplo, si en una máquina en estudio comparado con otras, trabajando en las mismas condiciones solo existe 5 °C, puede considerarse una diferencia no crítica, mientras que un diferencial de 100 °C puede considerarse crítica. Por lo que a diferencia del método cualitativo que también puede detectar deficiencias, el método cuantitativo es con el que se puede determinar la criticidad del objeto en estudio. (ISO, 2008, p. 1-3)

Se utilizará el método comparativo cuantitativo. Este método requiere que se determine un valor de temperatura para poder determinar las condiciones del elemento evaluado. Este valor de referencia debe ser de un equipo trabajando en condiciones similares.

Se toman las temperaturas de referencia de equipos similares, valores obtenidos en otras tomografías trabajando en condiciones similares.

Tabla LXXIII. **Temperaturas de referencia de termografías varias**

Nombre elemento:	Temperatura nominal:
Flipones:	40°C
Conductor THHN:	90°C
Conexiones:	30°C – 40°C.
Fargos:	30°C – 40°C.
Bail clamp:	30°C – 40°C.
Cortacircuitos:	30°C – 40°C.
Portafusible:	30°C – 40°C.
Conductor ACSR:	30°C – 40°C.
Transformadores convencionales:	80°C.
Transformadores secos:	90°C.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Adicional a ello, se midió la cargabilidad que tenía cada uno de estos elementos, para poder ver en qué porcentajes estaban cargados cada uno de ellos y así poder evidenciar si alguno de ellos estaba sobrecargado.

A continuación, se visualiza una tabla resumen de la termografía realizada, utilizando temperaturas promedio, para poder resumir por tablero.

Tabla LXXIV. **Tabla resumen termografías realizadas**

No m	Nombre tablero o elemento	Rango de temperaturas		%cargabilidad	Temperatura registrada en termografía promedio del tablero	Dim	Estado
TAB #01	DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO N1	MEM0047	MEM00055	61.1%	21.9	°C	Temperatura normal de operación.

Continuación de la tabla LXXIV.

TAB #02	DS02(B)-TABLERO UBICADO EN PASILLO N1	MEM00 038	MEM0 0046	40.8%	24.7	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #03	DS03(C)-TABLERO UBICADO EN CUARTO UBICADO ENFRETE DE LOBBY.N1	MEM00 095	MEM0 0100	20.0%	21.8	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #04	DS04(D)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO N2	MEM00 026	MEM0 0035	85.7%	22.3	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #05	DS05(E)-TABLERO UBICADO EN EL BAÑO.N2	MEM00 036	MEM0 0037	67.7%	23.9	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #06	DS06(F)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO N3	MEM00 001	MEM0 0012	43.2%	22.2	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #07	DS07(G)-TABLERO UBICADO EN EL PASILLO QUE DA A SALA DE REUNIONES N3	MEM00 019	MEM0 0025	10.7%	22.1	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #08	DS08(H)-TABLERO UBICADO ENFRETE DE RECEPCION.	MEM00 013	MEM0 0018	38.1%	23.5	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #09	LAB01(A)-PASILLO LABORATORIO ADJUNTO	MEM00 056	MEM0 0060	49.0%	20.3	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #10	LAB02(B)-PASILLO LABORATORIO ADJUNTO	MEM00 061	MEM0 0065	19.1%	21.3	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #11	LAB03(C)-PASILLO LABORATORIO ADJUNTO	MEM00 066	MEM0 0070	0.0%	20	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #12	LAB04(D)-PASILLO LABORATORIO ADJUNTO	MEM00 071	MEM0 0073	10.1%	20.9	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #13	LAB05(E)-LABORATORIO DE TRITURACIÓN DE MUESTRAS	MEM00 113	MEM0 0116	1.1%	19.1	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #14	LAB06(F)-LABORATORIO DE TRITURACIÓN DE MUESTRAS	MEM00 117	MEM0 0118	1.1%	19.2	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #15	LAB07(G)-LABORATORIO PRINCIPAL	MEM00 109	MEM0 0110	39.3%	24.7	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #16	LAB08(H)-LABORATORIO PRINCIPAL	MEM00 111	MEM0 0112	20.0%	23	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #21	LAB13(M)-UBICADO EN LABORATORIO PRINCIPAL CUARTO ISP	MEM00 107	MEM0 0108	0.0%	21.1	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #22	LAB14(N)-UBICADO EN LABORATORIO PRINCIPAL CUARTO ISP(ALIMENTADO POR UPS)	MEM00 105	MEM0 0106	0.0%	20.5	°C	Temperatura normal de operación.
TAB #23	LAB15(O)-UBICADO EN CUARTO INFRARROJO PAXS	MEM00 101	MEM0 0103	39.2%	23.8	°C	Temperatura normal de operación.

Continuación de la tabla LXXIV.

TAB#24	LAB16(P)-UBICADO EN CUARTO INFRARROJO PAXS	MEM00104	MEM00104	22.3%	27.7	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#25	LAB17(Q)-UBICADO DEBAJO DE LAS GRADAS A LA PAR DE CAFETERIA	MEM00119	MEM00120	40,1%	29.3	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#27	LAB19(S)-UBICADO DENTRO DE BAÑO A LA PAR DE CAFETERIA.	MEM00124	MEM00125	30.0%	23.3	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#28	LAB20(T)-UBICADO DENTRO DE CUARTO SERVICIOS VARIOS	MEM00093	MEM00093	45.7%	23.9	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#29	LAB21(U)-UBICADO DENTRO DE CUARTO SERVICIOS VARIOS	MEM00094	MEM00094	50.5%	23.8	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#30	LAB22(V)-UBICADO DENTRO DE GARITA VEHICULAR.	MEM00121	MEM00123	50.5%	23.8	°C	Temperatura normal de operación.
TAB#31	LAB22(W)-TABLERO PRINCIPAL DE TODAS LAS INSTALACIONES.	MEM00076	MEM00086	70.0%	32.8	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	TRANSFORMADOR 13.8KV 120/208 V #1	MEM00087	MEM00090	70.0%	27.6	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	TRANSFORMADOR 13.8KV 120/208 V #2	MEM00087	MEM00090	70.0%	28.8	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	TRANSFORMADOR 13.8KV 120/208 V #3	MEM00087	MEM00090	70.0%	26.7	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	CONECTORES FARGO	MEM00087	MEM00090	70.0%	2.1	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	CONECTORES ESTRIBO	MEM00087	MEM00090	70.0%	5.1	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	CORTACIRCUITO # 1	MEM00087	MEM00090	70.0%	5	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	CORTACIRCUITO # 2	MEM00087	MEM00090	70.0%	4.7	°C	Temperatura normal de operación.
ACOM.	CORTACIRCUITO # 3	MEM00087	MEM00090	70.0%	5.5	°C	Temperatura normal de operación.
TRAFO SECO	TRANSFORMADOR # 1	MEM00074	MEM00074	50.0%	31.8	°C	Temperatura normal de operación.
TRAFO SECO	TRANSFORMADOR # 2	MEM00075	MEM00075	50.0%	31.8	°C	Temperatura normal de operación.

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Como se puede visualizar en la tabla anterior, ninguna temperatura excede a la temperatura de comparación utilizada. Por lo que todos los elementos medidos están trabajando a una temperatura normal de operación.

4.3.1. Carga versus temperatura

Los equipos o conductores conectados a una red eléctrica, todos son construidos para operar a ciertos límites para los cuales fueron diseñados, si estos operan fuera de la temperatura nominal de operación pueden llegar a tener un daño parcial o total.

La temperatura en un equipo o conductor viene relacionados con la cantidad de corriente circulando en ellos. El calentamiento que se produce en un conductor o equipo eléctrico se denomina efecto Joule. Al circular una corriente eléctrica en un conductor existe una caída de tensión a medida que esta va avanzado sobre el conductor esto quiere decir que se pierde potencia.

Si a un conductor o a un equipo conectado llegara a circular mayor corriente de la capacidad nominal a la que son construidos, la temperatura de operación de estos elementos se elevará, es mayor el efecto Joule sobre el elemento, y si está temperatura no es soportada por el conductor, aislamiento del conductor, material del equipo, todos estos materiales empiezan a degradarse como: aislamiento derretido, plástico, cubierta protectora del equipo destruido, contactos de equipos dañados, entre otros.

El calentamiento por efecto Joule puede deberse a un aumento de resistencia, y este incremento de resistencia puede haber sido originada por: deficiencia en conexiones, pérdida de hilos en conducción de un conductor,

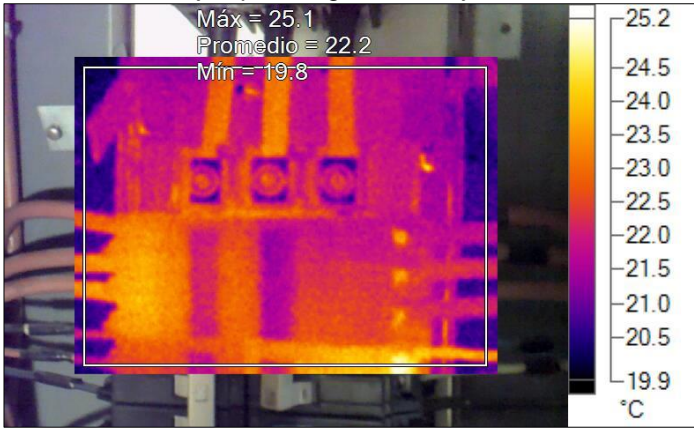

sobrecarga de equipos o conductores, contactos malos en equipos de seccionamiento, falta de apriete en conexiones, entre otros.

A continuación, se muestran varios ejemplos de la termografía realizada. En la parte superior está el nombre del tablero, seguido de la imagen infrarroja con sus valores máximos, promedios y mínimos, seguido de ellos se encuentra la imagen de luz visible, seguida de la imagen de luz visible una tabla de resumen de la temperatura medida.

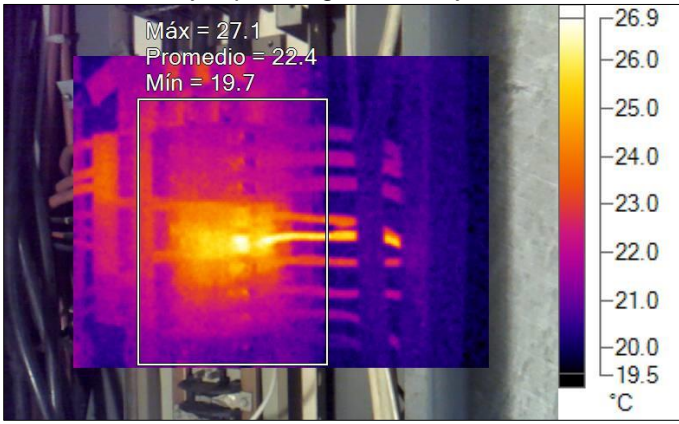
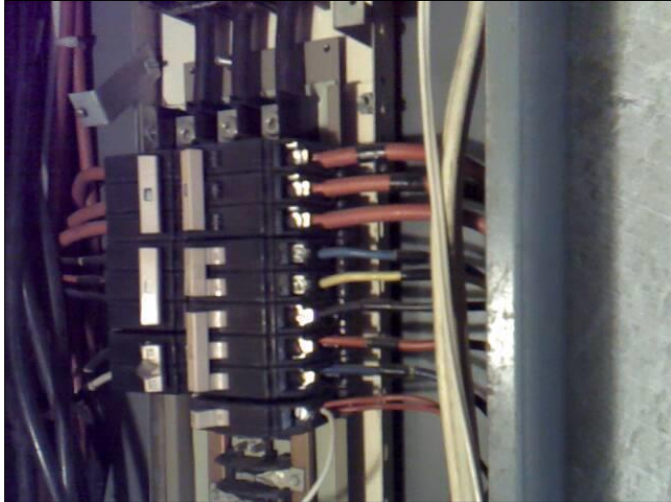
Tabla LXXV. **Detalle imágenes de luz visible e infrarojas tablero #01--DS01(a)-tablero ubicado en el ducto nivel 1**

Anotaciones de la imagen principal Cargabilidad del componente eléctrico detallado en la tabla resumen anterior.					
DETALLE IMÁGENES DE LUZ VISIBLE E INFRAROJAS: TABLERO #01--DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO NIVEL 1			TEMPERATURA NORMAL DE OPERACIÓN.		
002-MEM00048.IS2 Ejemplo imagen infrarroja #1					
002-MEM00048.IS2 Ejemplo imagen visible #1					
Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Desviación estándar
BREAKER PRINCIPAL	22.2°C	20.2°C	24.2°C	0.95	0.57

Continuación de la tabla LXXV.

<p>Anotaciones de la imagen principal Cargabilidad del componente eléctrico detallado en la tabla resumen anterior.</p>					
<p>DETALLE IMÁGENES DE LUZ VISIBLE E INFRAROJAS: TABLERO #01--DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO NIVEL 1</p>			<p>TEMPERATURA NORMAL DE OPERACION.</p>		
<p>005-MEM00051.IS2</p>					
<p>Ejemplo imagen infrarroja #2</p>					
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 20px;"> <p>Máx = 25.1 Promedio = 22.2 Mín = 19.8</p> </div>  </div>					
<p>005-MEM00051.IS2</p>					
<p>Ejemplo imagen visible #2</p>					
					
Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Desviación estándar
FLIPONES VARIOS	22.2°C	19.8°C	25.1°C	0.95	0.81

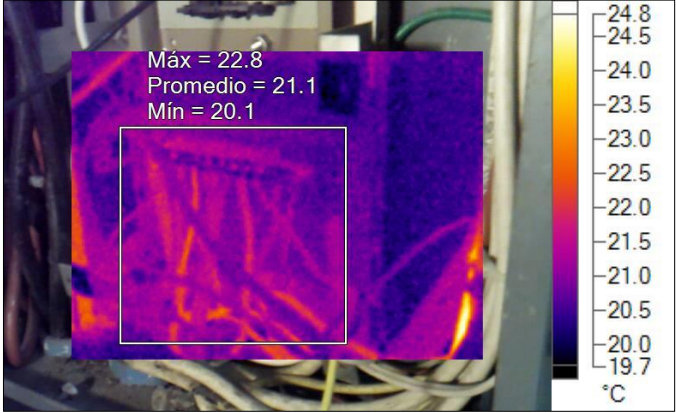

Continuación de la tabla LXXV.

<p>Anotaciones de la imagen principal Cargabilidad del componente eléctrico detallado en la tabla resumen anterior.</p>					
<p>DETALLE IMÁGENES DE LUZ VISIBLE E INFRAROJAS: TABLERO #01--DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO NIVEL 1</p>			<p>TEMPERATURA NORMAL DE OPERACIÓN.</p>		
<p>006-MEM00052.IS2 Ejemplo imagen infrarroja #3</p>					
					
<p>006-MEM00052.IS2 Ejemplo imagen luz visible #3</p>					
					
Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Desviación estándar
FLIPONES LADO DERECHO	22.4°C	19.7°C	27.1°C	0.95	1.31

Continuación de la tabla LXXV.

Anotaciones de la imagen principal Cargabilidad del componente eléctrico detallado en la tabla resumen anterior.						
TABLERO #01--DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO NIVEL 1.			TEMPERATURA NORMAL DE OPERACIÓN.			
007-MEM00053.IS2 Ejemplo imagen infrarroja #4						
007-MEM00053.IS2 Ejemplo imagen luz visible #4						
Nombre		Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Desviación estándar
FLIPONES IZQUIERDO	LADO	21.7°C	19.8°C	23.7°C	0.95	0.95

Continuación de la tabla LXXV.

<p>Anotaciones de la imagen principal Cargabilidad del componente eléctrico detallado en la tabla resumen anterior.</p>					
<p>TABLERO #01--DS01(A)-TABLERO UBICADO EN EL DUCTO NIVEL 1.</p>			<p>TEMPERATURA NORMAL DE OPERACIÓN.</p>		
<p>009-MEM00055.IS2</p>					
<p>Ejemplo imagen infrarroja #5</p>					
					
<p>009-MEM00055.IS2</p>					
<p>Ejemplo imagen luz visible #5</p>					
					
Nombre	Promedio	Mín	Máx	Emisividad	Desviación estándar
CONEXIONES NEUTRO.	21.1°C	20.1°C	22.8°C	0.95	0.38

Fuente: elaboración propia, realizado con Excel 365.

4.4. Medición y análisis de luminarias

Se realizó la medición de iluminación en las diferentes áreas evaluadas.

Para esto nos basamos en la siguiente norma y una tabla resumen que habla de los valores correctos por área que debería de haber:

Tabla LXXVI. **Valores de iluminación según Norma UNE 12464**

NORMA UNE 12464.1		
Lugar	Tipo de interior, tarea actividad	Lux
Oficina	Archivo, copias, etc.	300
Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	500
Oficina	Dibujo técnico	750
Oficina	Trabajo en cad	500
Oficina	Salas de conferencia y reuniones	500
Oficina	Mostrador recepción	300
Oficina	Archivos	200
Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	500
Laboratorio	Corte acabado inspección	750
Alimenticios	Zona trabajo	200

Fuente: elaboración propia, realizado con Excel 365.

En la siguiente tabla se puede visualizar un resumen por área de todos los valores medidos con sus respectivos nombres de lugares:

Tabla LXXVII. **Resumen mediciones iluminación diferentes áreas**

#	Tipo lugar	Tipo interior, tarea actividad	Nombre lugar	Área de trabajo.	Medicion	Norma	Existencia ventanas	Estado
1	Oficina	Mostrador recepción	Laboratorio oficinas lobby	Escritorios	79	300	NO	Cambio necesario
2	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio cuarto balanzas	Balanzas-cristaleria	249	500	NO	Cambio necesario

Continuación de la tabla LXXVII.

3	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio absorción atómica	Mesa trabajo-computadora	363	500	SI	Cambio necesario
4	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Laboratorio baños oficinas lobby	Baños oficina lobby	106	500	NO	Cambio necesario
5	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio isp	Computador a-cristalería-mesa trabajo	292	500	NO	Cambio necesario
6	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Jefatura de laboratorios	Escritorios	278	500	SI	Cambio necesario
7	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Laboratorio-secretaría	Escritorios	233	500	NO	Cambio necesario
8	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Laboratorio-infrarrojos pax	Escritorios	175	500	NO	Cambio necesario
9	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Laboratorio cuarto antek	Mesa en I-computadora	107	500	NO	Cambio necesario
10	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio de hidrocarburos	Mesa u-extractoras	641	500	SI	Iluminación normal
11	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio principal	Mesas trabajos-campanas-hidrocarburos	390	500	SI	Cambio necesario
12	Laboratorio	Sala de mediciones laboratorio	Laboratorio adjunto	Muestras minerales	310	500	SI	Cambio necesario
13	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Servicios varios	Escritorios	680	500	SI	Iluminación normal
14	Alimenticios	Zona trabajo	Cafetería	Elaboración comida-cobro	164	200	SI	Cambio necesario

Continuación de la tabla LXXVII.

15	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Transporte	Baños-escritorios-comedor.	255	500	NO	Cambio necesario
16	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Bodega general de suministros	Escritorios	408	500	NO	Cambio necesario
17	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Sindicato	Comedor, escritorios	510	500	SI	Iluminación normal
18	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Archivo técnico de hidrocarburos	Escritorios	479	500	SI	Cambio necesario
19	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Clínica	Recepción, escritorios	430	500	NO	Cambio necesario
20	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Garita	Escritorios	650	500	SI	Iluminación normal
21	Oficina	Mostrador recepción	Edificio dirección superior nivel 1	Lobby, recepción, baños, pasillos cocineta.	135	300	SI	Cambio necesario
22	Oficina	Salas de conferencia y reuniones	Edificio dirección superior nivel 1	Sala reuniones, escritorios	315	500	SI	Cambio necesario
23	Oficina	Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamientos de datos.	Edificio dirección superior nivel 2	Escritorios	267	500	SI	Cambio necesario

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

- Se recomienda realizar una limpieza general de las lámparas, la suciedad disminuye la cantidad de iluminación en el área de trabajo.
- Se recomienda cambiar el color de las paredes de los lugares de trabajo, debido a que los colores actuales no favorecen a la cantidad de iluminación del lugar.
- Posterior a la limpieza y cambio del color de las paredes, se recomienda realizar una medición nuevamente, para ver la mejora en la cantidad de iluminación y así evaluar el cambio del tipo de luminaria y cantidad de esta.

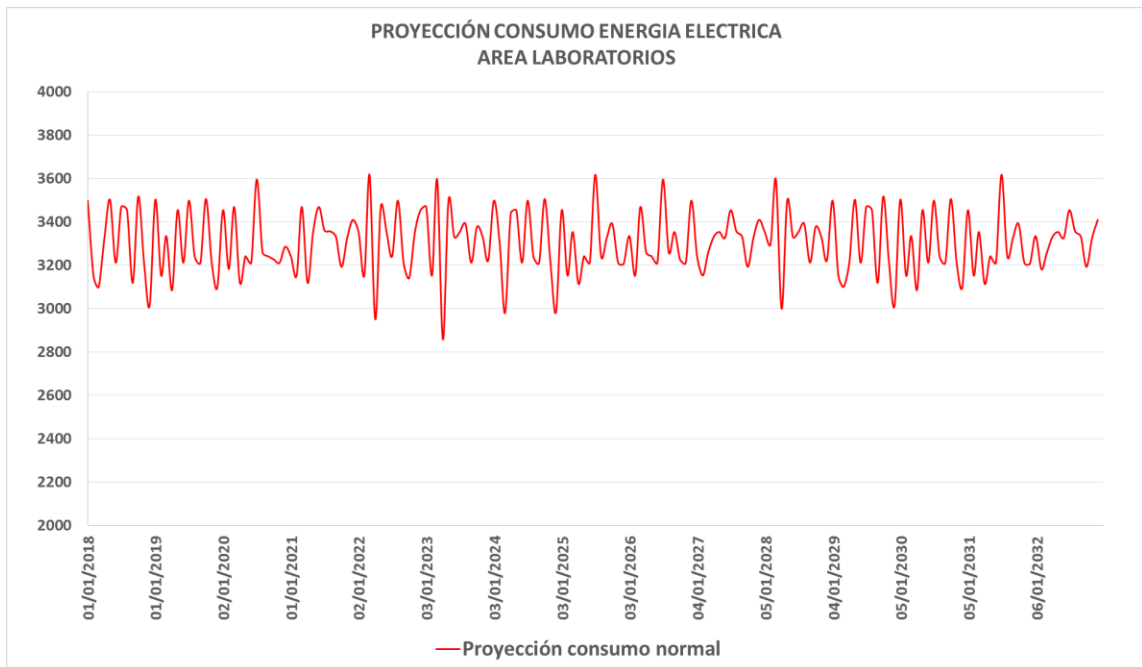
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Análisis y propuesta de mejoras en energía eléctrica

Proyección utilizando medición realizada con analizador de redes:

Para la proyección se ha utilizado la medición con el analizador de redes, se hizo únicamente con las cargas de laboratorio, siendo estas cargas de mayor potencia de las instalaciones.

Figura 91. Proyección consumo energía eléctrica área de laboratorios



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

5.1.1. Propuestas de formas de ahorro en el área Laboratorio:

- Forma 1:

Según encuesta realizada al personal, indican que el 49 % (Siempre y Casi Siempre) encuentran la luz encendida en los sanitarios sin que ninguna persona la esté utilizando.

Solución: Se pueden instalar sensores de movimiento en los sanitarios

- Forma 2:

Actualmente, el en laboratorio poseen 2 transformadores secos de 5KVA cada uno, estos permanecen energizados las 24 horas del día, los 365 días del año, tener estos transformadores energizados sin utilizarlos consume energía por las pérdidas en vacío.

Solución: Las máquinas que utilizan estos transformadores, no se utilizan mucho, por lo que la alimentación de éstos podría interrumpirse instalando un *breaker* cuando estos no se estén utilizando para evitar las pérdidas en vacío.

- Forma 3:

Según encuesta realizada al personal dicen que el 30 % de las personas no apagan la impresora cuando se retiran del trabajo.

Solución: Se puede instalar un programador eléctrico analógico, para que las impresoras después de horario laboral se apaguen automáticamente.

○ Forma 4:

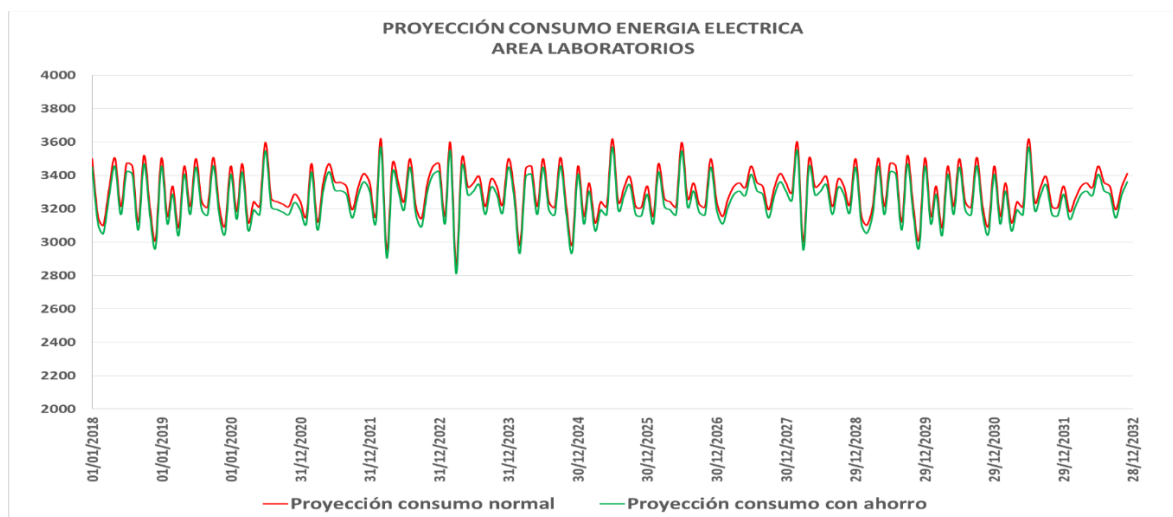
Un 20 % de las personas encuestadas dicen que no saben de qué manera pueden apoyar a economizar energía.

Solución: Realizar charlas semestrales de las diversas maneras de ahorrar energía en el área laboral y en sus casas

5.1.2. Soluciones de ahorro en el área Laboratorio

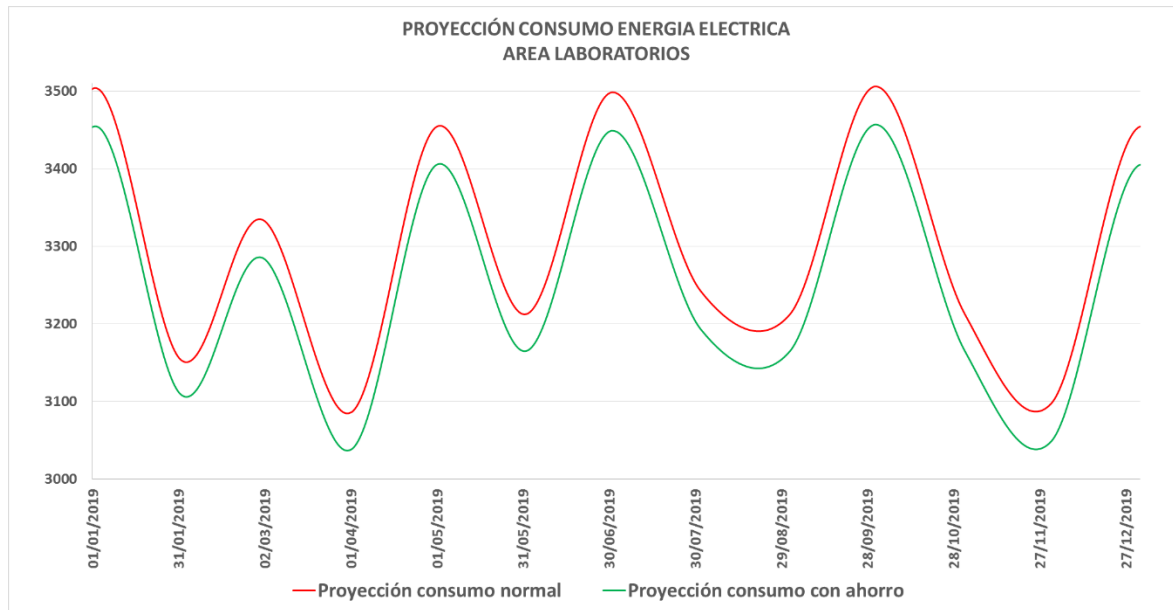
Aplicando cada uno de los ahorros mencionados en la parte anterior, a continuación se muestran dos gráficos, en donde se da a conocer la curva normal del consumo proyectado de las cargas del laboratorio (curva color rojo) contra la curva incluyendo el ahorro proyectado (curva color verde).

Figura 92. **Proyección de consumo energía eléctrica y ahorro del año 2018 al año 2032**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Figura 93. **Proyección de consumo energía eléctrica y ahorro en el año 2019**



Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

A continuación, se muestra una tabla de los valores de proyección del consumo de energía eléctrica, incluyendo el ahorro y el cobro proyectado para la energía eléctrica para esos mismos valores.

Tabla LXXVIII. **Proyección de consumos y ahorros obtenidos al año 2032**

Año	Consumo normal proyectado	Consumo proyectado ahorro	Tarifa	Consumo normal proyectado	Consumo proyectado ahorro	Ahorro
2018	39,576	38,997	Q1.34	Q53,032.34	Q52,255.47	Q776.86
2019	39,510	38,931	Q1.34	Q52,943.03	Q52,166.94	Q776.09
2020	39,502	38,921	Q1.34	Q52,932.03	Q52,154.57	Q777.46
2021	39,785	39,205	Q1.34	Q53,312.27	Q52,534.86	Q777.41
2022	39,800	39,219	Q1.34	Q53,331.80	Q52,553.39	Q778.41

Continuación de la tabla LXXVIII.

2023	39,792	39,213	Q1.34	Q53,321.80	Q52,544.93	Q776.87
2024	39,541	38,961	Q1.34	Q52,985.59	Q52,207.94	Q777.66
2025	39,527	38,947	Q1.34	Q52,965.94	Q52,189.31	Q776.64
2026	39,819	39,239	Q1.34	Q53,357.23	Q52,580.28	Q776.95
2027	39,737	39,157	Q1.34	Q53,247.03	Q52,469.86	Q777.17
2028	39,964	39,382	Q1.34	Q53,551.39	Q52,772.22	Q779.17
2029	39,464	38,885	Q1.34	Q52,882.14	Q52,106.00	Q776.13
2030	39,510	38,931	Q1.34	Q52,943.03	Q52,166.94	Q776.09
2031	39,527	38,947	Q1.34	Q52,965.68	Q52,189.04	Q776.64
2032	39,859	39,278	Q1.34	Q53,411.11	Q52,631.87	Q779.24
Total	594,912	586,212		Q797,182.40	Q785,523.62	Q11,658.78

Forma de ahorro	Costo unitario	Cantidad	Total
Sensores de movimiento.	Q150	8	Q1,200
Breaker e instalación	Q1,500	1	Q1,500
Instalación programador electrico analogico para impresoras	Q200	3	Q600
Elaboración propia. 17/10/2018. Excel 365		TOTAL	Q3,300

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

Según se logra ver que, con los métodos de ahorro, según la proyección, se tendría un monto ahorrado de Q11,658.78, un costo estimado de la instalación de los insumos para poder llevar a cabo este ahorro es de Q3 300, dejando un ahorro neto de Q8 358.78

5.2. Emisión de gases de efecto invernadero evitadas

Tabla LXXIX. Emisiones de gases de efectos invernadero evitadas

Año	Consumo normal proyectado	Consumo proyectado ahorro	Factor de emision de co2	Unidad	Emision normal	Emisión considerando ahorro	Emision evitada
2018	39,576	38,997	0.4877	Kg co2e / kwh	19,301	19,019	283
2019	39,510	38,931	0.4877	Kg co2e / kwh	19,269	18,986	282
2020	39,502	38,921	0.4877	Kg co2e / kwh	19,265	18,982	283
2021	39,785	39,205	0.4877	Kg co2e / kwh	19,403	19,120	283

Continuación de la tabla LXXIX.

2022	39,800	39,219	0.4877	Kg co2e / kwh	19,410	19,127	283
2023	39,792	39,213	0.4877	Kg co2e / kwh	19,407	19,124	283
2024	39,541	38,961	0.4877	Kg co2e / kwh	19,284	19,001	283
2025	39,527	38,947	0.4877	Kg co2e / kwh	19,277	18,995	283
2026	39,819	39,239	0.4877	Kg co2e / kwh	19,420	19,137	283
2027	39,737	39,157	0.4877	Kg co2e / kwh	19,380	19,097	283
2028	39,964	39,382	0.4877	Kg co2e / kwh	19,490	19,207	284
2029	39,464	38,885	0.4877	Kg co2e / kwh	19,247	18,964	282
2030	39,510	38,931	0.4877	Kg co2e / kwh	19,269	18,986	282
2031	39,527	38,947	0.4877	Kg co2e / kwh	19,277	18,994	283
2032	39,859	39,278	0.4877	Kg co2e / kwh	19,439	19,156	284
Total	594,912	586,212			290,139	285,895	4,243

Fuente: elaboración propia, realizando con Excel 365.

El factor de emisión de CO2 es tomado del Informe de balance energético 2016 publicado por el ministerio de energía y minas.

CONCLUSIONES

1. El área que posee mayor índice de prestación eléctrica de las instalaciones del Ministerio de Energía y Minas, son los laboratorios, esto es debido a los equipos que tienen consumos desde 2Kw hasta 5 Kw. Siendo 5.83 Kwhmes/m² el índice de prestación eléctrica.
2. Según las encuestas realizadas, las personas no están acostumbradas a apagar las luces de las diferentes áreas de las instalaciones, cuando estas ya no son necesarias para su uso, generando consumos de energía eléctrica innecesarios.
3. Se eligió un modelo logarítmico considerando la infraestructura actual, considerando el crecimiento que han tenido las instalaciones desde el año 2013 a la fecha, también la tendencia del crecimiento del consumo de energía eléctrica.
4. La regulación de tensión, según la medición realizada, se encuentra dentro de los límites permitidos dentro del rango de ± 8 % de la norma NTSD.
5. El desbalance de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos según la norma NTSD 3 %.
6. Existe un desbalance de corriente de la fase 1 con respecto a las otras dos fases, con un porcentaje 34,69.

7. Actualmente, el transformador posee una cargabilidad del 70,86 %, esto son 295 amperios de una capacidad total del transformador de 416,3.
8. Los valores de factor de potencia de todas las instalaciones está dentro del límite permitido. Siendo 0,9 el establecido en la NTSD.
9. En el mantenimiento predictivo de termografía, no se encontró ningún punto caliente o temperatura de algún elemento que sobrepase la temperatura normal de operación.
10. Existen muchas áreas con deficiencia de iluminación según las mediciones realizadas, se desvían de los parámetros permitidos según las normas.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un horario de uso de los equipos de laboratorio de potencia elevada, de manera que se evite la simultaneidad de estos, con esto se consigue reducir la potencia registrada en el medidor, y una reducción en el monómico de cada Kwh utilizado.
2. Hacer la instalación de detectores de presencia, para evitar que la iluminación esté activa cuando no se esté utilizando.
3. Considerar alrededor del año 2032, la instalación de un nuevo banco de transformadores, realizando la construcción de una bóveda e incrementando la potencia a un banco de 3x100KVA. Adicional a evaluar la conveniencia de convertirse en gran usuario en el mercado mayorista, por poseer ya una potencia mayor a 100KW.
4. Revisar anualmente, instalando un analizador de redes en el tablero principal, y llevar una bitácora de lecturas diarias de voltaje con un multímetro en diferentes horarios. Para identificar que los parámetros de regulación de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos. Y así lograr que los equipos conectados trabajen en el rango de voltaje diseñados.
5. Llevar un registro de voltajes de las tres fases, y verificar que el porcentaje de desbalance de tensión sea aceptable según las normas NTSD.

6. Instalar nuevas cargas monofásicas en las fases que están menos cargadas, para lograr balancear nuevamente el sistema.
7. Agregar cargas nuevas, se recomienda revisar la cargabilidad en el transformador adicionando estas cargas. Y que no sobrepase un 80 % de la cargabilidad del mismo.
8. Instalar cargas nuevas, se recomienda revisar si estas son del carácter inductivo, si fuera así, verificar si es necesaria la compensación con el banco de capacitores.
9. Hacer una termografía anualmente, y realizar un mantenimiento de limpieza de los tableros y aprietes de conexiones.
10. Considerar una limpieza general de las lámparas, así como cambiar el tono de pintura de las paredes y volver a hacer una medición con un luxómetro para ver si es necesario cambiar alguna luminaria.

REFERENCIAS

1. AEMC Instrument. (2022). *User manuals Megohmmeters*. Estados Unidos: Autor. Recuperado el https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/usermanuals/Megohmmeters/6550-6555_EN.pdf.
2. Arellano, J. y Espinoza, J. (8 de julio de 2019). Protección contra sobrecarga. [Presentación de PowerPoint]. Recuperado de <https://www.scribd.com/presentation/416202487/Proteccion-Contra-Sobrecarga#>.
3. ARIAN. (2014). *Eslabón fusible universal para media tensión*. México: Autor.
4. CNEE. (2003). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD*. Guatemala: Autor.
5. Espinosa, A. (11 de diciembre de 2008). *Interruptores termomagnéticos*. [Mensaje de blog]. Recuperado de http://intermomagnetico.blogspot.com/2008/12/cmo-funciona_11.html.
6. Fluke. (2014). *Manuales: 1625-2 Earth/Ground Tester*. Estados Unidos: Autor. Recuperado de https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/1625-2__umspa0000.pdf.

7. International Electrotechnical Commission. (2005). *Low-voltage electrical installations – Part 1: Fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions*. Ginebra: Autor.
8. ISO. (2008). *ISO 18434-1:2008. Condition monitoring and diagnostics of machines — Thermography — Part 1: General procedures*. Ginebra: Autor.
9. ISO. (2011). *ISO 50001:2011(es) Sistemas de gestión de la energía — Requisitos con orientación para su uso*. Ginebra: Autor. Recuperado de <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:50001:ed-1:v1:es>.
10. ISO. (2014). *ISO 50002:2014(es) Auditorías energéticas — Requisitos con orientación para su uso*. Ginebra: Autor. <https://www.iso.org/obp/ui#iso:std:iso:50002:ed-1:v1:es>.
11. Konica Minolta. (3 de marzo de 2006). Radiometría, Espectrorradiometría y Fotometría. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://sensing.konicaminolta.us/mx/learning-center/light-measurement/radiometry-spectroradiometry-photometry/>.
12. Martínez, A. (2014). *Electrotécnia II - Método de las Componentes Simétricas*. Argentina: Universidad Tecnológica Nacional FRRO. Recuperado de https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/electrica/3_anio/electrotecnia_2/Metodo_de_las_componentes_simetricas_-_Teoria.pdf

13. Motorola. (2005). *Standards and guidelines for communication sites*.
Japón: Autor. Recuperado de
https://www.blm.gov/sites/blm.gov/files/Lands_ROW_Motorola_R56_2005_manual.pdf.
14. National Electric Code. (2008). *NFPA 70™*. Estados Unidos: Autor.
15. Open Stax. (s.f.). Ley de Lenz. [Mensaje de blog]. Recuperado de
<https://openstax.org/books/f%C3%ADsica-universitaria-volumen-2/pages/13-2-ley-de-lenz#:~:text=Seg%C3%BAn%20la%20ley%20de%20Lenz,del%20i m%C3%A1n%20que%20se%20aproxima>.
16. Ramos, R. (2015). *Alternativas de reducción de corrientes cortocircuito en subestaciones de media tensión* (Tesis de licenciatura). Universidad de El Salvador, El Salvador. Recuperado de
<https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/8661>
17. Rodríguez, M. (s.f.). *Colección: “electrotecnia para ingenieros no especialistas”*. España: Universidad de Cantabria.
18. Schneider Electric. (s.f.). *Curvas de disparo. Recomendaciones técnicas. Curvas de disparo y tablas de coordinación*. Francia: Autor. Recuperado de
https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf

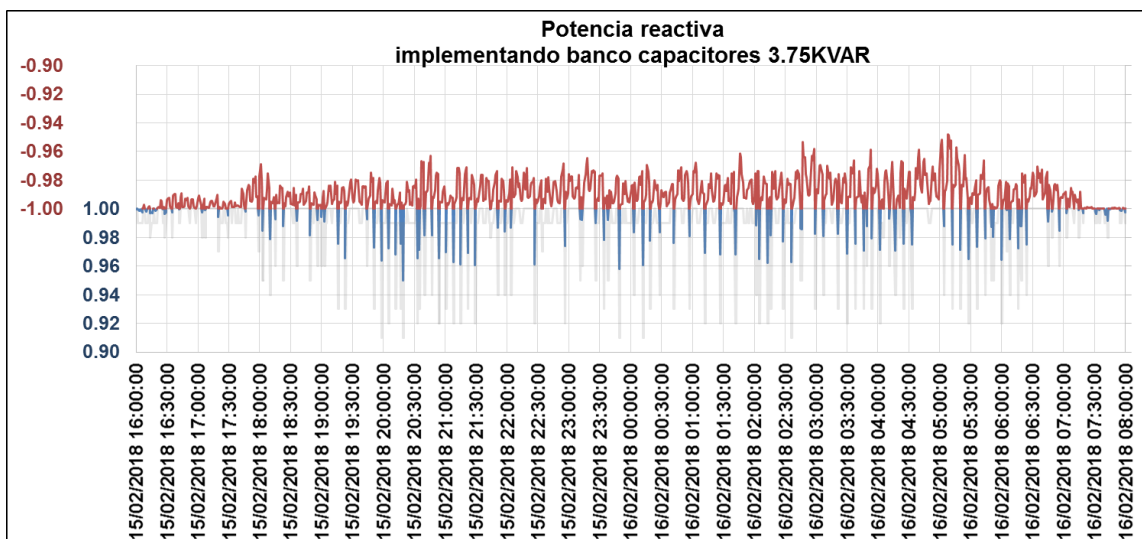
19. Serway, R. (1990). *Physics for Scientists and Engineers*. Estados Unidos: Saunders Golden Sunburts Series.

APÉNDICES

Apéndice 1. Implementación banco de capacitores

Según mediciones realizadas con el analizador de redes, hay franjas donde el FP, considerando la energía activa y reactiva promedio, baja del valor permitido de 0.90, aunque el FP total del mes debido a las cargas en su mayoría son del carácter resistivo durante el horario de 8:00 AM y 05:00 PM, esto causa que no exista una penalización en la factura de consumo de energía eléctrica, se recomienda instalar un banco de capacitores de 3.75 KVAR a 208V, para que estos valores que son bajos del fp requerido sean compensados.

Compensación de FP implementando banco de 3.75 KVAR



Continuación del apéndice 1.

En el gráfico anterior se observa: en color gris el FP registrado por el analizador de redes, en color azul se observa como mejora el factor de potencia con el bando de 3.75KVAR, en color rojo los puntos donde el factor de potencia es de carácter capacitivo, porque se está sobre compensando con el banco de capacitores instalado siendo un proceso normal debido a que el banco de capacitores es de etapa fija.



Guatemala, 14 de octubre de 2021

COTIZACION

CG-3139-2021

Cliente: BENJAMIN ARRIOLA
Atención:
Asunto: Banco de capacitores manual 3.75 kvar 208V

Estimados señores:

En atención a su solicitud tenemos el agrado de presentar para su consideración la siguiente cotización.

CANTIDAD	DESCRIPCION	P. UNITARIO	P. TOTAL
1	Banco de capacitores manual de 3.75 kvar a 208V Trifásico Incluye: • 01 Breaker de 3x20A • 01 Capacitores Cilíndricos de 5kvar 240V • 01 Luz Piloto verde • Gabinete metálico NEMA 1 • Materiales y mano de obra por armado	Q1,650.00	Q1,650.00
		TOTAL	Q1,650.00

CONDICIONES COMERCIALES

- Marca: CIRCUTOR
- Tiempo de entrega: 2 días para armar
- Forma de pago: Contado
- Validez de la oferta: 15 Días

A la espera de sus comentarios, nos despedimos enviándole un cordial saludo.

Atentamente,

Omar Batres
Gerente de Proyectos

Fuente: elaboración propia.

Apéndice2. Implementación de paneles solares

Si la institución en algún momento decidiera instalar paneles solares, se deja el siguiente cálculo que les servirá para saber el estimado de paneles solares para el consumo Kwhmes máximo que se registró.

Para el cálculo es necesario aplicar la siguiente ecuación:

$$\text{Cantidad paneles necesarios} = \frac{\text{Kwhdia}}{\text{Energía diaria producida por 1 panel solar} * \text{Eficiencia paneles}}$$

- Para el dato de Kwhdia, se identifica el mes de mayor consumo registrado, y de este mes se obtiene el promedio de consumo diario, para efectos del cálculo.

FECHA	ENERGIA	UNIDAD
ENE-2017	14,560	Kwhmes
FEB-2017	16,640	Kwhmes
MAR-2017	19,040	Kwhmes
ABR-2017	18,800	Kwhmes
MAY-2017	20,400	Kwhmes
JUN-2017	18,080	Kwhmes
JUL-/2017	18,080	Kwhmes
AGO-2017	18,960	Kwhmes
SEP-2017	19,040	Kwhmes
OCT-2017	19,200	Kwhmes
NOV-2017	17,200	Kwhmes
DIC-2017	19,440	Kwhmes
ENE-2018	13,920	Kwhmes
FEB-2018	17,280	Kwhmes
MAR-2018	21,200	Kwhmes
ABR-2018	18,320	Kwhmes

Según tabla de consumos en el mes, se toma 21,200 Kwhmes para el cálculo.

Continuación del apéndice 2.

Se calcula un consumo Kwhdia promedio.

$$Kwhdia = \frac{Kwhmes}{30 \text{ dias}} = \frac{21,200}{30} = 706.6 \text{ KwhDia}$$

- Características del panel solar seleccionado:

Tabla que va a servir más adelante por la eficiencia del panel.

Model	JAM72-550
Rated Maximum Power at STC	550W
Maximum Power Voltage(Vmp)	41.96V
Maximum Power Current (Imp)	13.11A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.90V
Short Circuit Current (Isc)	14.00A
Module Efficiency	21.30%
Power Tolerance	0~+5W

$$\text{Energía diaria producida por 1 panel solar} = \frac{\text{Radiación Normal Directa(diaría)}}{\text{Directa(diaría)}} * \frac{\text{Eficiencia del módulo}}{\text{módulo}} * \frac{\text{Area panel solar}}{\text{solar}}$$

Para obtener el dato de radiación normal directa (diaria), se obtiene de la siguiente forma:

En la página siguiente se encuentra según la zona y ubicación, donde se puede ingresar punto de GPS y saber el valor.

Se muestra para el ejemplo de las siguientes coordenadas

14.6005529, -90.5732892

Continuación del apéndice 2.

Coordenadas GPS del Ministerio de Energía y Minas.

Radiación normal directa en cordenada GPS

Mixco
14.600553°,-090.573289° ~
43 Calle, Mixco, Guatemala, Guatemala
Time zone: UTC-06, America/Guatemala [CST]

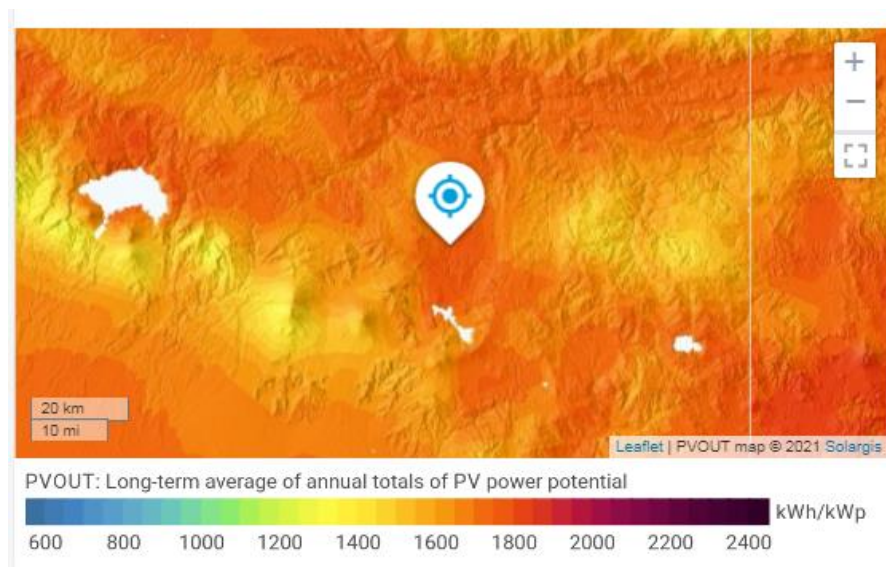
Bookmark Share Reports

SITE INFO

Map data Per day ▾

Direct normal irradiation	DNI	5.121 kWh/m ² per day ▾
Global horizontal irradiation	GHI	5.698 kWh/m ² per day ▾
Diffuse horizontal irradiation	DIF	2.015 kWh/m ² per day ▾
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI opta	5.910 kWh/m ² per day ▾
Optimum tilt of PV modules	OPTA	18 / 180 °
Air temperature	TEMP	19.1 °C ▾
Terrain elevation	ELE	1445 m ▾

Forma gráfica radiación normal directa en coordenada GPS



Continuación del apéndice 2.

Según se mira en la foto anterior.

Radiación Normal Directa (diaria) = 5.121 Kwh/m²

Para obtener la eficiencia del módulo del panel solar y el área del panel, lo indica el fabricante como se logra ver en la tabla, se tienen los siguientes valores.

Eficiencia del módulo	21.3	%
área	2.5	m ²

$$\text{Energía diaria producida por 1 panel solar} = \frac{\text{Radiación Normal Directa (diaria)}}{\text{Directa (diaria)}} * \frac{\text{Eficiencia del módulo}}{\text{módulo}} * \frac{\text{Área panel solar}}{\text{solar}}$$

$$\text{Energía diaria producida por 1 panel solar} = 5.121 * \frac{21.3\%}{100} * 2.5 = 2.73 \text{ Kwh}$$

La eficiencia del conjunto completo para la instalación de los paneles solares, la indica el fabricante y es del 90 %.

Teniendo todos los datos, se sustituyen y se tiene lo siguiente.

$$\text{Cantidad paneles necesarios} = \frac{\text{Kwh dia}}{\text{Energía diaria producida por 1 panel solar} * \text{Eficiencia paneles}}$$

$$\text{Cantidad paneles necesarios} = \frac{706.6}{2.73 * 0.90} = 288$$

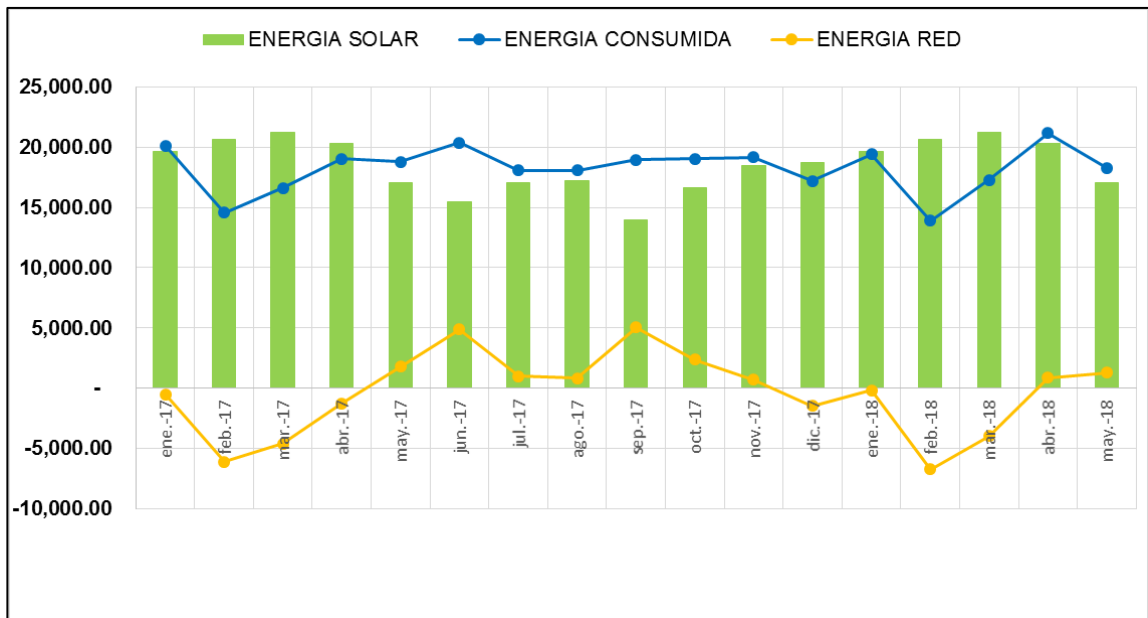
Continuación del apéndice 2.

Según se puede observar según el cálculo y tipo de panel a utilizar se necesitan 288 paneles solares para cumplir con el consumo de energía activa.

En el siguiente gráfico se hizo el mismo ejercicio, pero para varios meses, para ver cómo se comporta la generación con 288 paneles solares.

La curva de color azul es el consumo normal de la institución, las columnas de verde muestran la generación solar estimada que se tendría, y la curva naranja sería la energía ya sea absorbida o entregada de la red.

Energía solar generada, consumida y energía de la red



Fuente: elaboración propia.