



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

**ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA
ELÉCTRICA EN UN *CALL CENTER*: PROBLEMAS Y SOLUCIONES**

Luis Fernando Lemus Fuentes

Asesorado por el Ing. German Estuardo Chen Camey

Guatemala, marzo de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA
ELÉCTRICA EN UN *CALL CENTER*: PROBLEMAS Y SOLUCIONES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

LUIS FERNANDO LEMUS FUENTES

ASESORADO POR EL ING. GERMAN ESTUARDO CHEN CAMEY

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno (a. i.)
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA EN UN *CALL CENTER*: PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de abril de 2015.



Luis Fernando Lemus Fuentes

Guatemala, 23 de noviembre de 2015

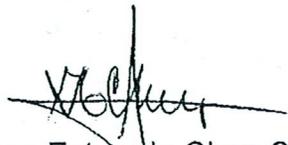
Ingeniero
Gustavo Orozco, coordinador área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Orozco:

Deseándole éxitos en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el bachiller Luis Fernando Lemus Fuentes, con Documento de Identificación Personal 2541 73365 0101, ha finalizado su trabajo de graduación titulado "**ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA EN UN CALL CENTER: PROBLEMAS Y SOLUCIONES**". Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted.

Atentamente,



German Estuardo Chen Camey

Ingeniero Electricista

Colegiado activo 5582

German Estuardo Chen Camey
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO 5582



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 08. 2016.
Guatemala, 24 de NOVIEMBRE 2015..

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE
POTENCIA ELÉCTRICA EN UN CALL CENTER: PROBLEMAS Y
SOLUCIONES, del estudiante Luis Fernando Lemus Fuentes, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DID Y ENSEÑADA TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'G. Benigno Orozco Godínez'.

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 08. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; LUIS FERNANDO LEMUS FUENTES Titulado: ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA EN UN CALL CENTER: PROBLEMAS Y SOLUCIONES, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 11 DE FEBRERO 2016.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO Y CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA EN UN CALL CENTER: PROBLEMAS Y SOLUCIONES**, presentado por el estudiante universitario: **Luis Fernando Lemus Fuentes**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, marzo de 2016

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por guiarme en todo momento.
Mis padres	Luis Felipe Lemus y Erika de Lemus, por su ejemplo de lucha; su amor y confianza. Serán siempre mi inspiración.
Mi hermano	Por apoyarme en todo momento.
Mis abuelos	Por sus palabras de aliento, su amor y confianza hacia mi persona.
Mis tíos	Por ser una importante influencia en mi carrera y siempre apoyarme.
Mis amigos y demás familia	Por siempre estar cuando más los necesito.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi segundo hogar durante los años de estudio.
Facultad de Ingeniería	Por darme la oportunidad de desarrollarme académica y profesionalmente.
Mis catedráticos	Por compartir su conocimiento y experiencias conmigo y con mis compañeros. En especial a los ingenieros Erwin Segura (q. e. p. d.) y Francisco González.
Mis amigos de la Facultad	Por ser un apoyo e importante influencia en mi carrera.
Mi asesor	Ingeniero Germán Chen, por su ayuda al compartir su experiencia en la realización del presente trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. AUDITORÍA ENERGÉTICA.....	1
1.1. Definición de auditoría energética	1
1.2. Pasos a seguir y elementos a evaluar en una auditoría energética.....	3
1.2.1. Preparación para una auditoría energética.....	4
1.2.2. Ejecución de una auditoría energética.....	4
1.2.3. Reporte de una auditoría energética	5
1.3. Presentación de resultados	5
1.3.1. Resumen	6
1.3.2. Formato del reporte de auditoría	6
1.3.2.1. Introducción	6
1.3.2.2. Descripción del equipo auditado.....	6
1.3.2.3. Hallazgos.....	7
1.3.2.4. Análisis e identificación de áreas de oportunidad.....	7
1.3.2.5. Recomendaciones.....	8

2.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA POTENCIA ELÉCTRICA.....	9
2.1.	Definición de potencia.....	9
2.1.1.	Potencia activa.....	9
2.1.2.	Potencia reactiva.....	10
2.1.3.	Triángulo de potencias.....	12
2.2.	Calidad de la potencia eléctrica.....	13
2.2.1.	Definición de calidad de potencia eléctrica.....	13
2.2.2.	Factores que determinan la calidad de potencia eléctrica.....	15
2.2.2.1.	Factor de potencia.....	16
2.2.2.2.	Fluctuaciones rápidas de tensión (<i>flicker</i>).....	23
2.2.2.3.	Armónicas y distorsión armónica (THD).....	24
2.2.2.3.1.	Armónicas.....	24
2.2.2.3.2.	Distorsión armónica.....	32
2.2.2.4.	Transitorios.....	35
2.2.2.4.1.	Transitorios tipo oscilatorio.....	37
2.2.2.4.2.	Transitorios tipo impulso.....	38
2.2.3.	Compatibilidad electromagnética (CEM).....	38
3.	NORMAS APLICABLES.....	41
3.1.	Definición de norma.....	41
3.2.	Normas nacionales.....	42
3.2.1.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)....	42
3.2.1.1.	Normas técnicas aplicables.....	44

	3.2.1.1.1.	Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)	45
	3.2.1.1.2.	Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución (NTDOID) ..	72
	3.2.1.1.3.	Normas técnicas de calidad del servicio del transporte y sanciones (NTCSTS)....	74
3.3.		Normas internacionales	77
	3.3.1.	American National Standards Institute (ANSI)	77
	3.3.2.	Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)	78
	3.3.3.	International Electrotechnical Comission (IEC).....	80
4.		CASO PUNTUAL: PROBLEMAS DE CALIDAD DE POTENCIA EN UN NUEVO EDIFICIO DE <i>CALL CENTER</i>	83
	4.1.	Preparación	83
	4.2.	Ejecución de la auditoría energética.....	89
	4.2.1.	Mediciones sin banco de capacitores	90
	4.2.2.	Mediciones con banco de capacitores.....	101
5.		ANÁLISIS DE RESULTADOS	121
	5.1.	Análisis técnico financiero	121
	5.1.1.	Cálculos técnicos sin banco de capacitores	121
	5.1.2.	Estimación de factura sin banco de capacitores...	129
	5.1.3.	Cálculos técnicos con f.p. mejorado	131

5.1.4.	Ahorro debido a corrección de f.p.	137
6.	COMPARACIÓN DE RESULTADOS EN OTRAS PARTES DONDE SE HAN HECHO ESTUDIOS SIMILARES	141
6.1.	Caso 1. Medir, monitorear y administrar: una respuesta proactiva a la calidad de potencia	141
6.2.	Caso 2. Alta demanda de carga en una instalación de ensamble de aviones	144
6.3.	Caso 3. Incompatibilidad entre motores y transformador en un edificio comercial.....	146
	CONCLUSIONES.....	149
	RECOMENDACIONES	151
	BIBLIOGRAFÍA.....	153
	ANEXOS.....	157

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama de flujo de los pasos a seguir en una auditoría energética	3
2.	Ejemplos de potencia activa.....	10
3.	Ejemplo de potencia reactiva	11
4.	Ilustración del triángulo de potencias	12
5.	Esquema de calidad del servicio eléctrico.....	14
6.	Ilustración de corrección de factor de potencia	19
7.	Ejemplo de instalación de banco de capacitores para corrección de factor de potencia.....	20
8.	Ejemplo de una onda de tensión con <i>flicker</i>	23
9.	Interferencia telefónica	28
10.	Flujo de corrientes armónicas	28
11.	Banco de condensadores con resonancia en serie.....	29
12.	Resonancia en paralelo.....	30
13.	Señal de componente fundamental ($h = 1$)	33
14.	Señal de la quinta armónica ($h = 5$)	34
15.	Señal total con distorsión	34
16.	Distorsiones vs cargas	35
17.	Ilustración de transitorios	36
18.	Tipos de transitorios	37
19.	Diagrama unifilar del edificio I	86
20.	Diagrama unifilar II	87
21.	Diagrama unifilar III	88

22.	Desbalance en corriente sin banco.....	91
23.	Desbalance de voltaje sin banco	92
24.	Desbalance en voltajes de fase a neutro, sin banco.....	93
25.	Distorsión total por armónicos en corriente por fases sin banco.....	96
26.	Distorsión total por armónicos en voltajes de fase a neutro sin banco	97
27.	Distorsión total por armónicos en voltaje de fase a fase sin banco.....	98
28.	Factor de potencia por fase, sin banco	99
29.	Factor de potencia total, sin banco	100
30.	Corriente por fase con banco.....	103
31.	Corriente en el neutro con banco.....	104
32.	Voltaje de línea con banco.....	105
33.	Voltaje de fase con banco.....	106
34.	Distorsión total por armónicos con banco	107
35.	Distorsión total por armónicos en voltajes de fase a neutro con banco	108
36.	Distorsión total por armónicos en voltaje de fase a fase con banco ..	109
37.	Factor de potencia por fase con banco.....	110
38.	Factor de potencia total con banco.....	111

TABLAS

I.	Factor de potencia de algunos aparatos eléctricos.....	17
II.	Valores de Factor K.....	21
III.	Características de las primeras 9 armónicas	25
IV.	Efectos dependiendo de la secuencia de armónicas.....	26
V.	Tolerancia admisible respecto al valor nominal, en porcentaje.....	47
VI.	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas (regulación de tensión)	48

VII.	Tolerancias de desbalance de tensión	50
VIII.	Valorización de la energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas (desbalance de tensión)	51
IX.	Tolerancias para la distorsión armónica de tensión	53
X.	Tolerancias de corrientes armónicas individuales	58
XI.	Tolerancias para el <i>flicker</i> generado por el usuario.....	61
XII.	Tolerancias para interrupciones (índices globales)	65
XIII.	Tolerancias para interrupciones (índices individuales).....	66
XIV.	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas (desbalance de corriente)	76
XV.	Normas IEEE/ANSI relacionadas con calidad de potencia	80
XVI.	Normas IEC relacionadas con la calidad de potencia	81
XVII.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de corriente sin banco.....	94
XVIII.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a fase, sin banco	94
XIX.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a neutro, sin banco	95
XX.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltaje línea a línea y línea neutro, sin banco.....	95
XXI.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de corriente con banco.....	103
XXII.	Valores máximos, mínimos y promedio de corriente de neutro con banco	105
XXIII.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a fase, con banco	106
XXIV.	Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a neutro, con banco.....	107
XXV.	Potencias activa y reactiva calculadas	119

XXVI.	Comparación valores medidos vs. valores calculados.....	120
XXVII.	Pliego tarifario por consumo	129
XXVIII.	Potencias con factor de potencia mejorado	133

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
φ	Ángulo de desfase entre V e I. Ángulo de factor de potencia de la carga
HP	Caballos de fuerza (<i>horse power</i>)
C	Capacitancia
Δ	Conexión delta
Y	Conexión estrella
I	Corriente
E	Energía consumida
f.p.	Factor de potencia
f	Frecuencia
ω	Frecuencia angular fundamental
fr	Frecuencia resonante
Hz	Herz
Z	Impedancia
L	Inductancia
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-ampere
kVAr	Kilovolt-ampere reactivo
kVAr-h	Kilovolt-ampere reactivo por hora
kW-h	Kilowatt-hora
ms	Milisegundo
h	Número del armónico
Ω	Ohm

P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia eléctrica
V	Voltaje (voltios)
VA	Volt-ampere
VAr	Volt-ampere reactivo
W	Watts

GLOSARIO

ANSI	American National Standard Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).
Acometida	Conjunto de componentes y dispositivos utilizados para transportar la energía, desde las líneas de la empresa distribuidora de energía eléctrica a la instalación que requiere del suministro de potencia.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista. Organización a quien la ley delega administrar el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía del mercado.
Armónicos	Cualquier onda de voltaje o corriente presente en el sistema, con una frecuencia mayor que la fundamental.
Banco de capacitores	Agrupamiento de unidades montadas sobre bastidores metálicos, se instalan en un punto de la red eléctrica con el objeto de suministrar potencia reactiva y regular la tensión del sistema.
Calibración	Comparación de los resultados obtenidos de un equipo con otro de mayor exactitud o bien patrones establecidos de forma nacional o internacional.

<i>Call center</i>	Oficina donde un grupo de personas específicamente entrenadas, se encarga de brindar algún tipo de atención o servicio por vía telefónica.
CEM	Compatibilidad electromagnética.
<i>Chiller</i>	Unidad enfriadora de líquidos, se utiliza para enfriar el aire en equipos de aire acondicionado.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Órgano encargado de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, así como emitir las disposiciones normativas para el acceso al uso de las líneas y redes de distribución.
Conductor	Hilos de metal que se utilizan para conducir corriente eléctrica.
Demanda de consumo	Cantidad de energía eléctrica utilizada durante un período de tiempo.
Desfase	Diferencia entre las fases de dos o más ondas en un movimiento periódico.
Distorsión	Deformación de una onda durante su propagación.
Eficiencia energética	Uso eficiente de la energía mediante la reducción de su consumo manteniendo los mismos servicios y sin perder la calidad de estos.

Energía	Capacidad de producir algún tipo de trabajo o poner algo en movimiento. En electricidad se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas a través de los conductores.
Equipo de medición	Accesorios que se utilizan para medir el flujo de electricidad que pasa a través del punto de entrega, con fines de análisis y de facturación.
Factor de carga	Relación entre el consumo de un sistema durante determinado período de tiempo y el que habría resultado de la utilización de la potencia máxima contratada durante ese mismo período.
F.P.	Factor de potencia. Relación entre la potencia activa respecto de la potencia aparente.
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Internacional de Electrotecnia).
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos).
Ley General de Electricidad	Involucra todo el ámbito legal que deberá ser velado por cualquier autoridad y cumplido por aquellas personas que tengan relación con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en la República de Guatemala.

NEAST	Normas de estudios de acceso al sistema de transporte.
NSP	Normas de seguridad de presas.
NTAUCT	Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte.
NTCSTS	Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones.
NTDOID	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.
NTDOST	Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte.
NTGDR	Norma técnica de generación distribuida renovable.
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución.
NTT	Norma técnica para la expansión del sistema de transmisión.
Perturbaciones	Alteraciones dentro de la red eléctrica que afectan la calidad de la potencia.
PST	<i>Perceptibility Short Term</i> (perceptibilidad a corto plazo).

Red eléctrica	Conjunto de líneas, centros de interconexión y equipos que mantienen conectados entre sí a los centros de producción y consumo de electricidad de un sistema.
Resonancia	Fenómeno generado cuando en un circuito con elementos reactivos existe una corriente cuya frecuencia provoca que la reactancia se vuelva infinita o se anule.
RMS	<i>Root Mean Square.</i>
Sistema monofásico	Sistema eléctrico formado por una sola fase.
Sistema trifásico	Sistema eléctrico formado por tres fases, la diferencia entre cada fase será de 120° .
THD	<i>Total harmonic distortion</i> (Distorsión armónica total).
Tolerancia	Intervalo de valores dentro del cual debe encontrarse cierta magnitud para que sea tomada como válida o funcional.
UPS	<i>Uninterruptible power source.</i> Fuente de suministro eléctrico que posee una batería con el fin de seguir dando energía a un dispositivo en caso exista una interrupción en el servicio eléctrico del sistema.

RESUMEN

El presente trabajo define una auditoría energética, los pasos que conlleva y la forma en que estos deben realizarse. Finalmente se indica la forma en la que los resultados de la auditoría deben ser presentados.

Se continúa con las definiciones básicas de potencia eléctrica y algunos de los parámetros que ayudan a determinar la calidad que esta puede alcanzar, así como algunos métodos para contrarrestar algunos problemas que puedan encontrarse y que afecten directamente a estos parámetros, como el factor de potencia, distorsión armónica de corriente y voltaje, o las fluctuaciones rápidas de tensión, conocidas como *flicker*.

Siempre es importante conocer las normativas, nacionales e internacionales, bajo las cuales se rigen las autoridades, para determinar la calidad del producto eléctrico y es por esta razón que en el tercer capítulo se mencionan algunas de las normas que velan por la misma.

Finalmente se tiene un caso práctico en el que se realiza una breve auditoría energética a un edificio utilizado para la operación de *call center*; se hace un análisis de la condición actual del mismo y se sugieren diferentes opciones que podrían ayudar a la mejora de la calidad de potencia que se maneja; además de lograr un ahorro monetario que puede ser de Q. 10 207,08 mensuales o más si se realiza otro estudio exclusivamente de armónicos en corriente, ya que existe un fenómeno de resonancia que debe ser considerado por el bien de la vida útil de los equipos e instalaciones.

OBJETIVOS

General

Realizar una auditoría energética a un nuevo edificio de *call center* y proponer con base en los resultados, correcciones para evaluar la calidad de la potencia eléctrica y optimizar el uso de la energía.

Específicos

1. Establecer los factores que deben ser revisados para realizar una auditoría energética efectiva en un edificio de *call center*.
2. Establecer los parámetros que se deben estudiar y evaluar para determinar la calidad de potencia eléctrica en la industria de *call centers*.
3. Determinar si el equipo adquirido es el que mejor se adecua a las demandas de consumo del edificio.
4. Evaluar y conocer la calidad de potencia con la que se está trabajando en el nuevo edificio.
5. Realizar un análisis técnico financiero con los resultados de los estudios y la auditoría energética.

6. Elaborar una serie de propuestas que optimizarán la energía consumida, la calidad de potencia y por consiguiente la vida útil de los equipos, así como un ahorro económico para la empresa.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día Guatemala se encuentra ante un auge en la industria de *call centers*, debido a la demanda de los servicios que ofrecen a los clientes que los requieren. Los estudios propuestos en el presente trabajo fueron realizados en una de estas empresas, contando con el aval del personal encargado de mantenimiento e instalaciones especiales. Esta empresa posee 5 diferentes centros en la ciudad de Guatemala, estando ubicados en diferentes zonas de la ciudad capital. Cada centro cuenta con diversos equipos eléctricos, electrónicos y de cómputo, siendo todos abastecidos por la energía del centro comercial o edificio en el cual se ubican.

Debido al ya mencionado crecimiento se ha hecho necesaria la construcción de un nuevo edificio que albergará a 650 trabajadores entre asesores telefónicos y personal de operaciones. Este nuevo edificio, inició su funcionamiento a principios de abril del 2015. Cuenta con 3 niveles para producción, cafetería y una azotea en la cual se ha instalado un *chiller* para alimentar el aire acondicionado en todo el edificio; en esta misma azotea se encuentra la casa de máquinas del elevador del edificio.

Todos los aparatos eléctricos y electrónicos instalados consumen una cantidad de potencia directamente equivalente a la entregada por la fuente a la cual están conectados. La potencia que suministra la fuente es la potencia aparente, la cual tiene como componentes a la potencia activa que se convierte directamente en trabajo, y la potencia reactiva, que se necesita para crear el campo eléctrico o magnético que hace funcionar el dispositivo que realiza el trabajo que lo caracteriza.

Así pues en el primer capítulo se demuestra cómo una auditoría energética permitirá un máximo aprovechamiento de los recursos que se tienen dentro del edificio y un considerable ahorro en cuanto a costos de energía se refiere. Las oportunidades de manejo de energía se clasifican en tres categorías, enumeradas I, II y III, respectivamente; siendo la tercera categoría la que incurre en mayores costos, o un mayor ahorro, que se harán notorios al realizar la auditoría de los equipos de potencia, aire acondicionado y los de oficina, así como la calidad de potencia suministrada, lo cual será tratado en el capítulo 4.

De la auditoría energética se puede realizar la mejora en la calidad de la potencia eléctrica en un edificio, industrial o comercial, lo que permitirá tener un ahorro del consumo eléctrico considerable sin mencionar el beneficio a la vida útil de los equipos instalados que, en su mayoría, son diariamente utilizados. Para ello es necesario conocer los conceptos básicos sobre potencia eléctrica que se detallan en el capítulo 2, esta teoría será la base del presente estudio y debe ser completamente comprendida y conocida por quienes lo realizarán, así como las normativas descritas en el capítulo 3, para luego analizar los resultados obtenidos y proponer soluciones o mejoras a los problemas que pudieren encontrarse, tal y como se puede constatar en el capítulo 5.

Finalmente, el capítulo 6 muestra cómo estudios similares en otras partes del mundo han llevado a gran ahorro económico y, lo más importante, a un uso eficiente de sus equipos e instalaciones.

1. AUDITORÍA ENERGÉTICA

1.1. Definición de auditoría energética

Se conoce como auditoría a la evaluación sistemática que se le hace a una persona, grupo de personas, organización, producto, entre otros. Por consiguiente, se hace referencia a una auditoría energética, también conocida como estudio energético, se está hablando de la evaluación de las instalaciones y equipos consumidores de energía, con el fin de maximizar la eficiencia de los mismos, además de reducir costos al mantener cada sección en óptimas condiciones energéticas, a esto ha de sumarse el hecho que los estándares de calidad se mantienen y los resultados pueden verse de manera casi inmediata.

En pocas palabras, con este estudio se busca conocer el ¿dónde?, ¿cuándo?, ¿por qué? y ¿cómo? se utiliza la energía y al mismo tiempo lograr identificar áreas de mejora para lograr un funcionamiento eficaz.

Los objetivos al momento de realizar una auditoría energética pueden variar dependiendo del tipo de industria, sin embargo este tipo de auditorías normalmente se realizan para conocer la forma en la que la energía se está usando y además encontrar áreas de oportunidad y ahorro energético. En algunos casos también se realizan para evaluar programas de eficiencia energética que se hayan puesto en marcha dentro de la instalación.

Si se trata de categorizar los tipos de oportunidades que existen para el manejo de energía, en estas auditorías se podría decir que existen tres tipos:

- Categoría I. No involucra ningún costo ni un paro a la producción; prácticamente involucra tareas de mantenimiento como apagar las luces o equipos que no se están utilizando.
- Categoría II. Existen costos pero bastante bajos. Por ejemplo: reemplazar un tipo de lámparas por otro que se adecúe a las necesidades y tengan un costo más económico.
- Categoría III. En esta categoría estarán aquellas oportunidades que requieren un capital mayor e incluso puede ser necesario el paro de la operación; por ejemplo la instalación de un banco de capacitores para la corrección del factor de potencia, o cambiar equipos como *chiller*, elevadores, entre otros.

El tipo de auditoría a realizar dependerá del enfoque que el auditor tome al momento de analizar los resultados. Existen dos tipos de auditorías:

- Auditoría de paso o preliminar
- Auditoría detallada o de diagnóstico

En una auditoría de paso se realiza un estudio sencillo a los equipos principales, mientras que en la auditoría detallada, como su nombre lo indica, se lleva a cabo un estudio minucioso de todos los equipos.

En el presente caso de estudio se realizará una auditoría de paso, ya que requiere de menos recursos, es la más sencilla y cumple con los requisitos básicos de una auditoría energética; además proporciona la ventaja que puede realizarse en un solo día y por un solo auditor. Esta auditoría se realiza recorriendo el edificio y concentrándose en las áreas en las que se encuentran los equipos que consumen la mayor parte de energía, los equipos de potencia y el *chiller*.

1.2. Pasos a seguir y elementos a evaluar en una auditoría energética

Existen 3 pasos principales al momento de realizar una auditoría energética, cada uno de ellos tiene pasos subsecuentes. Estos pasos son la preparación, ejecución y reporte.

Figura 1. Diagrama de flujo de los pasos a seguir en una auditoría energética



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Word.

1.2.1. Preparación para una auditoría energética

En esta etapa es donde se establecen los criterios como el objetivo de la auditoría, qué tipo de auditoría se realizará, la metodología y normas a utilizar, un cronograma en el cual se calendarizan las actividades y el enfoque que se le dará a la auditoría. También se conforma un equipo auditor de ser necesario; de ser así, dentro del equipo se selecciona un líder, quien será el encargado de determinar los roles y las responsabilidades de cada miembro del mismo.

Sabiendo el enfoque y teniendo un plan a seguir se inicia una ronda preliminar al sitio, con el fin de lograr que el equipo auditor se familiarice con el edificio a ser auditado. Los auditores podrán observar los procesos y la forma en que se está trabajando en cada área, en la cual más adelante realizarán una revisión más detallada. También se podrán observar los equipos de medición existentes y la información disponible de dichas mediciones. Durante esta ronda preliminar las facturas y recibos de energía deben ser colectados desde el inicio de la auditoría, ya que entre más datos históricos se tengan acerca del funcionamiento del lugar, se logrará un mejor entendimiento por parte del auditor en cuanto al desempeño de este se refiere.

Finalmente se hace un análisis preliminar con los datos obtenidos, a sabiendas que aún hay información pendiente de ser obtenida a través de las mediciones a realizarse y con la finalidad de hacer cualquier cambio en el plan a seguir, antes de comenzar con la auditoría detallada.

1.2.2. Ejecución de una auditoría energética

Durante la ejecución se hace un inventario de toda la información disponible y se realizan las mediciones necesarias en el sitio; con esta

información y datos se puede hacer un análisis del patrón de uso de energía mediante una calibración y comparación con los valores que se desea obtener.

La última parte de esta fase consiste en identificar las áreas en las que potencialmente puede incrementarse la eficiencia energética, además de realizar un análisis costo-beneficio que es vital a la hora de entregar los resultados de la auditoría en el reporte final.

1.2.3. Reporte de una auditoría energética

Por último, con toda la información recabada, las mediciones realizadas y los análisis completos, se procede a escribir un reporte en el que los auditores deben explicar cómo se realizó el trabajo y se informa de los hallazgos en un reporte debidamente estructurado. Este reporte debe ser preciso, conciso y además debe estar escrito en una forma que pueda ser de fácil comprensión para quién lo lea. Finalmente se deben incluir recomendaciones que deberían implementarse para lograr los resultados deseados.

1.3. Presentación de resultados

El reporte que se entrega con los resultados finales debe incluir también los objetivos y el enfoque de la auditoría, así como la descripción de las características de los equipos y las condiciones de operaciones del lugar.

También debe especificar las áreas de oportunidad encontradas, los ahorros y costos correspondientes a estas áreas, las recomendaciones y cualquier otro tipo de actividades de seguimiento.

A continuación se presenta un formato que puede seguirse al momento de entregar este reporte final, en el caso de una auditoría preliminar puede omitirse alguna de las secciones.

1.3.1. Resumen

Como parte de la entrega de resultados se le presenta a la parte gerencial del edificio auditado una breve idea del enfoque que se le ha dado a la auditoría, las áreas de oportunidad que se identificaron, las acciones que se recomiendan y que se justifican con los ahorros que podrán obtenerse y finalmente una introducción rápida a los planes que se esperan implementar.

Para atraer la atención de los dueños del edificio, los costos estimados del ahorro de energía deben ser claramente identificados.

1.3.2. Formato del reporte de auditoría

Se define el formato a utilizar al momento de presentar el reporte final de resultados de la auditoría energética.

1.3.2.1. Introducción

En esta sección se debe describir el edificio auditado, los objetivos, el enfoque de la auditoría y de haber un equipo auditor, sus miembros.

1.3.2.2. Descripción del equipo auditado

Esta parte tiene como finalidad enfocarse en describir la capacidad, diseño, condiciones y demás características de todos los equipos o sistemas

auditados. Acá se puede hacer uso de la información prestada por los dueños del edificio y si se realizaron encuestas, los resultados de las mismas. Además, deben incluirse los diferentes usos que se le dan a cada zona del edificio, es decir, las zonas de aire acondicionado, los tipos de controles, *chillers*, bombas y demás equipos; iluminación, los diferentes tipos utilizados y su control; instalación eléctrica, número de transformadores y tableros, su ubicación, tamaño, capacidad, barras y cableado; del mismo modo con cualquier otro tipo de equipos o sistemas que consuman energía.

1.3.2.3. Hallazgos

Se hará un enfoque en los resultados siguiendo un orden sistemático, ya sea por orden de niveles (del nivel más bajo hasta el más alto) o de sistemas (primero los sistemas de ventilación, luego la iluminación, entre otros.) e incluso por nivel de jerarquía (una oficina general, una oficina privada, corredores, entre otros.). Se deben describir las áreas con requerimientos especiales; por ejemplo si algún salón u oficina debe estar con temperatura controlada debido al uso de computadores, se calcula el factor de carga eléctrico, de enfriamiento, de calefacción, de iluminación y el consumo anual de energía. Finalmente se debe incluir una identificación preliminar de las posibles áreas de oportunidad de mejora basada en los hallazgos.

1.3.2.4. Análisis e identificación de áreas de oportunidad

Esta sección debe enfocarse en el análisis detallado y la debida identificación de las áreas de oportunidad que se han encontrado en el edificio, se debe incluir una comparación del desempeño actual de los equipos *versus* el

desempeño original de diseño de estos o de no existir dicha información las mediciones y causas de cualquier discrepancia encontrada.

Al incluir las áreas de oportunidad se debe también incluir sus justificaciones correspondientes, así como los costos y una comparación de las diferentes soluciones que existen para su corrección. Finalmente, también hay que incluir las áreas que deben ser sometidas a estudios en el futuro, si estas existieren; de lo contrario ya solo deben indicarse las partes involucradas en la corrección de las áreas de oportunidad, así como las dificultades que podrían encontrar y cómo sobreponerse a estas.

1.3.2.5. Recomendaciones

Deberá enfocarse en la inversión inicial de cada área de oportunidad y el período en que se tendrá dicha inversión de vuelta. Un listado, ordenado sistemáticamente, de cada una de las recomendaciones (agrupándolas por ubicación, uso o categorías).

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

2.1. Definición de potencia

Cuando se habla de potencia eléctrica en un sistema que utiliza corriente alterna, primero debe comprenderse la definición de la potencia aparente y esta no es más que la suma vectorial de las potencias activa y reactiva. Se representa por S y su unidad de medida son los voltamperios (VA). Al tener una tensión o voltaje (V) en el sistema, la potencia aparente será directamente proporcional a la intensidad de corriente (I) que circula por dicho sistema o instalación.

Existen muchas formas para calcular el valor de S en un sistema, sin embargo la forma más sencilla únicamente dependerá del tipo de sistema que se tenga:

$$\text{Sistema monofásico: } S = V * I$$

$$\text{Sistema trifásico: } S = \sqrt{3} * V * I$$

2.1.1. Potencia activa

Esta representa la capacidad que tiene una instalación para transformar la energía eléctrica en trabajo útil (mecánica, lumínica, térmica, entre otros). Esta potencia es la que realmente se consume en la instalación, se representa por P y se mide en watts o vatios (W).

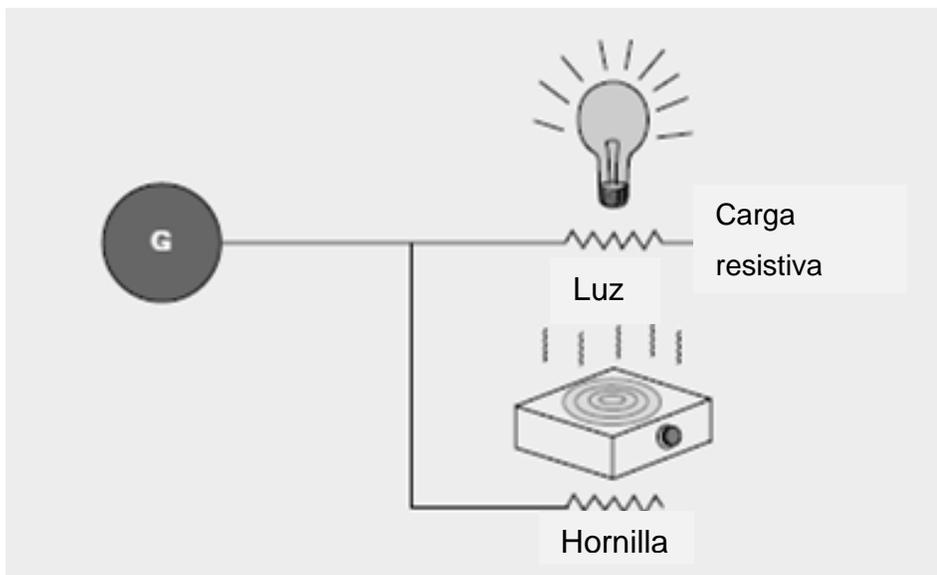
La empresa eléctrica factura la suma de esta potencia activa a lo largo del tiempo, que viene siendo la energía activa y se mide en kilowatt-hora (kW·h).

Una forma de calcular el valor de P, dependiendo del tipo de sistema, es la siguiente:

$$\text{Sistema monofásico: } P = V * I * \cos \varphi$$

$$\text{Sistema trifásico: } P = \sqrt{3} * V * I * \cos \varphi$$

Figura 2. **Ejemplos de potencia activa**



Fuente: EATON. *Power factor correction: a guide for the plan engineer.* p. 2.

2.1.2. Potencia reactiva

No es una potencia realmente consumida ya que no produce ningún trabajo útil. Aparece en una instalación en la que existen bobinas o

condensadores, y esta es necesaria para crear los campos magnéticos y eléctricos en los componentes mencionados anteriormente y que son requeridos para el funcionamiento de equipos inductivos como motores y transformadores, haciendo fluir una corriente extra por los conductores de alimentación. Se representa por Q y se mide en voltamperios reactivos (VAr).

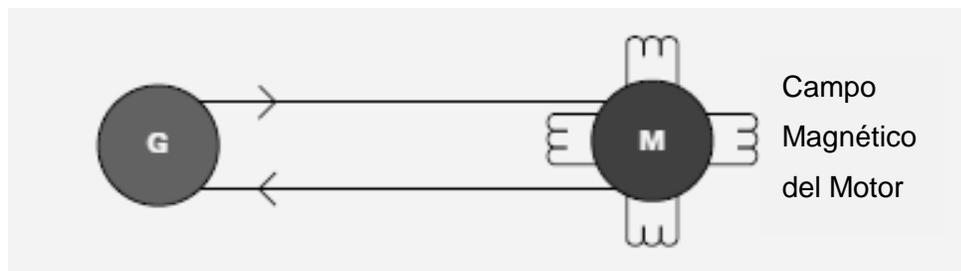
La empresa eléctrica mide los valores de potencia reactiva con el contador en kilovolt-ampere reactivos hora (kVAr·h) y cuando se superan los valores límite ya establecidos, se incluye una penalización por reactiva dentro de la factura.

Al igual que la potencia activa, se pueden calcular los valores de potencia reactiva de la siguiente forma:

$$\text{Sistema monofásico: } Q = V * I * \sin \varphi$$

$$\text{Sistema trifásico } Q = \sqrt{3} * V * I * \sin \varphi$$

Figura 3. **Ejemplo de potencia reactiva**

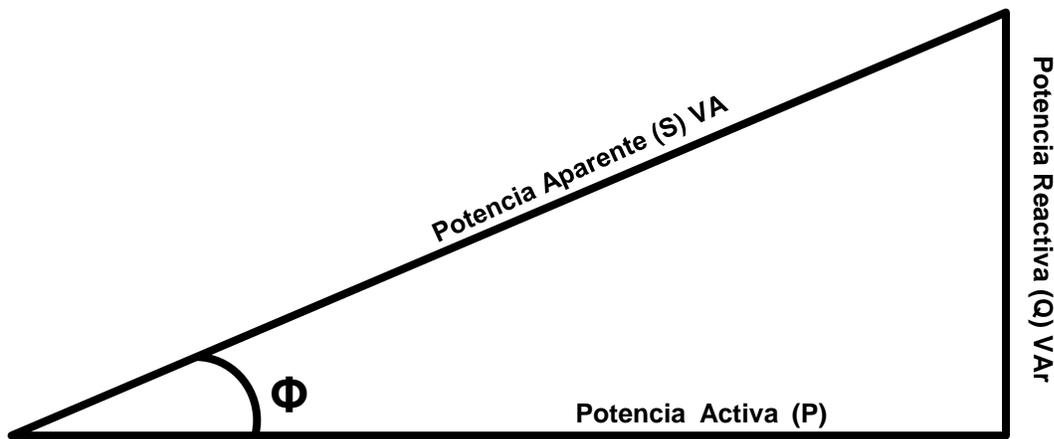


Fuente: EATON. *Power factor correction: a guide for the plan engineer.* p. 2.

2.1.3. Triángulo de potencias

Una de las formas más sencillas tanto para explicar y comprender la relación entre las potencias aparente, activa y reactiva es una representación gráfica en la que fácilmente puede notarse la relación entre ellas.

Figura 4. Ilustración del triángulo de potencias



Fuente: elaboración propia, utilizando Paint.

De la figura 2 se hace bastante obvia la relación entre las potencias y el teorema de Pitágoras, siendo:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

En donde ϕ es el ángulo formado por P y S que equivale al desfase entre V e I y es el mismo ángulo de la impedancia; de suma importancia para el cálculo del factor de potencia como se verá más adelante en este mismo documento.

2.2. Calidad de la potencia eléctrica

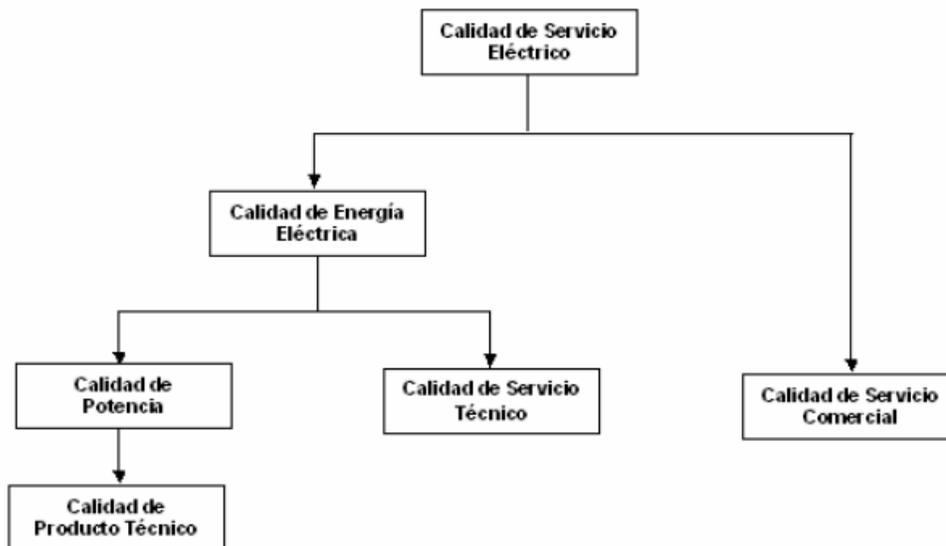
En este capítulo se definen los conceptos y parámetros que deben tomarse en cuenta para el estudio de la calidad de potencia eléctrica; siendo este de suma importancia en la auditoría energética.

2.2.1. Definición de calidad de potencia eléctrica

Hoy en día no se cuenta con una definición que sea aceptada en su totalidad a nivel mundial, ya que se le han dado diferentes interpretaciones por varias organizaciones. Por ejemplo, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés) define la calidad de potencia como: “el concepto de alimentación y puesta a tierra de un equipo sensible de manera apropiada para la operación del equipo”. Mientras que la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) la define como: “el conjunto de parámetros que definen las propiedades del suministro de potencia en la forma en la que es entregada al usuario en condiciones de operación normal en términos de continuidad del suministro y de características de tensión (simetría, frecuencia, magnitud y forma de onda)”.

Para el presente estudio antes de definir la calidad de potencia eléctrica debe tomarse en cuenta un nivel superior; es decir definir la calidad del servicio eléctrico, que viene siendo la totalidad de características tanto técnicas como administrativas que se relacionan con la transmisión, distribución y generación de la energía eléctrica y cuyo fin es el de satisfacer las necesidades de los usuarios. Esta calidad de servicio eléctrico se divide en dos áreas: una comercial llamada “Calidad de servicio comercial” y una técnica que recibirá el nombre de “Calidad de energía eléctrica”.

Figura 5. **Esquema de calidad del servicio eléctrico**



Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*. p. 6.

En este estudio solo interesa la calidad de energía eléctrica, la cual comprende aquellas características físicas que presenta la energía cuando es suministrada en condiciones normales sin ningún tipo de interrupción y se subdivide en dos ramas:

- La calidad del servicio técnico, que no es más que el conjunto de propiedades que tienden a maximizar la confiabilidad de la prestación del servicio eléctrico, para establecer las propiedades se estudian las interrupciones en el servicio, la calidad de potencia eléctrica y los problemas de potencia que puedan presentarse en el servicio.
- La calidad de potencia eléctrica, que dependerá de las necesidades del usuario pero si algo se puede mencionar será que una alta calidad de

potencia usualmente puede ser interpretada como un bajo nivel de perturbaciones.

Existe una parte de la calidad de potencia que se dedica a estudiar algunos de los fenómenos relacionados con la tensión y se llama “calidad de producto técnico” que es definido en las diferentes normas de calidad de servicio eléctrico de varios países como la calidad de la señal de tensión.

La calidad de la energía debe involucrar tanto a la fuente como a la carga, señales de tensión y corriente, así como interrupciones e índices de confiabilidad.

La empresa eléctrica será la responsable de mantener un nivel estable de la tensión hasta una “frontera” establecida por el medidor de energía, conocido como contador, que es el equipo de facturación. Después de este punto, la operación y mantenimiento de las instalaciones pasan a ser responsabilidad del usuario.

Algunas de las consecuencias y a su vez razones para mantener la calidad de la potencia eléctrica en niveles óptimos son:

- Operación errática
- Envejecimiento acelerado de los equipos
- Daño a los equipos

2.2.2. Factores que determinan la calidad de potencia eléctrica

A continuación se describen algunos de los factores más importantes.

2.2.2.1. Factor de potencia

El factor de potencia es representado por $\cos \varphi$ y se define como la relación entre la componente activa de la potencia P y su valor total S (potencia aparente).

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

Su valor está comprendido entre 0 como mínimo y 1 como máximo. Se desea mantener un factor de potencia alto, ya que indica un aprovechamiento óptimo de la energía que se está adquiriendo al tener una potencia aparente de igual valor a la potencia activa y por consiguiente una potencia reactiva igual a cero; sin embargo si se logra alcanzar la unidad se puede producir el fenómeno conocido como resonancia y que tiene como consecuencia la aparición de tensiones y corrientes peligrosas para la red. Al existir potencia reactiva, el factor de potencia tomará un valor menor a 1 y entre mayor sea el valor de esta potencia reactiva, menor será el factor.

El factor de potencia también indicará si el desfase que existe entre tensión y corriente, tendrá un valor negativo o positivo. Cuando la carga sea inductiva dicho desfase será negativo, pero si la carga es capacitiva este será positivo.

En cada país existen normas técnicas en las que se indican los valores mínimos aceptables del factor de potencia; en el caso de Guatemala estas normas han sido proporcionadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y se discutirán en capítulos posteriores.

En la siguiente tabla se muestran algunos factores de potencia típicos de ciertos aparatos eléctricos.

Tabla I. **Factor de potencia de algunos aparatos eléctricos**

Carga	$\cos\varphi$ factor de potencia
Transformadores en vacío	0.1÷0.15
Motores	0.7÷0.85
Dispositivos para el tratamiento del metal:	
- soldadoras de arco	0.35÷0.6
- soldadoras de arco compensadas	0.7÷0.8
- soldadoras de resistencia	0.4÷0.6
- hornos de arco	0.75÷0.9
Lámparas fluorescentes:	
- compensadas	0.9
- no compensadas	0.4÷0.6
Convertidores de CA - CC	0.6÷0.95
Accionamientos de CC	0.4÷0.75
Accionamientos de CA	0.95÷0.97
Cargas resistivas	1

Fuente: ABB. *Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas.* p. 3.

El bajo factor de potencia es provocado por las cargas inductivas como motores o transformadores ya que son cargas no lineales y en ellos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje. Entre las posibles consecuencias de tener un bajo factor de potencia se puede mencionar:

- Incremento en la factura de servicio eléctrico. Esto se debe a que un bajo factor de potencia implica la existencia de un consumo de potencia reactiva que normalmente no es medida; como resultado de esto, tanto el

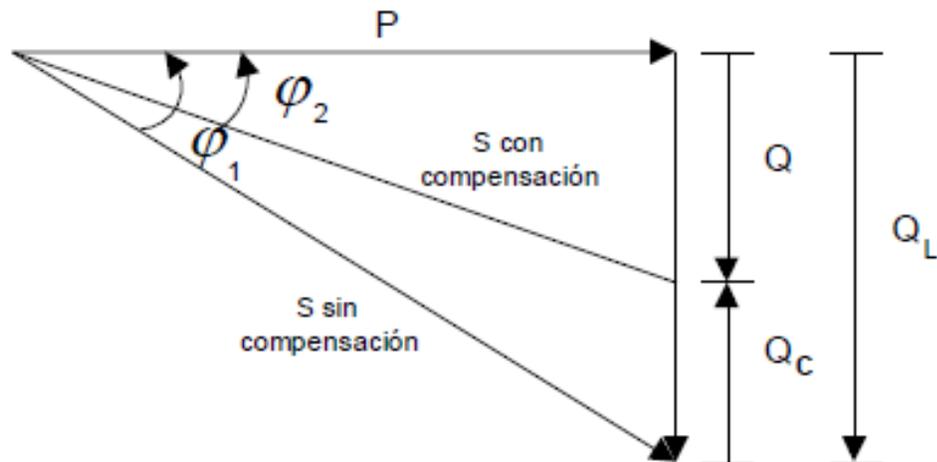
productor como el distribuidor deben penalizar al usuario haciendo que se pague una multa por dicho consumo.

- Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas. Se produce un exceso de corriente que sobrecarga los equipos, reduciendo su vida útil.
- Aumento de la caída de tensión. Se producen pérdidas en la potencia transportada por los cables y por consiguiente una caída de tensión que resulta en un suministro insuficiente para las cargas. Ejemplos de este fenómeno se dan en los embobinados de los transformadores de distribución, sistemas de protección y control.
- Incremento de las pérdidas por efecto Joule, debidas a la corriente circulante mayor a menor factor de potencia. Estas pérdidas son las que se conocen como “pérdidas por sobrecalentamiento” que vienen dadas por la expresión I^2R donde I es la corriente total y R es la resistencia eléctrica del equipo.

Corregir el factor de potencia quiere decir que se va a incrementar dicho factor al disminuir la transmisión de potencia reactiva que sea necesaria para el funcionamiento de los equipos. Esta corrección presentará beneficios tanto técnicos como económicos, ya que además de lograr una reducción de la potencia consumida, se optimiza el uso de las máquinas y las líneas, así como reducción de pérdidas; pero sobretodo una disminución en la factura eléctrica, ya que se evitan multas y cargos extras al mantener todo bajo control.

En la siguiente figura se ilustra, utilizando el triángulo de potencias, el proceso de corrección del factor de potencia en donde al introducir potencia netamente capacitiva se logra reducir la potencia reactiva.

Figura 6. Ilustración de corrección de factor de potencia



Fuente: Unidad de planeación minero-energética de Colombia. *Corrección del factor de potencia y control de la demanda*. p. 8.

En donde

Q_L = potencia reactiva sin compensación y de carácter inductivo.

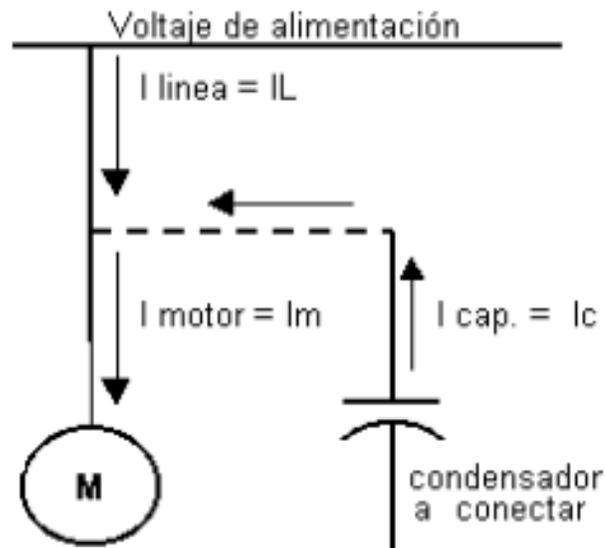
Q_C = potencia netamente capacitiva utilizada para corregir el factor de potencia.

Q = potencia reactiva ya compensada y con el factor de potencia corregido.

Como puede verse en la figura 6 al compensar la potencia reactiva y corregir el factor de potencia, la potencia activa no se ve afectada y por consiguiente su valor será constante. También se puede observar que el ángulo φ_1 sí se ve afectado disminuyendo su valor hasta φ_2 y de la misma forma la potencia aparente disminuirá. Por último, cabe mencionar que al disminuir su valor φ el factor de potencia se incrementa hasta alcanzar el valor deseado.

Los principales medios por los cuales se produce potencia reactiva para la corrección del factor de potencia son: motores síncronos y bancos de capacitores estáticos y automáticos; al momento de conectar estos equipos a la carga que se desea compensar debe hacerse en paralelo a la misma, como puede ser observado en la figura 7.

Figura 7. **Ejemplo de instalación de banco de capacitores para corrección de factor de potencia**



Fuente: Instituto Politécnico Nacional de México. *Factores que afectan la calidad de energía y solución.* p. 90.

El valor del banco de capacitores a utilizar se puede conocer mediante la siguiente ecuación:

$$Q_2 = P_1 * (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

En donde

Q_2 = potencia reactiva del banco en kVAR

P_1 = potencia activa en kW

Φ_1 = ángulo de desfase inicial

Φ_2 = ángulo de desfase deseado

De forma más simple, si se dice que $\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2 = k$ la expresión para el cálculo sería:

$$Q_2 = P_1 * k$$

Donde k es un factor que podemos obtener de la siguiente tabla:

Tabla II. Valores de Factor K

VALOR EXISTENTE		VALOR DESEADO												
$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
		0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40	1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41	1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,032	2,225
2,16	0,42	1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43	1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44	1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45	1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,626	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46	1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47	1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48	1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49	1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50	0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51	0,936	1,037	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52	0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53	0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54	0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55	0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519

Continuación de la tabla II.

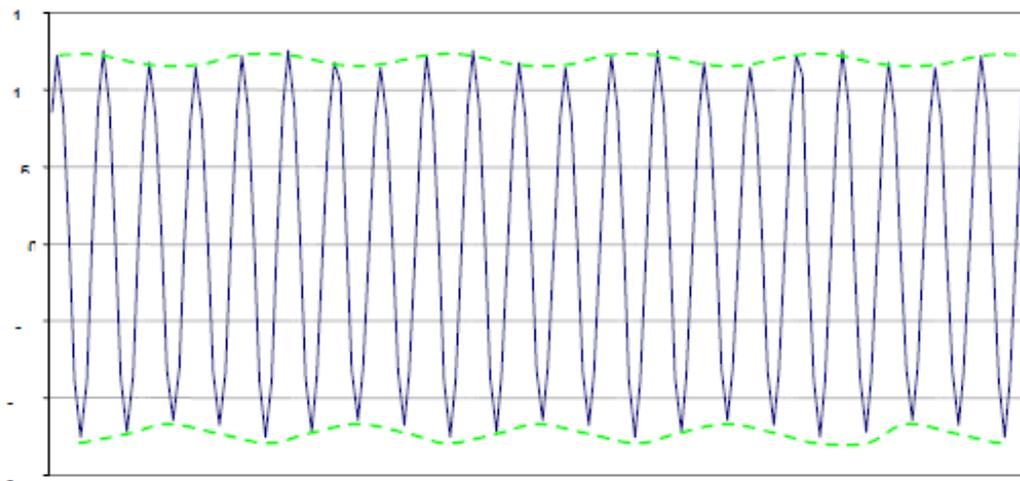
VALOR EXISTENTE		VALOR DESEADO												
$\tan \varphi$		0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
	$\cos \varphi$	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
1,48	0,56	0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57	0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58	0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59	0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60	0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61	0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62	0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63	0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64	0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65	0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,007	1,169
1,14	0,66	0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67	0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68	0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69	0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,907	1,049
1,02	0,70	0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,796	0,811	0,878	1,020
0,99	0,71	0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,850	0,992
0,96	0,72	0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,821	0,963
0,94	0,73	0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,794	0,936
0,91	0,74	0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,767	0,909
0,88	0,75	0,132	0,282	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,740	0,882
0,86	0,76	0,105	0,225	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77	0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,687	0,829
0,80	0,78	0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,661	0,803
0,78	0,79	0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,634	0,776
0,75	0,80		0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,608	0,750
0,72	0,81		0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,582	0,724
0,70	0,82		0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,556	0,698
0,67	0,83		0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84		0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85		0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86			0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87			0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88			0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89			0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90				0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

Fuente: Unidad de planeación minero energética de Colombia. *Corrección del factor de potencia y control de la demanda.* p. 14.

2.2.2.2. Fluctuaciones rápidas de tensión (*flicker*)

El *flicker* es el fenómeno de la variación de la intensidad del flujo luminoso que afecta a la visión humana y que se genera por fluctuaciones en la tensión de la red. Las principales causas son las conexiones de grandes motores de inducción, bancos de capacitores, soldadoras y hornos de arco, entre otras cargas no lineales. Este fenómeno depende fundamentalmente de la amplitud, frecuencia y duración de las fluctuaciones, estas pueden oscilar entre los 0,5 Hz y los 25 Hz de frecuencia.

Figura 8. **Ejemplo de una onda de tensión con *flicker***



Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*.
p. 61.

Las fluctuaciones de tensión no son más que variaciones periódicas en la tensión de la red; pueden durar desde pocos milisegundos hasta 10 segundos y su amplitud no superará el 10 % del valor nominal.

Los usuarios logran percibir este fenómeno cuando puede notarse una inestabilidad de sensación visual que se debe a las fluctuaciones con el tiempo, así se causan cambios de luminancia en las lámparas de la instalación, logrando el efecto visual anteriormente mencionado.

El valor de *flicker* viene dado a partir de un análisis estadístico de valores de *flicker* instantáneo, en el cual se modelan las variaciones de luminancia en las lámparas y la percepción visual del usuario a estos cambios en la intensidad de luz.

2.2.2.3. Armónicas y distorsión armónica (THD)

A continuación, se definen y describen estos fenómenos provocados por cargas no lineales.

2.2.2.3.1. Armónicas

Las armónicas son señales periódicas de forma sinusoidal cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la señal de voltaje o corriente. La onda sinusoidal original se ve afectada, ya que estas señales se suman a la de frecuencia fundamental y como resultado se da una deformación en la misma.

Este efecto se produce cuando se tienen cargas no lineales, que absorben corrientes en impulsos bruscos en vez de hacerlo suavemente y de forma sinusoidal, conectadas a los sistemas eléctricos, ya que la mayor parte de componentes en los sistemas de potencia han sido diseñados para servir a cargas lineales o que poseen una distorsión mínima. Estos impulsos crean

ondas de corriente distorsionadas, que a su vez originan corrientes armónicas de retorno hacia otras partes del sistema de alimentación.

Este fenómeno se presenta especialmente en equipos que tienen una fuente de alimentación de entrada con diodos y condensadores, como los equipos de cómputo y electrónicos.

Cada armónica tiene nombre, frecuencia y secuencia. La secuencia se refiere al fasor rotación respecto a la fundamental (F). Por ejemplo: si se trata de un motor de inducción, una armónica con secuencia positiva producirá un campo magnético giratorio que tendrá la misma dirección que el campo generado por F. En caso contrario, si se tiene una armónica con secuencia negativa, el campo generado gira en dirección opuesta. En la siguiente tabla se indican las primeras 9 armónicas, así como su secuencia y frecuencia.

Tabla III. **Características de las primeras 9 armónicas**

Nombre	F	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a
Frecuencia	60	120	180	240	300	360	420	480	540
Secuencia	+	-	0	+	-	0	+	-	0

Fuente: Fluke Corporation. *Troubleshooting power harmonics*. p. 4.

Se debe aclarar que en el caso de las armónicas pares (2^o, 4^o, o mayor), estas desaparecen si se tienen ondas sinusoidales simétricas. Esto es común en los circuitos eléctricos; de ahí que en la mayoría de casos se omitan y se trabaje con el fin de evitar las armónicas impares.

Dependiendo del tipo de secuencia, así será el tipo de efecto que se tendrá en los equipos, así entonces la siguiente tabla indica algunos de ellos.

Tabla IV. **Efectos dependiendo de la secuencia de armónicas**

Secuencia	Rotación	Efecto (efecto piel, corrientes Eddy, entre otros)
Positiva	Hacia adelante	Sobrecalentamiento de conductores, interruptores, etc.
Negativa	Hacia atrás	Sobrecalentamientos como los anteriores más problemas en motores.
Cero	Ninguna	Sobrecalentamiento, además se añade un sistema de 4 alambres en el neutro de un sistema trifásico.

Fuente: Fluke Corporation. *Troubleshooting power harmonics*. p. 4.

Las principales fuentes de armónicos son:

- Sistemas de potencia interrumpida (UPS)
- Equipos de cómputo
- Fotocopiadoras
- Alternadores electrónicos
- Rectificadores
- Lámparas fluorescentes
- Circuitos magnéticos saturables (transformadores)
- Controladores electrónicos de ascensores
- Convertidores de frecuencia para motores
- Transformadores sobre excitados
- Contactores vibratorios

Algunos de los efectos de los armónicos pueden ser observados en los equipos de distribución de potencia a los cuales se conectan las cargas no

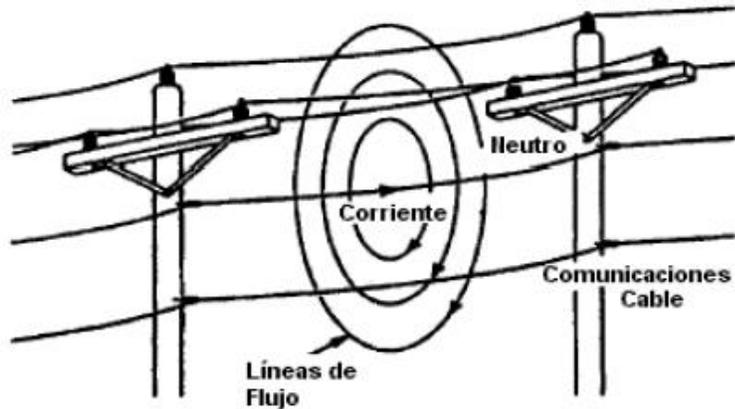
lineales (monofásicas o trifásicas). Dentro de estos efectos se pueden mencionar:

- Sobrecalentamiento y daño a los conductores
- Sobrecalentamiento y falla prematura de transformadores
- Sobrecalentamiento, falla y reducción de eficiencia en motores de inducción
- Falla de conectores de potencia
- Quema de fusibles
- Inducción de ruido en las líneas
- Errores en equipos de medición
- Operación errática en relés y contactores

El efecto de los armónicos en los transformadores es doble, ya que las corrientes armónicas causan un incremento en las pérdidas en el cobre y en los flujos de dispersión, mientras que las tensiones armónicas causan un incremento de las pérdidas en el hierro. El efecto total es el sobrecalentamiento del transformador mencionado anteriormente. Estas pérdidas causadas por corriente y tensión armónicas son directamente proporcionales a la frecuencia, por tanto las componentes de frecuencias altas alcanzarán un calentamiento más importante que las de frecuencias bajas.

La presencia de corrientes o tensiones armónicas también puede llegar a afectar la señal telefónica, ya que estos pueden producir campos eléctricos y magnéticos que afectan el funcionamiento en la sensibilidad de los sistemas de comunicación. Los armónicos entre 540 Hz (9ª armónica) y 1 200 Hz (20ª armónica) son los que generalmente causan interferencia que puede ser percibida fácilmente.

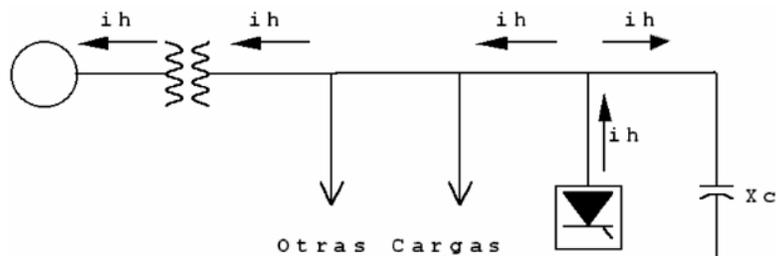
Figura 9. Interferencia telefónica



Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución.*
p. 40.

Las corrientes armónicas normalmente fluyen desde las cargas no lineales hacia las impedancias más bajas, que por lo general se encuentran en la fuente de energía. Las corrientes armónicas más altas fluyen hacia los condensadores debido a que estas serán una impedancia más baja para frecuencias altas.

Figura 10. Flujo de corrientes armónicas

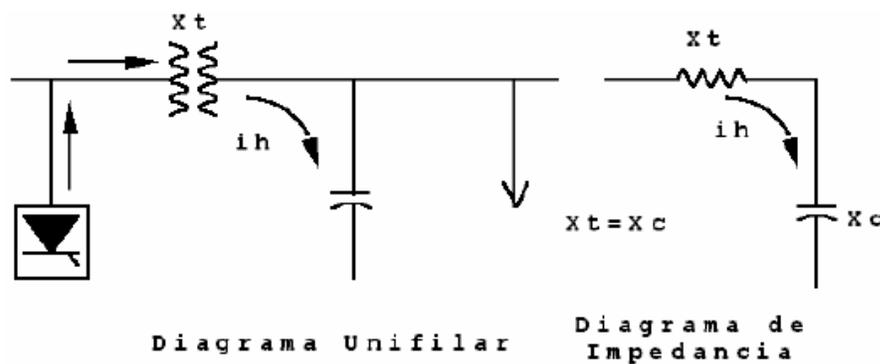


Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución.*
p. 41.

Finalmente, uno de los efectos más importantes causados por los armónicos es la resonancia. Esta puede ser en serie o en paralelo.

La resonancia en serie es el resultado de combinaciones de bancos de condensadores y líneas o inductancias de transformadores. Presenta una impedancia baja para las corrientes armónicas y normalmente atrapa alguna corriente a la cual ha sido ajustada previamente. Esta resonancia en serie puede provocar niveles bastante altos de distorsión en la señal de tensión entre la inductancia y la capacitancia del circuito.

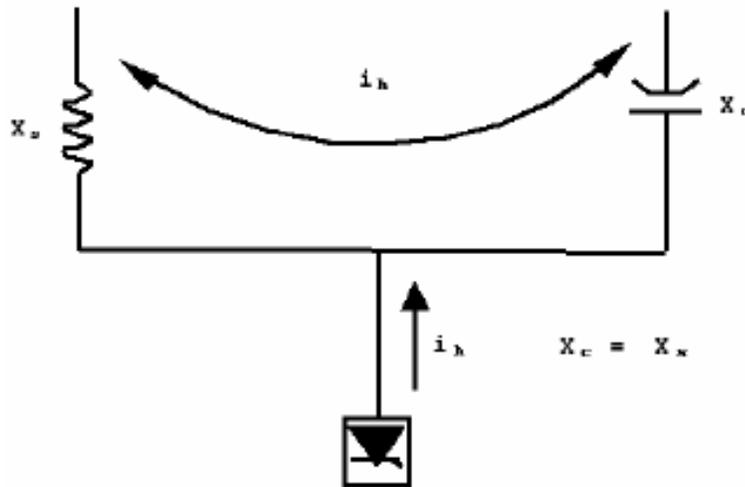
Figura 11. **Banco de condensadores con resonancia en serie**



Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*. p. 42.

Por otro lado la resonancia en paralelo se ocasiona cuando la reactancia inductiva y la capacitiva alcanzan un mismo valor a la misma frecuencia, causando distorsión en la tensión e interferencia telefónica.

Figura 12. **Resonancia en paralelo**



Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*. p. 42.

Uno de los cálculos más importantes será el de la frecuencia de resonancia, que viene dado por:

$$h_r = \sqrt{\frac{MVA_{sc}}{MVAR_{cap}}} = \sqrt{\frac{X_C}{X_{sc}}}$$

Donde

h_r = frecuencia resonante, múltiplo de la frecuencia fundamental

MVA_{sc} = potencia de corto circuito en el punto de estudio

$MVAR_{cap}$ = valor nominal del condensador a la tensión del sistema

X_C = reactancia capacitiva a la frecuencia fundamental

X_{sc} = reactancia de cortocircuito

Luego se calcula la impedancia actual del sistema para los armónicos característicos de la fuente considerada:

$$Z_{(\omega)} = \frac{R + j\omega L}{1 - \omega^2(LC) + j\omega RC}$$

Donde

$Z_{(\omega)} = Z_h$ = impedancia del sistema en función de la frecuencia fundamental (ω)

$\omega = 2\pi f$

$R + j\omega L$ = impedancia de la fuente en función de la frecuencia.

$\frac{1}{j\omega C}$ = reactancia capacitiva en función de la frecuencia.

Una vez se ha obtenido el valor de Z_h para cada armónico característico, se puede calcular la magnitud de la tensión para cada uno de la siguiente forma:

$$V_h = I_h * Z_h$$

Donde

V_h = tensión de la fuente para cada armónico característico

I_h = corriente de la fuente para cada armónico característico

Z_h = impedancia de la fuente para cada armónico característico

Se analiza la red para detectar a qué frecuencia se puede presentar algún problema de resonancia mediante la siguiente ecuación:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

Donde

f_r = frecuencia resonante

L = inductancia del sistema

C = capacitancia del sistema

De esta forma se puede conocer la cantidad de faradios o microfaradios que harán que el sistema entre en resonancia; para conocer si es probable o no que esto suceda se hace el siguiente cálculo:

$$HSCR = \frac{MVA_{sc}}{P_{nl}}$$

Donde:

MVA_{sc} = potencia aparente de cortocircuito en el punto a estudiar

P_{nl} = potencia real de la carga no lineal

HSCR = número que indicará la probabilidad (si es menor que 20 existe una alta posibilidad de resonancia)

2.2.2.3.2. Distorsión armónica

La distorsión armónica es la distorsión periódica de la onda sinusoidal de voltaje o corriente, será calculada como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las magnitudes de las componentes armónicas individuales dividido por la magnitud de la componente fundamental. Para sistemas de

potencia se debe tomar la frecuencia natural del sistema como la frecuencia fundamental, en el caso de Guatemala 60 Hz.

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f}$$

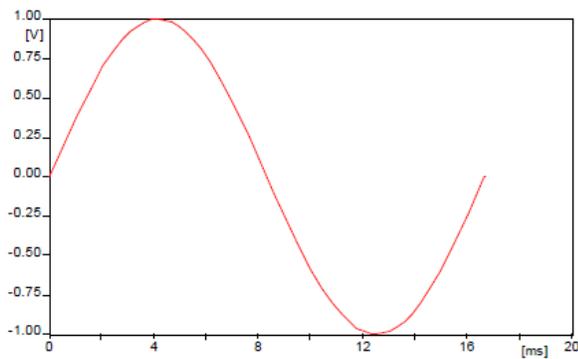
Donde

I_h = componente armónica

H = número del armónico

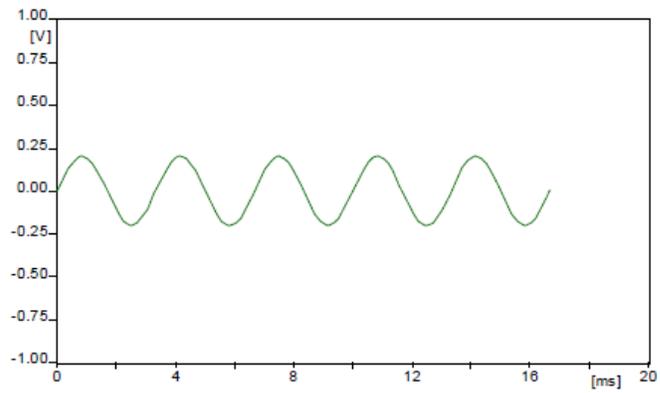
I_f = componente fundamental

Figura 13. **Señal de componente fundamental (h = 1)**



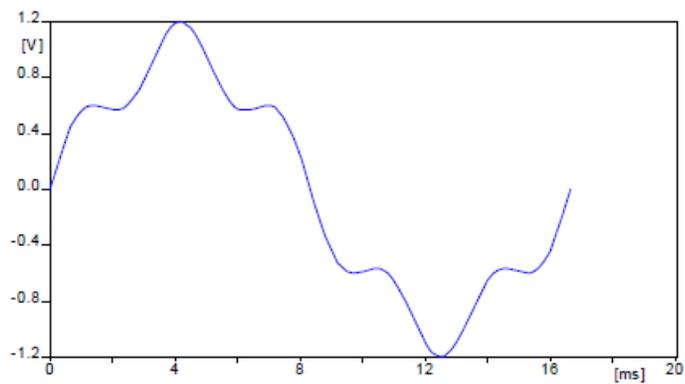
Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Eduardo Antonio Cano Plata. *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. p. 55.

Figura 14. **Señal de la quinta armónica (h = 5)**



Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Eduardo Antonio Cano Plata. *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. p. 55.

Figura 15. **Señal total con distorsión**



Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Eduardo Antonio Cano Plata. *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. p. 55.

Figura 16. **Distorsiones vs cargas**

Tipo de Carga	Onda Típica	Distorsión de Corriente
Equipo Monofásico Ej.: Computadores.		80%
Semiconvertidores		Valores Altos de 2do, 3ro y 4to
Convertidores de 6 Pulsos sin Inductancia en Serie		80%
Convertidores de 6 Pulsos con Inductancia > a 3% en Serie		40%
Convertidores de 6 Pulsos con una Inductancia Grande		28%
Convertidores de 12 Pulsos		15%
Regulador de Tensión AC		Varia con el Angulo de Disparo
Luminaria Fluorescente		20%

Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución.*

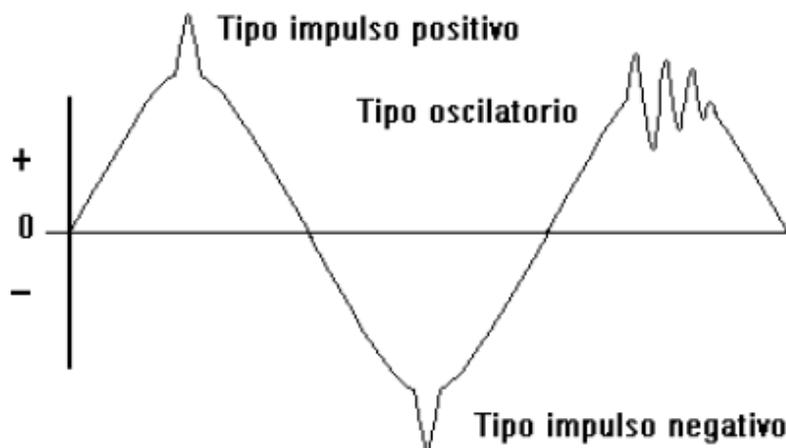
p. 46.

2.2.2.4. Transitorios

Los transitorios son perturbaciones de corta duración y que causan una pequeña discontinuidad en la onda sinusoidal de la tensión. Pueden ser de polaridad positiva o negativa y se dividen en dos grupos: impulsos y

oscilatorios. A estos transitorios se les puede asociar con diferentes fenómenos que suceden en los sistemas de potencia; afectando directamente en la calidad de potencia eléctrica de los mismos.

Figura 17. **Ilustración de transitorios**

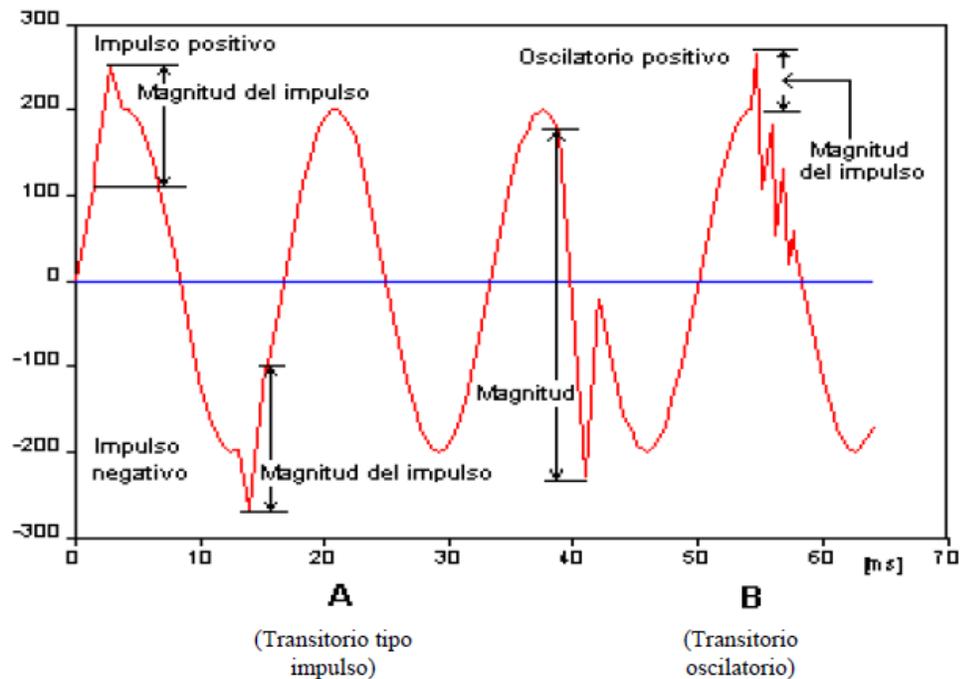


Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*.

p. 22.

Los transitorios de tensión son el problema más común en los usuarios de equipos de computación. Debido a ellos se pueden perder datos, así como ocurrir disparos y fallas en los equipos. Algunos de estos transitorios son generados por los usuarios, pero también los hay producto de descargas atmosféricas.

Figura 18. Tipos de transitorios



Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Eduardo Antonio Cano Plata. *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica*. p. 51.

2.2.2.4.1. Transitorios tipo oscilatorio

Es un cambio repentino en la condición del estado del voltaje o corriente; consiste en una señal cuyos valores instantáneos cambian rápidamente de polaridad. Este tipo de transitorio ocurre en alta y mediana frecuencia. En alta puede ser consecuencia de maniobras de interrupción o bien debido a equipos electrónicos de potencia; en mediana frecuencia; ocurre cuando se energiza un banco de capacitores que se encuentra cerca de otro previamente instalado. Esta energización produce un transitorio con frecuencia fundamental entre 300

y 900 Hz. La frecuencia de los transitorios tipo oscilatorio suele estar entre 0,5 y 5 MHz; pueden durar un ciclo de 16,7 ms o más.

2.2.2.4.2. Transitorios tipo impulso

Suele llamárseles también “pico transitorio de voltaje”. Como su nombre lo indica, este transitorio es un cambio repentino, a una frecuencia distinta a la del sistema, de la condición de estado estable de la señal de voltaje o corriente. Posee una única magnitud, polaridad y dirección. Puede durar desde pocos milisegundos hasta 200 microsegundos y pueden ser producto de maniobras de interrupción o aparatos de electrónica de potencia, pero su causa más común son las descargas electroatmosféricas. Un tipo especial de transitorio tipo impulso es la descarga electrostática.

Las tensiones transitorias que son producto de descargas atmosféricas o maniobras, pueden tener como consecuencia la degradación e incluso hasta la ruptura del aislamiento en toda clase de equipos.

2.2.3. Compatibilidad electromagnética (CEM)

La compatibilidad electromagnética (CEM) es la capacidad que tiene un equipo de no ser afectada ni afectar a otros equipos por perturbaciones electromagnéticas radiadas. También se refiere al estudio de la generación, propagación e influencia sobre otros circuitos y las medidas de corrección de interferencias electromagnéticas. Hoy en día la CEM es una de las principales exigencias de calidad en los sistemas eléctricos a nivel mundial y tiene su mayor importancia a nivel de diseño e instalación.

El nivel de compatibilidad será el de perturbación usado como referencia para coordinar los ajustes y límites en el entorno; suele seleccionarse con la finalidad de tener un mínimo exceso probable respecto del nivel de perturbación real. Estos niveles de compatibilidad generalmente están basados en el 95 % de probabilidad de no exceder los niveles de perturbaciones.

Definiendo la inmunidad como la habilidad de un equipo de actuar sin degradarse ante una perturbación electromagnética, se puede mencionar que la CEM tiene dos requerimientos:

- Asegurar que todos los equipos tengan el suficiente nivel de inmunidad para mantener su funcionamiento al momento que una perturbación ocurra
- Asegurar un rango tolerable de emisión de perturbaciones

A su vez la compatibilidad electromagnética tiene los siguientes objetivos:

- Garantizar que el aparato tenga un nivel de inmunidad intrínseca que permitirá su correcto funcionamiento
- Contribuir a la reducción de perturbaciones
- Dictaminar pautas de corrección en las instalaciones
- Establecer límites y márgenes de operación
- Crear un entorno electromagnético estable
- Garantizar la libre instalación de aparatos
- Garantizar que las perturbaciones de los aparatos instalados no afectarán al correcto funcionamiento de otros equipos

Las interferencias electromagnéticas pueden ser naturales, como las producidas por descargas atmosféricas y artificiales cuando su origen es

consecuencia del funcionamiento inapropiado del sistema. Para eliminarlas se conocen tres maneras:

- Anularlas en la fuente
- Insensibilizarlas al receptor
- Disminuir la energía transmitida

En algunos casos se puede utilizar una combinación de las tres.

3. NORMAS APLICABLES

3.1. Definición de norma

Según la Real Academia Española, una norma es una regla que se debe seguir o a la que se deben ajustar las conductas, tareas, actividades, entre otras.

Tomando esto en cuenta, en ingeniería se puede añadir que una norma es la misma solución que se adopta para resolver un problema repetitivo, volviéndose una referencia respecto de la cual se juzgará un producto o una función; debe contener especificaciones técnicas, accesibles al público y ser elaborada por los sectores que intervienen en las diferentes actividades envueltas en el proceso, pueden ser fabricantes, consumidores, investigadores o asociaciones profesionales. Es el resultado del trabajo de varias personas durante mucho tiempo y que se utiliza como referencia para realizar los diferentes procesos en forma ordenada, teniendo en cuenta características funcionales y requisitos de seguridad.

Estas normas deben ser aprobadas por un organismo reconocido que proporcionará, para su uso común y repetitivo, reglas para ciertas actividades o resultados para conseguir un resultado óptimo.

En el presente estudio se toman en cuenta normas que han sido proporcionadas tanto por entidades nacionales e internacionales.

3.2. Normas nacionales

Antes de indicar qué normas son aplicables para el estudio de calidad de potencia eléctrica se da una breve descripción de la organización encargada de regular el subsector eléctrico en el país.

3.2.1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) fue creada en 1996, a través de la Ley General de Electricidad en su artículo cuarto; su principal función es la de ser el ente regulador en el subsector eléctrico de Guatemala.

Entre sus funciones podemos mencionar:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad e imponer sanciones a los infractores
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas que atenten contra la libre competencia, así como prácticas discriminatorias
- Definir las tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para el cálculo de las mismas
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución

En relación con las últimas dos funciones mencionadas anteriormente, cabe mencionar que dentro de los diversos departamentos que existen en la CNNE, se encuentra el departamento de normas y estudios eléctricos. Este tiene como funciones las siguientes:

- Revisión y emisión de normas técnicas para el subsector eléctrico
- Revisión, análisis y emisión de dictámenes técnicos de los diferentes estudios presentados y elaborados de acuerdo con las normativas
- Revisión, análisis y emisión de dictámenes técnicos sobre las solicitudes de acceso a la capacidad de transporte (nuevos usuarios)
- Emisión de dictámenes sobre las solicitudes de ampliación a la capacidad de transporte (usuarios existentes)
- Revisión, análisis y emisión de dictámenes de los expedientes de generadores distribuidos renovables (GDR) y autoprodutores con excedentes de energía
- Fiscalización del cumplimiento de la Norma de Seguridad de Presas (NSP)

A la fecha las normas emitidas por la CNEE son:

- Normas de Estudio de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST)
- Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)
- Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID)
- Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST)

- Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)
- Normas de Seguridad de Presas (NSP)
- Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable (NTGDR) y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía
- Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT)

Cualquier persona o entidad que forme o quiera formar parte del subsector eléctrico nacional, debe tomar en cuenta estas normas, así como de la Ley General de Electricidad.

3.2.1.1. Normas técnicas aplicables

Para la evaluación de la calidad de energía en el presente estudio se tomarán como base las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), ya que estas tienen como función establecer los derechos y obligaciones, tanto de la empresa distribuidora de la energía eléctrica como de los usuarios finales. También debe prestarse atención a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución (NTDOID), puesto que su alcance y aplicación deben ser considerados para el diseño y desarrollo de proyectos de obras de infraestructura civil, como la construcción de edificios, viviendas, condominios, entre otros.

Finalmente las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), que tienen por objetivo establecer los índices de referencia para calificar la calidad con la que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones y sanciones; son de

aplicación obligatoria para las empresas que ofrecen servicio de transporte de energía eléctrica y a todos los participantes que hacen uso de dichos servicios.

3.2.1.1.1. Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)

En el artículo segundo de la NTSD se mencionan los parámetros que se utilizan para la evaluación de la calidad de los servicios eléctricos, siendo estos:

- Calidad del producto suministrado por el distribuidor
- Incidencia del usuario en la calidad del producto
- Calidad del servicio técnico
- Calidad del servicio comercial

En el artículo doce la norma discute las obligaciones del distribuidor, en el trece las del usuario y en los artículos catorce y dieciséis se dan a conocer las obligaciones del administrador del mercado mayorista (AMM) y el comercializador, respectivamente. Cada una de las partes debe velar por el cumplimiento de dichas normas, ya que de lo contrario pueden ser penalizados legal y económicamente.

Al evaluar la calidad del producto, esta norma indica que los parámetros a medir y evaluar de parte del distribuidor con respecto a los límites permitidos son:

- Regulación de tensión
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos
- Distorsión armónica
- *Flicker*

Mientras tanto, las incidencias a evaluar por parte del usuario son:

- Distorsión armónica
- *Flicker*
- Factor de potencia

El período de medición mínimo aceptado por la NTSD para la recolección de datos de los parámetros previamente citados será de siete días continuos. La medición de la regulación y desbalance de tensión deberá hacerse en intervalos de quince minutos mientras que para la distorsión armónica y *flicker* se medirán cada diez minutos.

Al índice utilizado para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor en un intervalo de medición (k) se le denomina Índice de calidad de regulación de tensión y se obtiene de la siguiente manera:

$$(\%) = \Delta V_k(\%) = \left(\frac{|(V_k - V_n)|}{V_n} \right) * 100$$

Donde

V_k = valor eficaz de tensión (RMS)

V_n = valor de tensión nominal

Tabla V. **Tolerancia admisible respecto al valor nominal, en porcentaje**

Tension	Tolerancia Admisible Respecto del Valor Nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	7		6		5	

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 37.

La energía es considerada de mala calidad si en un lapso mayor al cinco por ciento del período de medición total, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

El control para la regulación de tensión dependerá, si se trata de baja tensión, donde se debe realizar una medición por cada circuito de salida de las subestaciones; si se trata de media o alta tensión, se debe hacer una medición por cada veinticinco usuarios, independientemente del nivel de tensión en que se realice la medición de potencia y energía. Si como resultado de estas mediciones se observa el incumplimiento de las tolerancias fijadas en la tabla V, los distribuidores deberán indemnizar a los usuarios que hayan sido afectados, hasta que pueda comprobarse que el problema ha sido solucionado.

La compensación se realiza con base en la valorización de la totalidad de energía suministrada en malas condiciones de calidad de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla VI. **Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas (regulación de tensión)**

ΔV_{kSUP} superior al admisible en (%):	VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	4
≤ 2	8
≤ 3	15
≤ 4	20
≤ 5	30
≤ 6	36
≤ 7	49
≤ 8	56
≤ 9	72
≤ 10	84
> 10	100

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 38.

Donde se define ΔV_{kSUP} como el porcentaje de desviación superior del valor admisible, definido en la misma norma (ver tabla V).

La indemnización será aplicada a cada usuario donde se hayan realizado mediciones y los valores sobrepasen las tolerancias admisibles. Para esto se debe calcular un factor de compensación correspondiente al período de medición por desviación en el nivel de tensión admisible; se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS/100$$

Donde

C_{pm} = factor de compensación para el período de medición

$CE_{(B)}$ = valorización de la energía en función de la desviación detectada

CENS = costo de la Energía No Suministrada (Q/kW·h)

$\sum_{B=BP}$ = sumatoria de todos los registros a indemnizar

$ENE_{(B)}$ = energía, en KW·h, registrada durante el período de medición, por cada banda de tensión “B”

La indemnización se mantendrá hasta que el distribuidor demuestre por medio de nuevas mediciones, que el problema ha sido resuelto. El valor de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$\text{Indemnización Individual} = (D_{pm} + D_{nm}) * \frac{C_{pm}}{D_{pm}}$$

Donde:

D_{pm} = duración del período de medición en días.

D_{nm} = duración del período contado a partir de la finalización del período de medición hasta la finalización de la nueva medición, donde se demuestra que el problema ha sido resuelto, en días.

El índice para evaluar desbalance de tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase en cada intervalo de medición (k).

$$\Delta DTD (\%) = [3(V_{\max} - V_{\min}) / (V_a + V_b + V_c)] * 100$$

Donde

ΔDTD (%) = porcentaje de desbalance de tensión de parte del distribuidor

V_{max} = tensión máxima en cualquiera de las fases, durante el intervalo de medición k

V_{min} = tensión mínima en cualquiera de las fases, durante el intervalo de medición k

V_a = tensión en la fase a, durante el intervalo de medición k

V_b = tensión en la fase b, durante el intervalo de medición k

V_c = tensión en la fase c, durante el intervalo de medición k

La tolerancia de desbalance de tensión admitida será la siguiente:

Tabla VII. **Tolerancias de desbalance de tensión**

TENSION	Desbalance de tensión, ΔDTD , en %
	Etapas de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 39.

Si en un lapso mayor al cinco por ciento del correspondiente total del período de medición, dichas mediciones muestran que el desbalance de la tensión ha excedido el rango de tolerancias, se considera que la energía eléctrica es de mala calidad. El número de mediciones será en igual cantidad y pueden ser en los mismos puntos que los utilizados para el control de la regulación de tensión.

Al igual que con la regulación de tensión, los distribuidores están obligados a indemnizar a los usuarios con servicio trifásico por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido los valores fijados por la norma y que pueden ser consultados en la tabla VII.

El valor de indemnización se calcula, al igual que con la regulación de tensión, con base en la valorización de la totalidad de energía suministrada de mala calidad y de acuerdo con lo especificado en la siguiente tabla.

Tabla VIII. **Valorización de la energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas (desbalance de tensión)**

Δ DTDkSUP superior al admisible en (%):	Valorización de la energía - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 40.

Se define a Δ DTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del valor admisible definido en la tabla VII.

Los cálculos del factor de compensación que servirá de base para calcular la indemnización, así como la indemnización misma, se realizan con las mismas expresiones utilizadas en el cálculo de estos para la regulación de tensión. De igual forma, esta indemnización se mantendrá hasta que el distribuidor pueda comprobar que el problema ha sido resuelto.

Continuando con los parámetros que deben regularse de parte del distribuidor, se tiene el índice de calidad de distorsión armónica de la tensión que se expresa en forma de porcentaje y se calcula de la siguiente forma:

$$\text{DATT (\%)} = \left(\sqrt{\sum \frac{V_{i2}}{V_{12}}} \right) * 100$$

$$\text{DAIT (\%)} = \left(\frac{V_i}{V_1} \right) * 100$$

En donde

DATT = distorsión armónica total de tensión

DAIT = distorsión armónica individual de tensión

V_i = componente de tensión de la armónica de orden i

V_1 = componente de tensión de la frecuencia fundamental

Para encontrar los valores de tolerancias para la distorsión armónica se hará referencia a la siguiente tabla.

Tabla IX. Tolerancias para la distorsión armónica de tensión

Orden de la armónica (n)	Distorsión armónica individual de tensión, DAIT [%]	
	Baja y media tensión $V \leq 60 \text{ Kv}$	Alta tensión $60 \text{ Kv} < v \leq 230 \text{ Kv}$
Impares no múltiplos de 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$	$+ 0.6 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
PARES		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
Distorsión armónica total de tensión, DATT, en %	8	3

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 40.

Cuando en un lapso mayor al cinco por ciento del período de medición correspondiente, las mediciones muestran que la distorsión ha excedido el rango de tolerancias establecidas, entonces se considera que la energía eléctrica es de mala calidad. Para propósitos de evaluación de esta norma se utiliza hasta la armónica de orden 40.

Al haberse comprobado que las condiciones de distorsión armónica de tensión han excedido las tolerancias previamente indicadas, los distribuidores deberán indemnizar a los usuarios hasta que se pueda comprobar que dichos problemas fueron resueltos.

Para el cálculo de la indemnización primero se debe definir la distorsión armónica encontrada en cada intervalo de medición k, por encima de las tolerancias establecidas y para ello se utiliza la siguiente expresión:

$$DPA_k = \text{Max} \left[0, \frac{D_{ATT(k)} - D_{ATT}}{D_{ATT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{D_{AITi(k)} - D_{AITi}}{D_{AITi}} \right]$$

Donde

- DPA_k = distorsión penalizable de armónicas para cada intervalo de medición k
- D_{ATT(k)} = distorsión armónica total de tensión registrada en el intervalo de medición k
- D_{ATT} = tolerancia para la distorsión armónica total de tensión establecida en la tabla IX
- D_{AITi(k)} = distorsión armónica individual de tensión i, registrada en el intervalo de medición k
- D_{AITi} = tolerancia para la distorsión armónica individual de tensión establecida en la tabla IX

Para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas para el cálculo de la indemnización y para cada intervalo de medición k en donde esta se registre se utilizará el siguiente criterio:

0 < DPA _k ≤ 1	CENS * (DPA _k) ²	Q/kW·h
1 < DPA _k	CENS	Q/kW·h

Y la indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:\text{DPA } k \leq 1} \text{CENS} * (\text{DPA}_k)^2 * E_{(k)} + \sum_{k:\text{DPA } k > 1} \text{CENS} * E_{(k)}$$

Donde:

$E_{(k)}$ = energía registrada en cada intervalo de medición k

Los usuarios conectados en el punto de medición donde se exceden las tolerancias establecidas serán los únicos indemnizados, exceptuando a los que sean los que producen los armónicos del problema.

Finalmente, el último parámetro que se debe analizar del lado del distribuidor es el *flicker* que deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo P_{st} , definido por la norma IEC 1000-3-7.

El índice de tolerancia máxima para el *flicker* está dado por:

$$P_{st} \leq 1$$

Donde:

P_{st} = índice de severidad de *flicker* de corto plazo

Se considera energía eléctrica de mala calidad si en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del empleado en las mediciones se encuentra que el *flicker* ha excedido el índice de tolerancia anteriormente descrito.

El valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada intervalo de medición k que se encuentre por encima de la tolerancia establecida se define como distorsión penalizable de *flicker* (DPF_k) y se determina de la siguiente forma:

$$DPF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

DPF_k = distorsión penalizable de *flicker* para cada intervalo de medición k

$P_{st}(k)$ = índice de severidad de *flicker* de corto plazo, en cada intervalo de medición k

P_{st} = tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo

Al igual que con la distorsión armónica, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas:

$0 < DPF_k \leq 1$	$\text{CENS} * (DPF_k)^2$	Q/kW·h
$1 < DPF_k$	CENS	Q/kW·h

Y la indemnización se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:DPF_k \leq 1} \text{CENS} * (DPF_k)^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPF_k > 1} \text{CENS} * E_k$$

Siendo de igual forma las indemnizaciones por los incumplimientos en los parámetros anteriormente descritos, pagadas por los distribuidores desde que

se detecta el disturbio hasta que sea totalmente comprobado que el mismo ha sido resuelto.

Al igual que con los usuarios afectados por distorsión armónica, aquellos usuarios conectados en el punto de medición donde se exceden las tolerancias establecidas serán los únicos indemnizados, exceptuando a los que sean los que producen los problemas de *flicker*.

De la misma forma que se tienen tolerancias y cálculos para la indemnización de los usuarios que se ven afectados por los diferentes parámetros a medir, así existen parámetros que los mismos usuarios deben mantener y en caso esto no suceda deberán ser ellos quienes indemnicen al distribuidor, por ser quienes afectan la calidad del producto.

El primero de estos parámetros será el índice de calidad de la distorsión armónica de la corriente de carga que es medida en el punto de conexión y se calcula de la siguiente forma para tensiones mayores de 1 kV y potencia de carga mayor a los 10 kW:

$$\text{DATI} = \left(\sqrt{\sum \frac{I_{i2}}{I_{12}}} \right) * 100$$

$$\text{DAII} = \left(\frac{I_i}{I_1} \right) * 100$$

En donde:

DATI = distorsión armónica total de corriente

DAII = distorsión armónica individual de corriente

I_i = componente de intensidad de corriente de la armónica de orden i

I_1 = componente de intensidad de corriente de la armónica fundamental

Si se tiene una tensión menor a 1 kV y potencias menores a 10 KW, se utilizará la siguiente expresión:

$$\Delta I_i = (I_{i \text{ carga}} - I_{i \text{ límite}})$$

Donde:

I_i = límite de tolerancia establecida para la intensidad armónica

La distorsión armónica de tensión producida por una fuente de corriente dependerá de la potencia del usuario, del nivel de tensión al que esté conectado y al orden del armónico. Combinando estos factores se tiene la siguiente tabla de tolerancias para distintos niveles de tensión, potencia y orden de armónicos.

Tabla X. **Tolerancias de corrientes armónicas individuales**

Orden de la armónica (N)	$P \leq 10 \text{ kW}$ $V \geq 1 \text{ kV}$	$P > 10 \text{ kW}$ $1 \text{ kV} < V \leq 60 \text{ kV}$	$P > 50 \text{ kW}$ $V > 60 \text{ kV}$
	Intensidad armónica máxima (amp)	Distorsión armónica individual de corriente DAII, en %	
Impares no múltiplos de 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/N	0.2 + 0.8*25/N	0.4

Continuación de la tabla X.

Impares múltiplos de 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/N	0.3	0.4
Pares			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/N	0.3	0.5
Distorsión armónica total de corriente DATI, en %	--	20	12

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 43.

En cuanto el distribuidor verifique que alguno de sus usuarios ha excedido las tolerancias mostradas en la tabla X, entonces se procederá al pago de la indemnización correspondiente por parte del usuario al distribuidor y esta debe calcularse en función de la distorsión penalizable individual de armónicas.

La distorsión penalizable individual de armónicas (DPIA_k) se define como la distorsión de la corriente de carga registrada en cada intervalo de medición k y que supera cualquiera de las tolerancias ya establecidas. Se deberá calcular utilizando la siguiente expresión:

$$DPIA_k = \text{Max} \left[0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[0, \frac{D_{AII_i(k)} - D_{AII_i}}{D_{AII_i}} \right]$$

Donde

$DPIA_k$ = distorsión penalizable individual de armónicas para cada intervalo de medición k

$D_{ATI(k)}$ = distorsión armónica total de corriente para el intervalo de medición k y referida a la potencia contratada por el usuario

D_{ATI} = tolerancia para la distorsión armónica total de corriente de carga

$D_{AII_i(k)}$ = distorsión armónica individual de corriente de carga i, registrada en el intervalo de medición k, que inyecta el usuario a la red

D_{AII_i} = tolerancia para distorsión armónica individual de la corriente de carga i

En los intervalos k en donde se compruebe un valor DPA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para darle valorización a la energía que se ha consumido en condiciones inadecuadas. Esta valorización se calcula de la siguiente forma:

$0 < DPIA_k \leq 1$	$CENS * DPIA_k^2$	Q/kW·h
$1 < DPIA_k$	CENS	Q/kW·h

Y el cálculo de indemnización será:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * (DPIA_k)^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Al igual que pasa con el distribuidor el *flicker* también es un parámetro que debe ser controlado por parte de los usuarios, para evitar el pago de

indemnizaciones, al igual que para un distribuidor el *flicker* generado por un usuario será determinado por el índice de severidad de *flicker* de corto plazo (P_{st}) medido sobre la impedancia de referencia.

Así pues en la siguiente tabla se indican las tolerancias de éste parámetro cuando es generado por el usuario.

Tabla XI. **Tolerancias para el *flicker* generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 1 kV)	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
Tensión: ($1\text{kV} < V \leq 230$ kV)	
$SI / S_{cc} \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / S_{cc} \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / S_{cc} \leq 0.04$	0.74
$SI / S_{cc} > 0.04$	0.80

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 45.

Donde

S_{cc} = capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición de *flicker*
[kVA]

Para el cálculo de la indemnización cuando el usuario excede las tolerancias permitidas, se debe definir antes la distorsión penalizable individual

de *flicker* (DPIF_k) que no es más que el valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión detectado en cada intervalo de medición k.

La fórmula para el cálculo de la DPIF_k es:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[0, \frac{P_{stm(k)} - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde

DPIF_k = distorsión penalizable individual de *flicker*, en el intervalo de medición k
 P_{stm}(k) = índice de severidad de *flicker* de corto plazo, registrado en el intervalo de medición k, según la carga del usuario

P_{sti} = tolerancia para el índice de severidad de *flicker* de corto plazo según la carga del usuario

Antes de realizar el cálculo de indemnización se debe valorizar la energía consumida en condiciones inadecuadas mediante el siguiente criterio:

$0 < DPIF_k \leq 1$	CENS * (DPIF _k) ²	Q/kW·h
$1 < DPIF_k$	CENS	Q/kW·h

Finalmente el cálculo del monto de indemnización se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Indemnización (Q)} = \sum_{k:DPIF_k \leq 1} \text{CENS} * (DPIF_k)^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIF_k > 1} \text{CENS} * E_{(k)}$$

El último parámetro, pero no el menos importante, que debe ser considerado por parte del usuario es el factor de potencia. El valor mínimo admitido dependerá de la potencia del usuario teniendo la siguiente clasificación:

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

Todo lo relativo a la indemnización por bajo factor de potencia debe ser incluido en el contrato entre el distribuidor y el usuario, siempre considerando lo estipulado en los pliegos tarifarios fijados por la comisión.

Siguiendo con la NTSD se debe evaluar también la calidad del servicio técnico en función de la continuidad del servicio a los usuarios, tal y como lo establece en el artículo 52. Una interrupción será entonces una falta de servicio de energía en el punto de entrega y para la norma no se consideran las interrupciones menores a tres minutos o las que sean provocadas por causas de fuerza mayor.

Para clasificar y evaluar la calidad del servicio técnico se utilizan índices globales e individuales; estos son:

- Índices globales: Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK) y tiempo total de interrupción por kVA (TTIK).
- Índices individuales: Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y tiempo de Interrupción por usuario (TIU).

La FMIK representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió alguna interrupción; se utiliza la siguiente expresión:

$$FMIK = \sum j Q_{kfsj} / Q_{ki}$$

Donde

$\sum j$ = sumatoria de todas las interrupciones durante el semestre

Q_{kfsj} = cantidad de kVA fuera del servicio en la interrupción j

Q_{ki} = cantidad de kVA instalados

El TTIK por su parte representa el tiempo total en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio y se obtiene evaluando la siguiente fórmula:

$$TTIK = \sum j Q_{kfsj} * T_{fsj} / Q_{ki}$$

Donde

$\sum j$ = sumatoria de todas las interrupciones durante el semestre

Q_{kfsj} = cantidad de kVA fuera del servicio en la interrupción j

Q_{ki} = cantidad de kVA instalados

T_{fsj} = tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA durante la interrupción j

Para estos índices globales la siguiente tabla muestra sus respectivas tolerancias.

Tabla XII. Tolerancias para interrupciones (índices globales)

Etapa de transición	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	
A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 47.

Por otro lado se tiene la FIU, que es calculada mediante la siguiente expresión:

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

I_j = número de interrupción j para cada usuario.

Finalmente el cálculo del TIU es el siguiente:

$$TIU = \sum T_{fsuj}$$

Donde

T_{fsuj} = tiempo, en horas, de la interrupción j para cada usuario

Sus tolerancias son descritas en la siguiente tabla.

Tabla XIII. **Tolerancias para interrupciones (índices individuales)**

A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en media y alta tensión)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
A partir del mes trece De la etapa de Régimen (Para todos los usuarios)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 47.

Tal y como sucede con las incidencias de los distribuidores en la calidad del producto suministrado, si la calidad del producto técnico no cumple con los requisitos mínimos estipulados por esta norma, el usuario debe ser indemnizado. Para la determinación de estas indemnizaciones se tienen los siguientes cálculos.

- Índices globales:

$$INIG = ENS_{sistema} * CENS$$

$$ENS_{sistema} = D_{sistema} [(TTIK - TTIK_{limite})/8760]$$

$$ENS_{sistema} = D_{sistema} \left[(FMIK - FMIK_{limite}) \left(\frac{TTIK}{FMIK} \right) / 8760 \right]$$

- Índices individuales:

$$INII = ENS_{usuario} * CENS$$

$$ENS_{usuario} = D_{usuario} [(TIU - TIU_{limite})/8760]$$

$$ENS_{usuario} = D_{usuario} \left[(FIU - FIU_{limite}) \left(\frac{TIU}{FIU} \right) / 8760 \right]$$

Donde

INIG = indemnización para ser distribuida globalmente, es decir cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo

ENS_{sistema} = energía no suministrada al sistema (kW·h) en base a TTIK y FMIK

INII = indemnización para ser distribuida individualment

ENS_{usuario} = energía no suministrada al sistema (kW·h) en base a TIU y FIU.

D_{sistema} = demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor

D_{usuario} = demanda de energía facturada durante el período de control para el usuario

CENS = costo de la energía no suministrada (Q/kW·h)

Si existen fallas de larga duración que no sean calificadas como “de fuerza mayor”, la empresa distribuidora o la CNEE en su defecto deberán dar inicio al cálculo de la indemnización a los usuarios afectados. Esta será calculada mediante la siguiente expresión:

$$\text{IIFLD} = \text{PI} * \text{T} * \text{CENS}$$

Donde

IIFLD = indemnización de interrupción por falla de larga duración (Quetzales)

PI = potencia de cada interrupción por falla de larga duración (kW)

T = tiempo de duración de cada interrupción por falla de larga duración (hora)

Desde el inicio de la interrupción hasta que se conecta el último usuario afectado

CENS = costo de la energía no suministrada (Q/kW·h)

La potencia interrumpida se considerará de acuerdo a los siguientes criterios:

- De existir mediciones, la diferencia entre la potencia registrada en el equipo de medición de la subestación en un intervalo de 15 minutos a una hora antes menos la potencia registrada 15 minutos a una hora después de registrada la interrupción.
- De no existir mediciones, se obtendrá del producto de los kVA por un factor de 0,45. Donde los kVA son la parte de la red de distribución afectada por la interrupción y el factor 0,45 es el producto de un factor de carga de 0,5 por un factor de potencia de 0,9.

Finalmente la NTSD evalúa la calidad del servicio comercial con el objetivo de garantizar que la atención prestada al usuario sea pronta y adecuada a los requerimientos del mismo. Por esta razón se evaluará en un período de seis meses continuos y estará basada en dos aspectos:

- Calidad del servicio comercial del distribuidor
- Calidad de la atención al usuario

Al referirse a la calidad del servicio comercial del distribuidor, la norma se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los distribuidores y de no ser cumplidas se dará lugar a multas o sanciones. Los indicadores que se utilizarán para esta calidad son:

- Porcentaje de reclamos o quejas:

$$R(\%) = \left(\frac{R_a}{N_u} \right) * 100$$

Donde

R_a = número total de reclamos o quejas recibidos

N_u = número total de usuarios

Las tolerancias para este indicador serán:

Etapa transitoria: $R \leq 10 \%$

Etapa de régimen: $R \leq 5 \%$

De no cumplir lo estipulado en la norma la multa se calcula de la siguiente forma:

$$SPR = 20000 * C * \left(\frac{R_a}{N_u} - R \right)$$

Donde

SPR = sanción por porcentaje de reclamos

C = cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión

R = dependerá de la etapa en la que se está evaluando

- Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas:

$$TPPR = \sum T_{ai}/R_a$$

Donde:

T_{ai} = tiempo en días, para resolver el reclamo o queja "i"

Sus tolerancias son:

Etapa transitoria: $TPPR \leq 15$ días

Etapa de régimen: $TPPR \leq 10$ días

La multa se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$STPPR = 20000 * C * \left(\frac{T_{ai}}{R_a} - TPPR \right)$$

Donde

STPPR = sanción por tiempo promedio de procesamiento de reclamos

TPPR = dependerá de la etapa en la que se está evaluando

- Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica: en este caso las tolerancias para dicha precisión dependerán de la potencia del usuario, por lo tanto se tiene:
 - Usuarios con potencias de hasta 11 kW: error máximo de medición 3 %.
 - Usuarios con potencias superiores a 11 kW: error máximo de medición 2 %.

- Falta de notificación de interrupciones programadas: cualquier interrupción programada por parte del distribuidor debe hacerse del conocimiento de los usuarios, ya sea en diarios de mayor circulación o por medios más directos que estén a su alcance. Se tiene un máximo de 48 horas antes del inicio de la interrupción como tolerancia para este indicador.

De no cumplir con las 48 horas mencionadas anteriormente, la sanción se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$SFNIT = 10000 * C * NHI$$

Donde

SFNIT = sanción por falta de notificación de interrupción programada

NHI = tiempo en horas, que dura la interrupción

La NTSD cuenta con anexos en donde pueden encontrarse los formatos a utilizar por los usuarios y distribuidores cuando se desea presentar cualquier tipo de trámite o solicitud ante la CNEE.

3.2.1.1.2. Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución (NTDOID)

Tal y como se mencionó al inicio de este capítulo, la NTDOID también está relacionada con la construcción y el diseño de un nuevo edificio; entre varios elementos proporcionados por esta norma que deben ser tomados en cuenta, se pueden mencionar los materiales y equipos, sistemas de medida, calidad de la energía eléctrica e impacto ambiental. Esta norma consta de seis títulos en los cuales se indican los criterios a seguir para el diseño, operación y la seguridad de líneas y subestaciones; así como indicaciones necesarias para las puestas a tierra, distancias de seguridad de acometidas, capacidad de conductores (AWG y MCM). También se indican las sanciones a las que puede ser sujeto el distribuidor de no cumplirse los diferentes criterios citados.

Específicamente, hablando del tema de puesta a tierra, en el título II y capítulo IV de esta norma, se proporcionan métodos prácticos que deberán ser utilizados en lugares donde se requiere la puesta a tierra como un medio de salvaguardar al público y a los operarios de cualquier daño que pudiese causar el potencial eléctrico.

Entre los enunciados de este artículo, podemos mencionar que la norma establece que para sistemas de corriente alterna hasta 750 V la puesta a tierra para un sistema en estrella de 3 o 4 hilos, deberá hacerse al conductor neutro. Otros sistemas de 1 a 3 fases que estén asociados a circuitos de alumbrado, la

puesta a tierra se hará al conductor común asociado con dichos circuitos. Si se tienen más de 750 V, la puesta a tierra deberá hacerse al neutro en la fuente de alimentación.

Si se utiliza un conductor de puesta a tierra separado, añadido a un cable subterráneo, éste deberá ser conectado al transformador de alimentación; el conductor debe estar en el mismo ducto que los conductores del circuito. Los conductores de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante la vida útil que se tiene prevista. Además, todo conductor de puesta a tierra debe tener una resistencia mecánica adecuada debido a las condiciones a las que se le somete.

En cuanto a la operación se refiere, para sistemas de distribución deberá realizarse de acuerdo con las normas de coordinación del AMM; así como también lo que está estipulado en la Ley General de Electricidad y su reglamento. Se deben tomar en cuenta requisitos de eficiencia y seguridad estipulados dentro de la norma.

Lo que concierne a costos de inspección, en los puntos de conexión entre los participantes (entiéndase distribuidor, consumidor, entre otros), los costos de inspecciones correrán por cuenta del propietario del equipo; cualquier participante está en su derecho de solicitar una inspección no programada. Si se encuentra que el equipo está defectuoso, la inspección será justificada y su costo deberá ser cubierto por el propietario del equipo dañado, quién a su vez deberá corregirlo. Si no se justifica la inspección no programada, su costo recaerá en el participante que la solicitó.

Al igual que en la NTSD, la NTDOID en su título IV trata de sanciones e incumplimientos para el distribuidor.

Finalmente en esta norma se hace saber que toda actividad técnica que esté relacionada con las disposiciones de esta, deberá ser realizada o supervisada y avalada por un ingeniero electricista o mecánico electricista, colegiado activo.

3.2.1.1.3. Normas técnicas de calidad del servicio del transporte y sanciones (NTCSTS)

Estas normas tienen por objetivo establecer los índices de referencia para calificar la calidad con la que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte, en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones y sanciones en caso de incumplimiento. Los parámetros a evaluar son:

- Calidad del producto por parte del transportista: se refiere a la regulación de tensión, distorsión armónica y *flicker*.
- Incidencia de los participantes en la calidad del producto: desbalance de corriente, distorsión armónica, *flicker* y factor de potencia.
- Calidad del servicio técnico: indisponibilidad forzada de líneas, indisponibilidad del equipo de compensación, indisponibilidad programada, desconexiones automáticas y reducción a la capacidad de transporte.

La calidad del producto y la incidencia de los participantes en la calidad del producto serán evaluadas por el sistema de medición y control de la calidad del producto.

El índice de calidad y las tolerancias para la regulación de tensión serán las que se han dado en las NTSD. La cantidad de kVAr obtenida en las mediciones se multiplicará por el valor de penalización por déficit reactivo:

$$\text{SRT} = \#k\text{VAr} * \text{PDR}$$

Donde

SRT = sanción por mala regulación de tensión

#kVAr = cantidad de kVAr, obtenida en los estudios de flujo de carga

PDR = penalización por déficit reactivo

El índice, tolerancias e indemnización tanto para distorsión armónica como para *flicker* tendrán los mismos valores que los provistos en las NTSD.

En cuanto a la incidencia de los participantes, en específico cuando se refiere al desbalance de corriente, se tiene que el índice para evaluarlo se determinará sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase medidos en el punto de entrega, se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$\Delta\text{DIP} (\%) = \left[3 (I_{\text{mp}}) / (I_a + I_b + I_c) \right] * 100$$

Donde

$\Delta\text{DIP} (\%)$ = porcentaje de desbalance de corriente por parte del participante

I_{mp} = máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases respecto al promedio de la corriente de las tres fases

I_a = corriente en la fase a

I_b = corriente en la fase b

I_c = corriente en la fase c

El desbalance de corriente tiene una tolerancia del diez por ciento (10 %) y se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía, si en un período de tiempo mayor al cinco por ciento del período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance excede el límite establecido.

La indemnización que los participantes pagarán al transportista de encontrarse un excedente se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía consumida de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla XIV. **Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas (desbalance de corriente)**

ΔDIP_{kSUP} superior al admisible en (%):	Valorización de la energía - CE(B) (% de CENS)
≤ 1	0.05
≤ 3	0.2
≤ 5	0.5
≤ 7	0.75
> 7	1

Fuente: CNEE. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. p. 189.

El factor de compensación será el mismo que se utiliza en las NTSD para la regulación de tensión.

Al igual que con la NTSD, la NTCSTS posee un anexo en el cual pueden encontrarse los formatos necesarios a la hora de realizar un trámite con la CNEE o el AMM.

3.3. Normas internacionales

A continuación se describen las normas internacionales inherentes al presente proyecto.

3.3.1. American National Standards Institute (ANSI)

Es el Instituto Nacional Americano de Normas, ha sido el ente administrador y coordinador del sistema normativo del sector privado de los Estados Unidos por más de noventa años y cuyo objetivo primordial es la mejora de la competitividad en las empresas y la calidad de vida de los usuarios. La ANSI, como normalmente se le conoce, promueve el uso de estas normas no solo dentro del territorio de Estados Unidos sino a nivel internacional; en muchos casos estas normas son tomadas en cuenta por la ISO (International Standard Organization) y la IEC (International Electrotechnical Commission) para formar parte de sus normas internacionales.

Una de las normas ANSI que se utiliza como referencia en el diseño y control de equipos y sistemas es la ANSI C84.1-2011 “*Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz)*” o en español “Equipos y sistemas eléctricos de potencia – Rangos de voltaje (60 Hz)”. En esta norma se establecen los rangos de voltaje nominal y las tolerancias bajo las cuales pueden operar sistemas eléctricos de potencia arriba de los 100 V.

3.3.2. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

En español su nombre se traduce como el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. Es la asociación profesional, sin fines de lucro, más grande a nivel mundial y sus miembros son ingenieros, científicos y profesionales aliados como diseñadores de software, científicos informáticos, profesionales de la tecnología informática, físicos, doctores. Es por esta razón que la organización ya no es conocida por su nombre completo (más que en el ámbito legal) sino por sus siglas IEEE. Esta se dedica al continuo avance en la innovación y excelencia tecnológica para el beneficio de la sociedad. Sus miembros publican continuamente artículos, conferencias, normas tecnológicas; así como actividades educacionales y profesionales.

La IEEE provee un amplio rango de normas y publicaciones que hacen posible el intercambio de conocimiento e información técnica entre los profesionales. Posee un portafolio activo que cuenta con más de 1 300 normas y proyectos aún en desarrollo.

En la actualidad existen alrededor de 17 normas relacionadas con la calidad de energía eléctrica, una de las más importantes es la norma 1159-2009 “*IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*” que traduciendo su nombre al español sería “Prácticas recomendadas para el monitoreo de la calidad de potencia eléctrica” y no es más que una revisión y actualización de la norma 1159-1995 que posee el mismo nombre.

Esta norma engloba una serie de prácticas y fenómenos relacionados con el monitoreo de las características de los sistemas monofásicos y polifásicos de potencia eléctrica. Incluye descripciones consistentes de los fenómenos electromagnéticos que tienen parte en estos sistemas, además describe las

condiciones normales y las posibles desviaciones que pueden ocurrir tanto en la fuente generadora o en la carga, así como al momento de su interacción. Al mismo tiempo esta norma describe los equipos de monitoreo, las técnicas que deben ser aplicadas y la interpretación de los resultados obtenidos.

También se puede mencionar la norma 519-2014 – “*IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*”, en español podría traducirse como “Prácticas recomendadas y requisitos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia” que es una actualización de la norma con el mismo nombre, pero versión 1992. Esta norma establece los lineamientos y prácticas relacionadas con el diseño de sistemas eléctricos de potencia para cargas lineales y no lineales. Describe las formas de onda de corriente y voltaje que pueden llegar a existir, así como la distorsión aceptable que el diseñador del sistema debe considerar.

Esta norma también establece la calidad de potencia que debe ser entregada en el punto de acoplamiento común y se habla acerca de los límites en estado estacionario y las condiciones transitorias que podrían encontrarse.

Tabla XV. **Normas IEEE/ANSI relacionadas con calidad de potencia**

Numero y Título de la Norma	Objetivos y Funciones
IEEE 1159-1995. "Monitoring Electric Power Quality".	Esta establece como, donde, por qué, cuando, etc. monitorear los parámetros de la calidad de potencia. Su sección más referenciada es la tabla que clasifica o caracteriza fenómenos de calidad de potencia.
IEEE/ANSI 519-1992, "Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems".	Esta recomendación establece límites de armónicos tanto de tensión como de corriente en un punto común de acoplamiento. Para la tensión se establecen límites en función del nivel y el de corriente en función del nivel de corto circuito y la máxima corriente de carga.
IEEE/ANSI C57-110-98. "Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Non-sinusoidal Load Currents".	Esta norma establece el procedimiento para calcular el tamaño adecuado y factor K de transformadores para alimentar cargas no lineales.
IEEE Std 1100-1999 (Emerald Book). "Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Equipment".	Esta establece recomendaciones en el cableado y puesta a tierra para instalaciones con cargas sensitivas.
ANSI C84.1-1995. "Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings".	Esta norma ANSI establece los niveles de tensión normalizado y sus niveles de regulación desde baja, media y alta tensión.

Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*. p. 82.

3.3.3. International Electrotechnical Commission (IEC)

La Comisión Internacional de Electrotecnia es una organización no gubernamental y sin fines de lucro fundada en 1906, líder a nivel mundial que publica normas internacionales para el campo de la electricidad, electrónica y todas las tecnologías relacionadas con estos. Está conformada por 83 países afiliados, 15 000 expertos de la industria, 170 comités técnicos; posee más de 7 000 normas.

La IEC ha abordado el tema de la calidad de potencia con la publicación de una serie de documentos, como los pertenecientes a la serie IEC-555 publicada en 1982, la cual se enfocaba a limitar los niveles de armónicos y *flicker* a nivel de la carga. También estuvo la IEC 868, la cual presentaba la metodología de medición del *flicker*. En 1990, finalmente se establece la serie IEC 61000, denominada "Compatibilidad electromagnética".

Una de las normas referentes de esta serie es la norma IEC 61000-4-30. Esta norma define el método de medida e interpretación de resultados para parámetros de calidad de energía en sistemas monofásicos y trifásicos de 50/60 Hz. Los parámetros de calidad de energía incluidos en esta norma son: frecuencia de potencia, desbalance en el suministro del voltaje, magnitud del voltaje suministrado, armónicas en corriente y voltaje, *flicker*, armónicas, transitorios de voltaje, cambios rápidos de voltaje, interrupciones de voltaje, señalamientos principales, disminución y aumentos en voltaje suministrado.

Además de esta serie se pueden encontrar otras normas IEC que van relacionadas con el estudio de la calidad de potencia.

Tabla XVI. Normas IEC relacionadas con la calidad de potencia

Numero y Titulo de la Norma	
IEC 1000-1-4, "Low - Frequency Phenomena (EMC) , Part 1, Rationale for Limiting Power – Frequency Conducted Harmonic and Interharmonic Current Emissions from Equipment".	IEC 1000-2-2, "Enviroment", Part 2, Compatibility Levels for Low – Frequency Conducted Disturbances and Signalling in Public Low – Voltage Power Supply Systems".
IEC 1000-2-4, "Enviroment", Part 2, Compatibility Levels for Low – Frequency Conducted Disturbances and Signalling in Public Low – Voltage Power Supply Systems"	IEC 1000-3-2, "Electromagnetic Compatibility (EMC) , Part 3, Limits For Harmonics Current Emissions (Equipment Input Current \leq 16A)", 1995.
IEC 1000-3-3, "Electromagnetic Compatibility (EMC) , Part 3, Limitation of Voltage Fluctuation and Flicker in Low – Voltage Supply Systems for Equipment with rated current \leq 16 A".	IEC 1000-3-4, "Electromagnetic Compatibility (EMC) , Part 3, Limits For Harmonics Current Emissions (Equipment Input Current $>$ 16A)", 1995.
IEC 1000-3-5, "Limitation of Voltage Fluctuations and Flicker in Low-Voltage Power Supply Systems for Equipment With Rated Current Greater than 16A".	IEC 1000-3-6, "Limitation of Emission of Harmonic Currents for Equipment Connected to Medium and High Voltage", 1995.
IEC 1000-3-7, "Limitation of Voltage Fluctuations and Flicker for Equipment Connected to Medium and High Voltage Power Supply Systems".	IEC 1000-4-7, "Testing and Measurement Techniques", 1991.
IEC 1000-4-15 A1, "Amendment to add specifications for flickmeters for 120 V Systems and more closely define the specification of a filter in the instrument according to standard IEC 1000-4-15".	IEC 1000-4-30, "Testing and measurement techniques Power quality measurement methods".

Fuente: ABREU, Augusto. *Manual de calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*.

p. 81.

Cabe mencionar que las normas nacionales en muchos de sus artículos se basan en estudios tanto de las normas IEC como las normas IEEE.

4. CASO PUNTUAL: PROBLEMAS DE CALIDAD DE POTENCIA EN UN NUEVO EDIFICIO DE *CALL CENTER*

Para poder realizar la parte práctica de la auditoría y estudio de calidad de potencia eléctrica se logró contactar a los encargados de los edificios de una empresa involucrada en el negocio de *call centers*. En esta empresa se ha construido un edificio nuevo para la operación de sus colaboradores.

A finales del 2014 y principios de 2015 los dueños y accionistas se han visto afectados debido a un pobre factor de potencia en su instalación; además han sido multados en al menos dos meses por incumplimiento de la NTSD, específicamente en el artículo 75, ya que la demanda de potencia utilizada ha sido mayor a la demanda contratada. Por estas razones se habló con los encargados quienes accedieron a dar permiso para realizar las mediciones correspondientes, compartieron datos de sus propias mediciones anteriores y se interesaron en el posterior análisis de resultados.

4.1. Preparación

Tal y como se mencionó en el primer capítulo, para el presente estudio se realizó una auditoría de paso, ya que por normativas de la empresa no se puede parar la producción y además un estudio sencillo de los equipos principales proporciona información acerca de las oportunidades de manejo de energía que existan; teniendo así suficientes datos para poder realizar propuestas de mejora a los interesados. A continuación el detalle de preparación y ejecución de la auditoría.

Esta auditoría de paso tuvo como principal objetivo conocer las oportunidades de mejora energética en las instalaciones y los equipos que en ella se encuentran y operan, así como también hallar desviaciones y alteraciones de los parámetros eléctricos (tensión, corriente, potencia, frecuencia, entre otros), para luego proponer soluciones que lograsen corregir las deficiencias que se presentaran en la red eléctrica, con el fin de lograr un suministro de energía con calidad óptima.

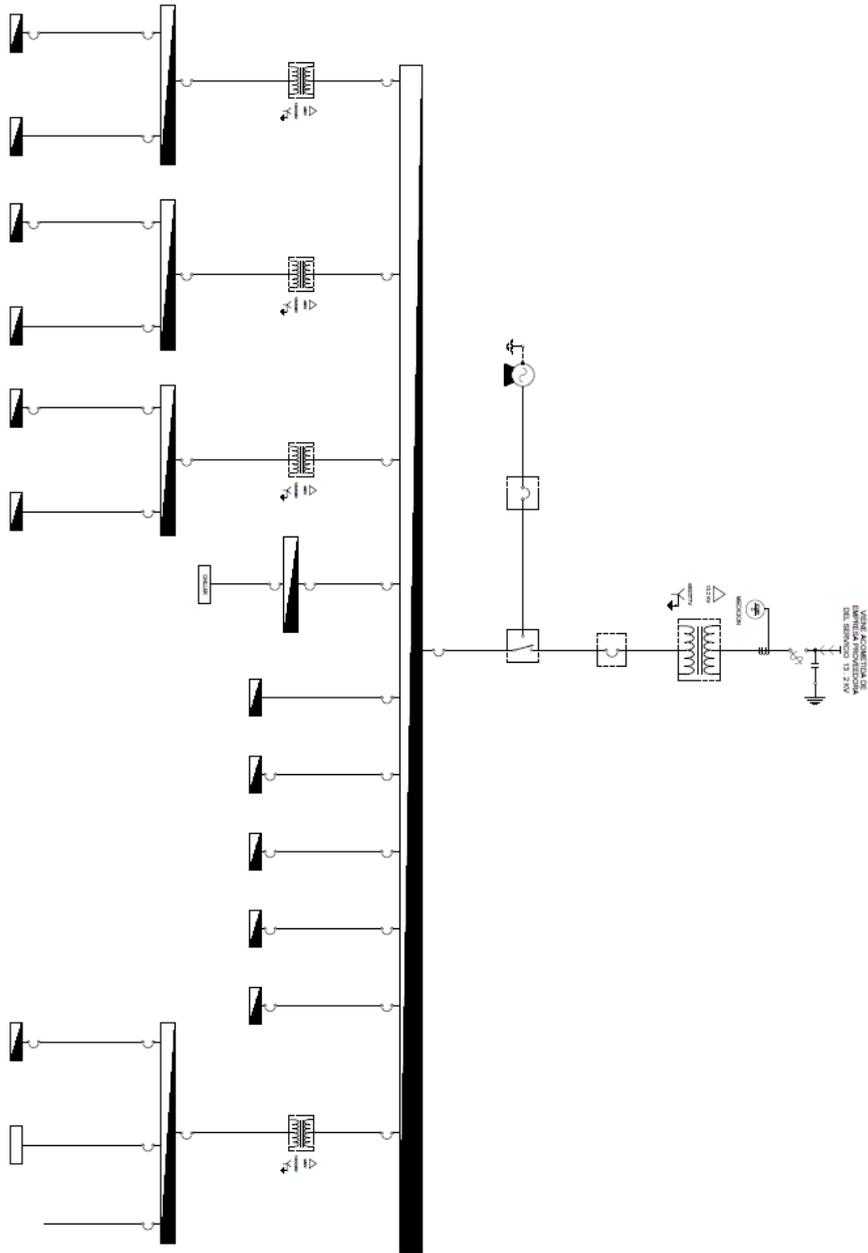
Se necesitaron tres días para realizar la auditoría y una semana de toma de datos de la red eléctrica para complementar los estudios. Al realizarse la ronda preliminar al edificio, que consta de 3 niveles, sótano y azotea, se hizo el recuento de varios equipos instalados entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Un transformador de 150 KVA, 480 V-120/208 V en delta estrella en el primer nivel
- Dos transformadores de 225 KVA 480 V-120/208 V, delta estrella en el segundo y tercer nivel
- El transformador principal de 1000 KVA 13200 V-480/277 V, delta estrella
- Un pequeño transformador en el cuarto eléctrico del edificio, ubicado en el sótano, de 30 KVA tipo seco
- 390 lámparas fluorescentes de 20 W
- 650 computadoras
- 10 hornos microondas
- 4 refrigeradoras
- Un elevador cuya potencia es de 15 KW
- 4 lámparas de 120 W para iluminación externa
- Un *chiller* para el aire acondicionado en la azotea; este posee 6 compresores de 460 V, 41.6 A a plena marcha; además 8 motores de 2.6

KW-460 V, 5.4 A a plena carga para los ventiladores; 2 bombas de agua de 20 HP y otras 2 bombas de agua de 5 HP

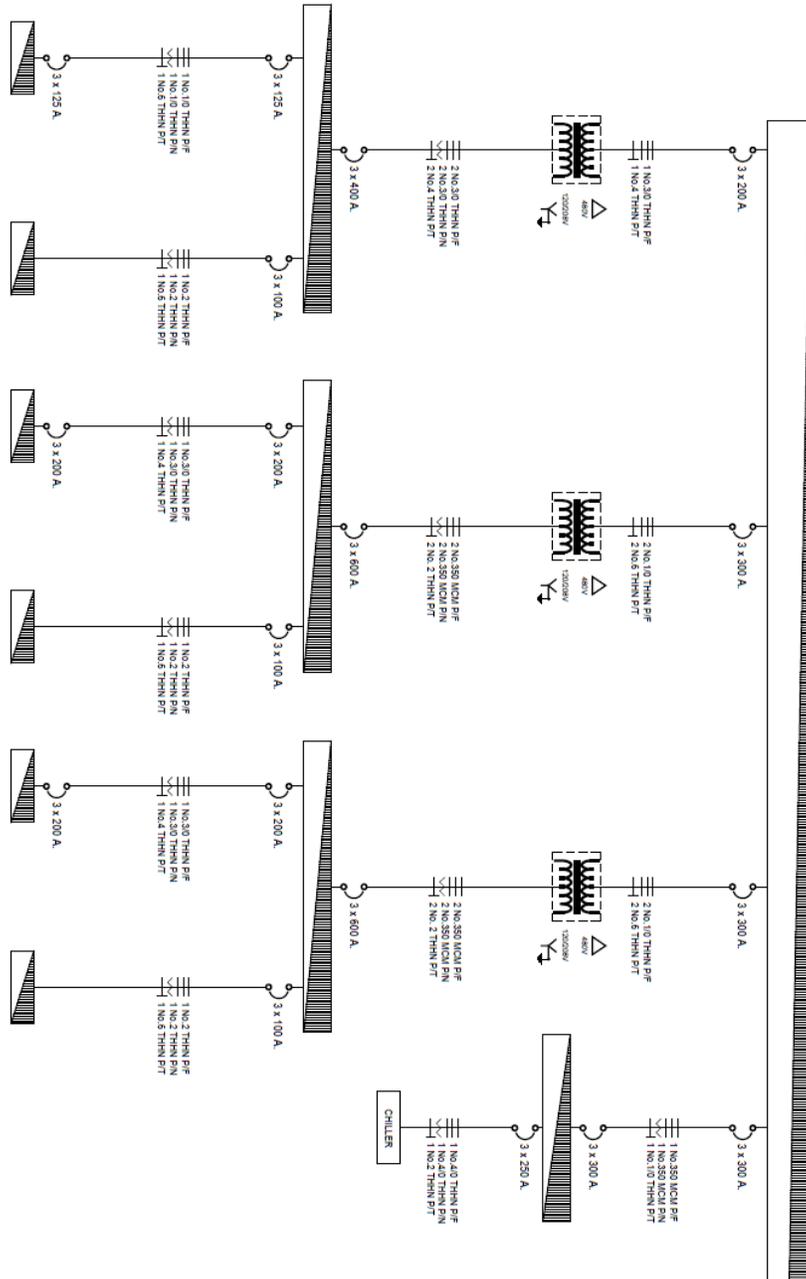
Como parte de la preparación de la auditoría también se logró obtener el diagrama unifilar de la instalación y algunas de las facturas de meses pasados en los que se puede notar un bajo factor de potencia, así como multas por incumplimientos a la NTSD, por utilizar un valor de potencia mayor al originalmente contratado.

Figura 19. Diagrama unifilar del edificio I



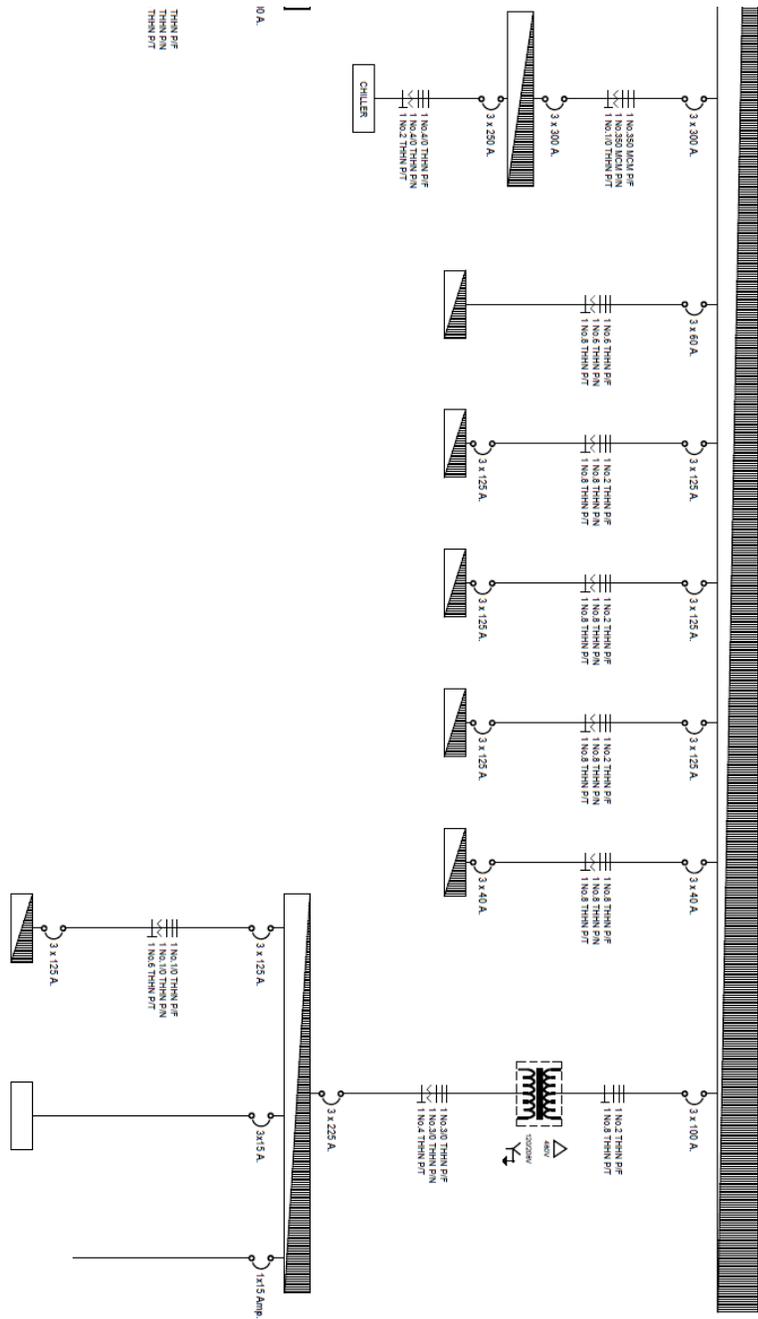
Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Figura 20. Diagrama unifilar II



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Figura 21. Diagrama unifilar III



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

El equipo que se utilizó para realizar mediciones fue un analizador de redes de la casa Circutor, específicamente el analizador de la serie AR5; además de multímetros convencionales.

Al realizar el análisis preliminar del sitio a principios del 2015, se pudo constatar que hacía falta un banco de capacitores, lo cual podía ser la razón del bajo factor de potencia. Con los datos obtenidos del analizador de redes se pudo ver también la calidad de la señal que estaba siendo recibida, por ejemplo, si se tenían distorsiones o no.

4.2. Ejecución de la auditoría energética

Realizando un inventario de la información obtenida de las mediciones, se deben recordar las tres categorías en las que pueden clasificarse los diferentes tipos de oportunidades de manejo de energía.

Dentro de la categoría I se pudo notar que hay salones de capacitación en los cuales las luces se quedan encendidas toda la noche, puertas que se quedan abiertas en el área de operaciones y dejan salir el aire, aumentando así la carga de trabajo del aire acondicionado.

Siguiendo con la categoría II, en un principio se tienen lámparas de halógeno con balasto en los salones de capacitación, cafetería y los pasillos cuyo consumo es de 20 watts por lámpara; estas podrían ser reemplazadas por lámparas led de 8 watts, de un menor consumo con un desempeño igual o mayor.

En la categoría III está la falta de un banco de capacitores que se mencionó en la etapa de preparación; cabe mencionar que se hicieron medidas

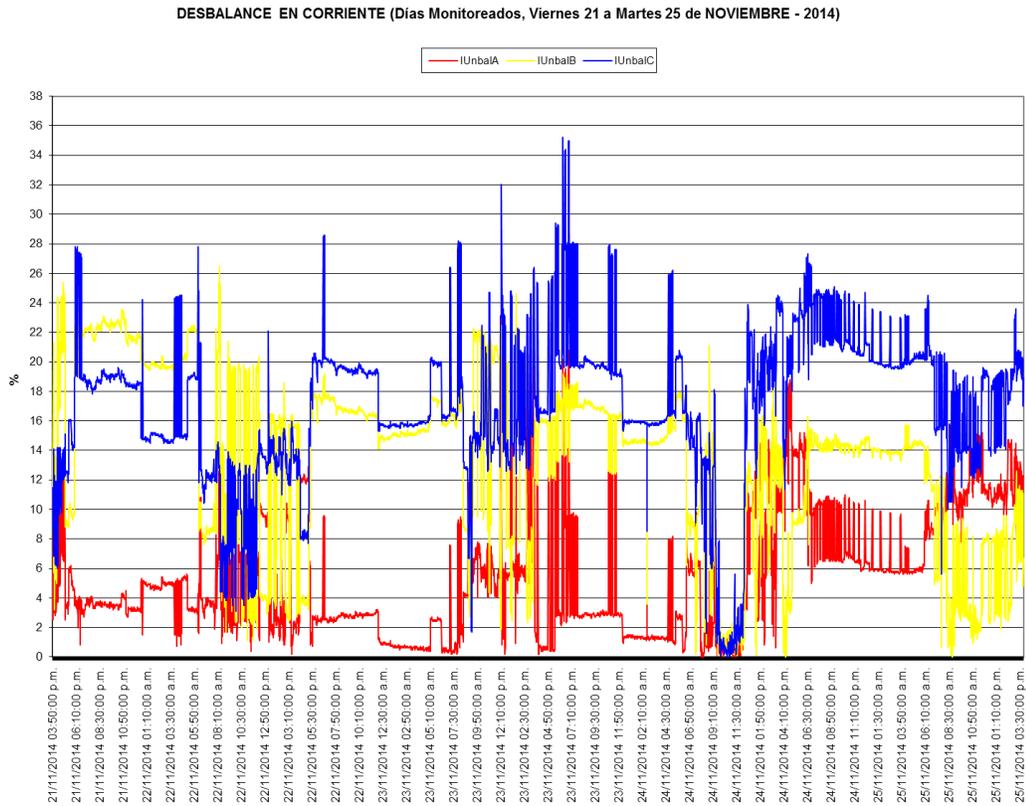
antes y después de la instalación de dicho banco; además con base en los datos de desbalances en las señales de voltaje y corriente, demanda máxima, valores máximos y mínimos de potencia, corriente y voltaje, distorsión por armónicos y consumos de energía, entre otros, se pudo establecer si existían o no necesidades de mejora en el edificio y que afectaban la calidad de la potencia eléctrica utilizada.

Las mediciones, antes de instalar los bancos de capacitores, se realizaron en noviembre y diciembre del 2014. Mientras que una vez instalado el banco se realizó la medición nuevamente en los meses febrero y julio de 2015. Las mediciones se realizaron en el transformador principal de 1000 KVA, $\Delta - Y$, cuyo voltaje es de 13.2 KV en el lado de alta y 480/277 V en el lado de baja tensión. De estas mediciones se tuvieron los siguientes resultados.

4.2.1. Mediciones sin banco de capacitores

Resultado de las mediciones se obtuvieron los datos descritos en las siguientes figuras y tablas.

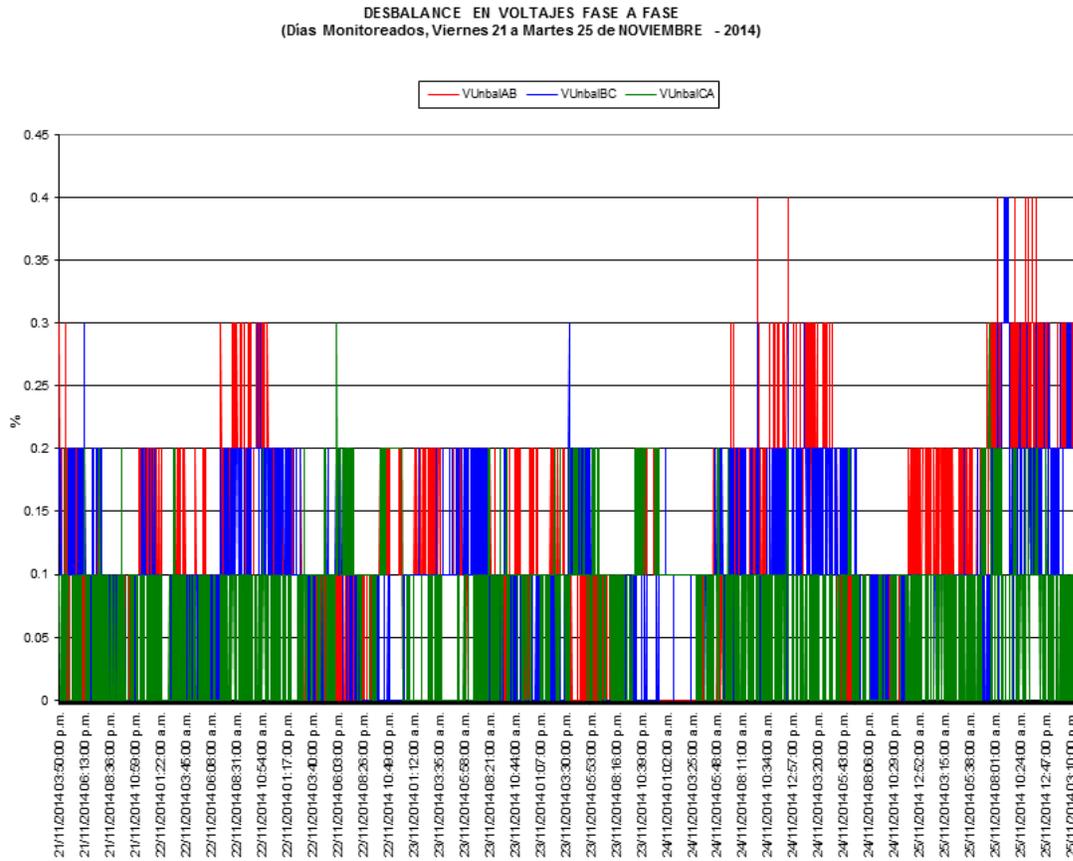
Figura 22. **Desbalance en corriente sin banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Empezando la medición de noviembre de 2014 se puede notar un gran desbalance entre las fases, especialmente los días 21, 23 y 24, en los cuales el desbalance llegó a alcanzar un valor del 34 % contra la corriente nominal. Este desbalance se hace más notorio entre la fase A y las otras dos, sin embargo es evidente que para los días 23 y 25 existe un desbalance entre cada una de ellas.

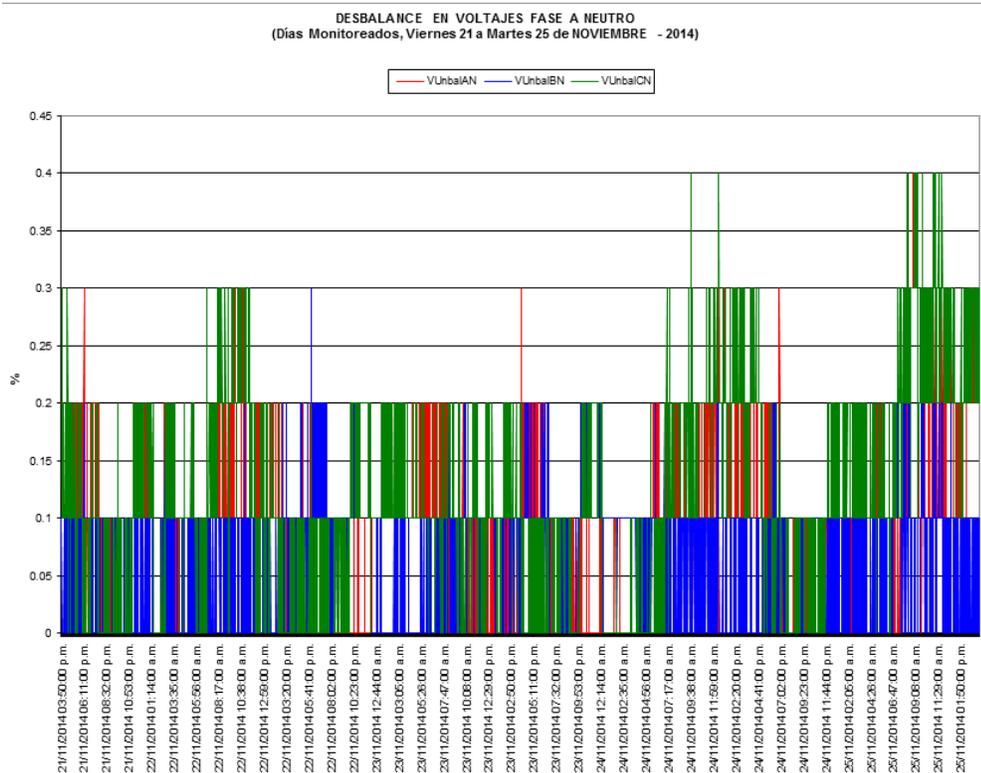
Figura 23. Desbalance de voltaje sin banco



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

De la misma forma, pero ahora midiendo los desbalances en los voltajes de línea se puede ver un desbalance máximo los días 24 y 25 de noviembre de 2014, cuyo valor llega a ser del 0,4 % respecto del nominal de 480 V.

Figura 24. Desbalance en voltajes de fase a neutro, sin banco



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

En esta gráfica se puede observar un desbalance máximo de voltaje en la fase C que se vuelve a alcanzar los días 24 y 25 de noviembre y que llegó a tener un valor de 0,4 % respecto del valor nominal de 277 V.

De estas mediciones también se obtuvieron los valores máximos, mínimos y valores promedio de los parámetros desbalance de voltaje y corriente. Estos datos se muestran a continuación en las siguientes tablas.

Tabla XVII. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de corriente sin banco**

	IUnbalA (%)	IUnbalB (%)	IUnbalC (%)	IUnbalW (%)
VALOR MÁXIMO	26,9	26,5	35,2	35,2
VALOR PROMEDIO	5,479	13,654	17,034	18,083
VALOR MÍNIMO	0	0	0	0,3

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

IUnbalA = desbalance de corriente en la fase A

IUnbalB = desbalance de corriente en la fase B

IUnbalC = desbalance de corriente en la fase C

IUnbalW = peor desbalance de corriente

Tabla XVIII. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a fase, sin banco**

	VUnbalAB (%)	VUnbalBC (%)	VUnbalCA (%)
VALOR MÁXIMO	0,4	0,4	0,3
VALOR PROMEDIO	0,116	0,096	0,064
VALOR MÍNIMO	0	0	0

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

VUnbalAB = desbalance de voltaje entre las fases A-B (voltaje de línea)

VUnbalBC = desbalance de voltaje entre las fases B-C (voltaje de línea)

VUnbalCA = desbalance de voltaje entre las fases C-A (voltaje de línea)

Tabla XIX. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a neutro, sin banco**

	VUnbalAN (%)	VUnbalBN (%)	VUnbalCN (%)
VALOR MÁXIMO	0,4	0,3	0,4
VALOR PROMEDIO	0,100	0,061	0,117
VALOR MÍNIMO	0	0	0

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

VUnbalAN = desbalance de voltaje fase A

VUnbalBN = desbalance de voltaje fase B

VUnbalCN = desbalance de voltaje fase C

Tabla XX. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltaje línea a línea y línea neutro, sin banco**

	VUnbalLLW (%)	VUnbalLNW (%)
VALOR MÁXIMO	0,4	0,4
VALOR PROMEDIO	0,142	0,143
VALOR MÍNIMO	0	0

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

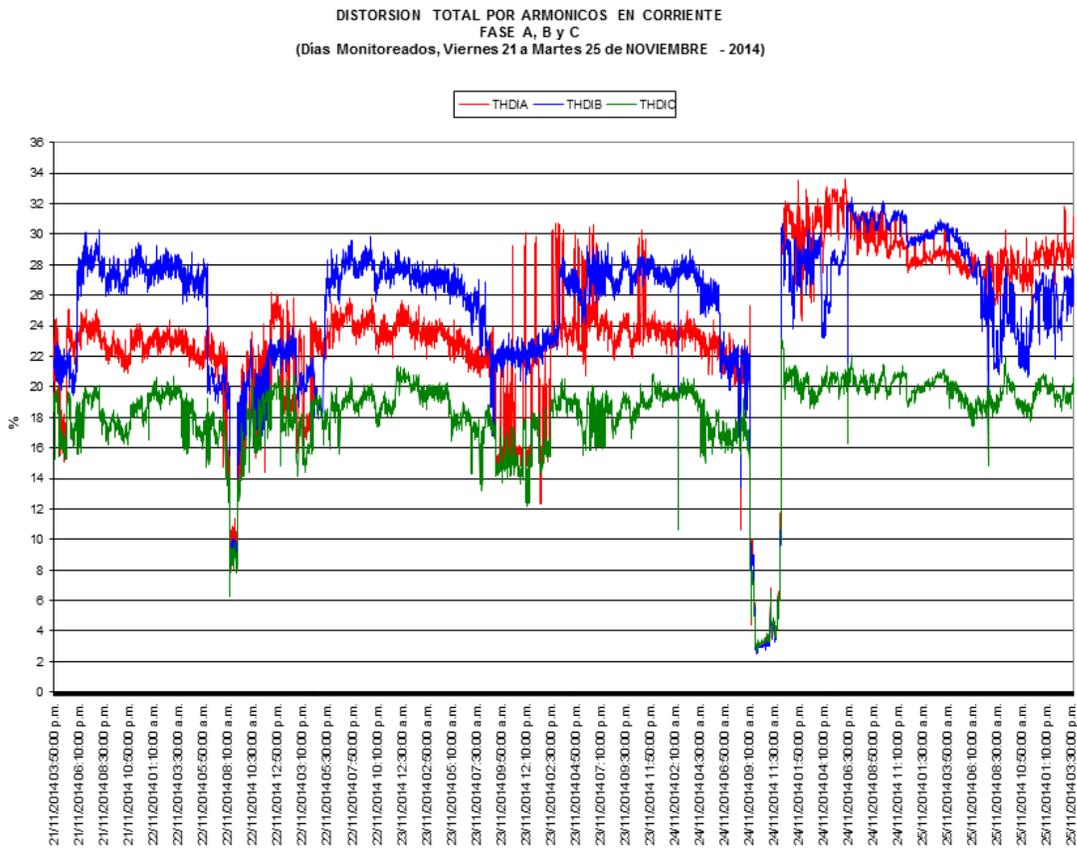
Donde

VUnbalLLW = peor desbalance de voltaje de línea

VUnbalLNW = peor desbalance de voltaje de fase

A continuación, también se muestran los gráficos de distorsión de corriente y voltaje antes de la instalación del banco de capacitores externo.

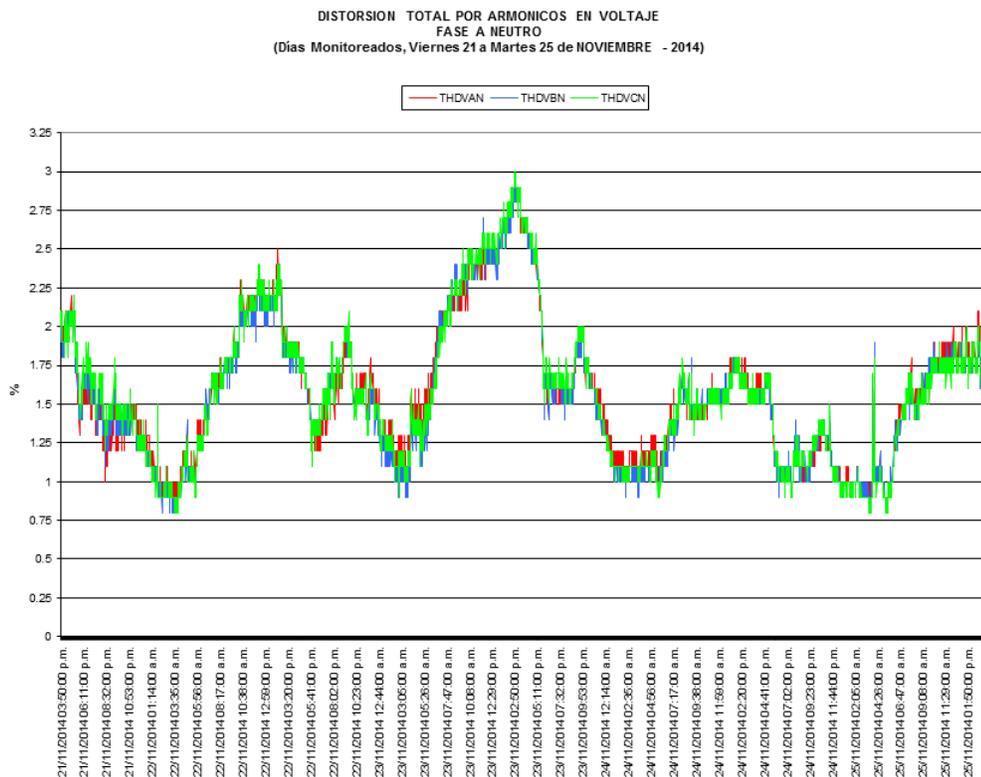
Figura 25. **Distorsión total por armónicos en corriente por fases sin banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Recordando lo que las NTSD nos indica con respecto a la distorsión armónica total de corriente (THD sus siglas en inglés) en su artículo 42, para el caso se hace referencia a que la tolerancia máxima será de un 20 % si se tiene una potencia mayor a los 10 kW y sus voltajes entre 1 kV y 60 kV. En la figura 25 se puede observar una máxima distorsión el 24 de noviembre, cuyo valor alcanzó a ser del 33,5 % y que la misma se da en la fase A. El valor promedio es de 22,3 % que de igual forma excede la tolerancia máxima establecida en las normas.

Figura 26. **Distorsión total por armónicos en voltajes de fase a neutro sin banco**

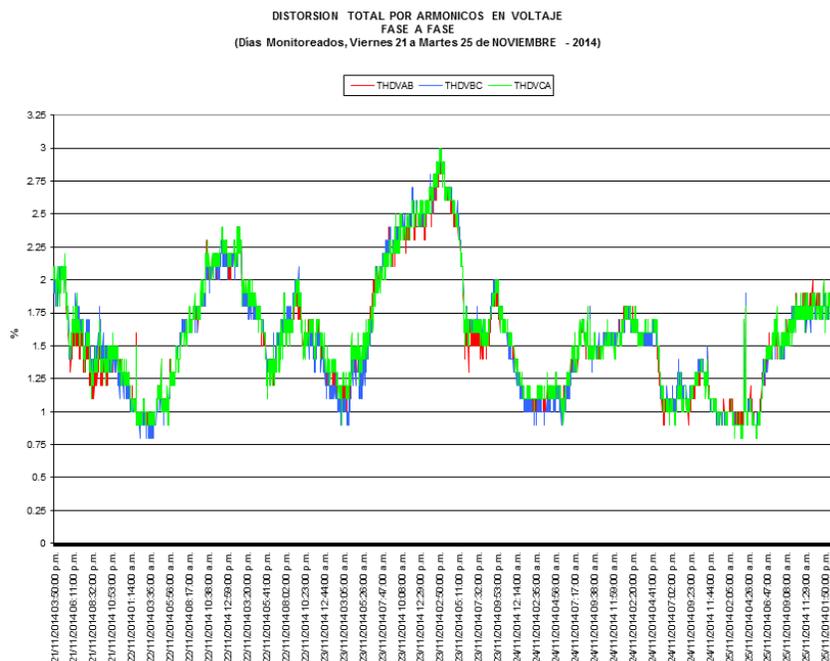


Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Nuevamente haciendo referencia a las NTSD, específicamente al artículo 32, en el cual se presentan las tolerancias máximas permitidas para la distorsión armónica de tensión, se puede mencionar que la tolerancia máxima para usuarios de baja y mediana tensión (voltajes menores o iguales a 60 kV) será del 8 % respecto del valor nominal. En la figura 26 se puede ver que la mayor distorsión por armónicos sucedió el 23 de noviembre y su valor fue de 3 % con un valor promedio de 1,57 %. Ambos están bajo los límites permitidos por las normas.

Por último, en la siguiente figura se muestra la distorsión total por armónicos en voltaje de línea.

Figura 27. **Distorsión total por armónicos en voltaje de fase a fase sin banco**

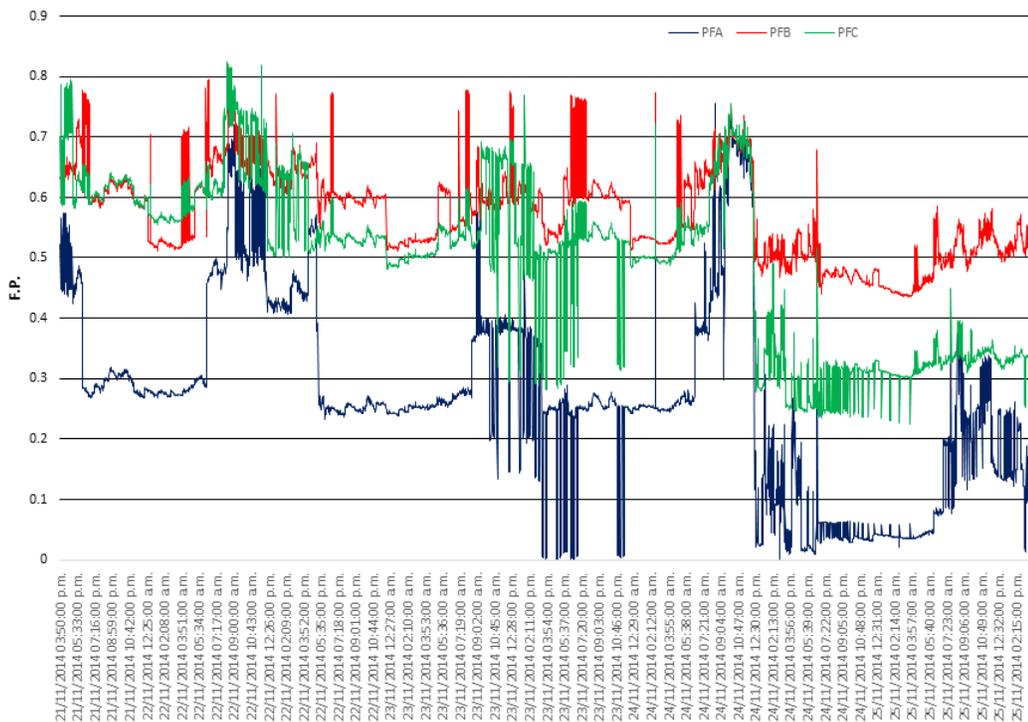


Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Al igual que en los voltajes de fase, el valor máximo se alcanzó el 23 de noviembre y nuevamente se alcanzó un valor máximo igual al 3 % de THD y un promedio de 1,57 % lo que indica que se está cumpliendo con lo establecido en las normas, puesto que no excede el valor de tolerancia establecido.

Otro parámetro importante respecto de la calidad de potencia eléctrica y que fue medido dentro del edificio fue el factor de potencia; por esta razón era necesario contar con información antes de la colocación del banco de capacitores.

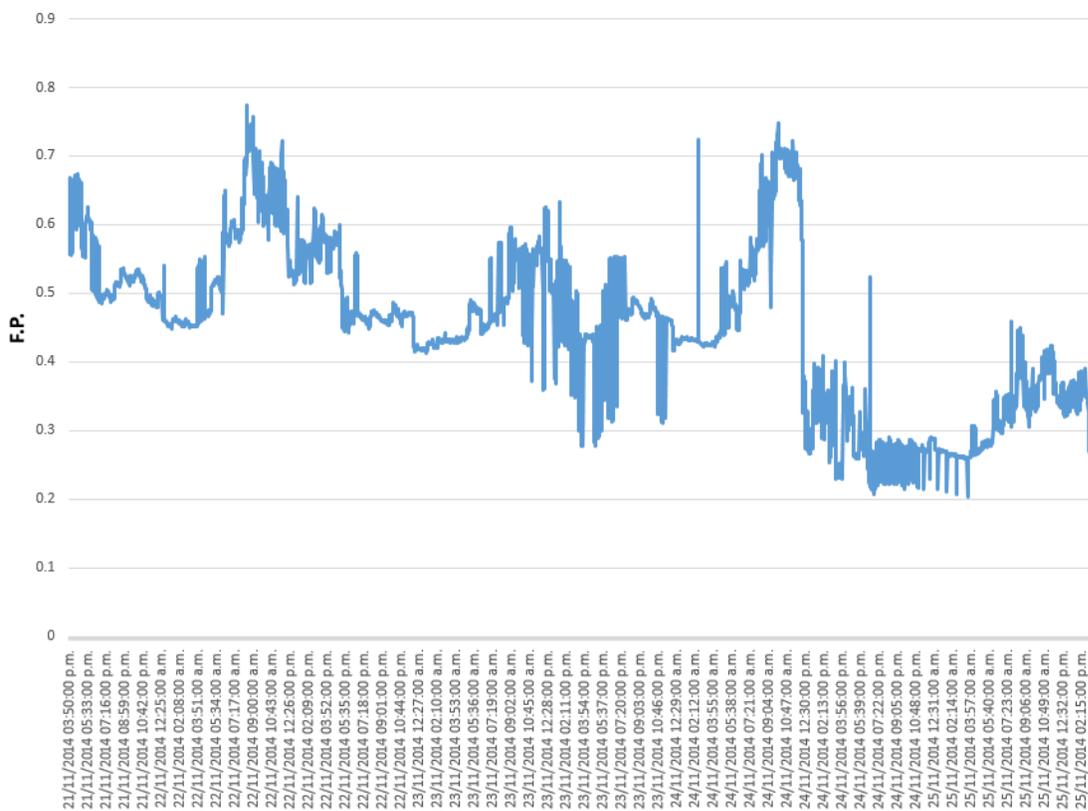
Figura 28. Factor de potencia por fase, sin banco



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Hay que mencionar que de acuerdo con las NTSD, en su artículo 49, los valores mínimos para el factor de potencia, tomando en cuenta que para este estudio se tiene contratada una potencia superior a los 11 kW, este valor es de 0,9.

Figura 29. Factor de potencia total, sin banco



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Al observar la figura 29 con los datos obtenidos antes de la instalación del banco, se puede notar que el factor de potencia de la instalación no alcanza el

valor mínimo requerido, oscilando entre 0,204 y 0,773. Esto significa que la empresa será penalizada hasta lograr corregir esta violación.

Por último, se mide el *flicker* generado mediante el índice Pst, tomando en cuenta que se tiene un voltaje menor a 1 kV y una carga mayor a 50 kW, se sabe que la tolerancia, de acuerdo con el artículo 46 de las NTSD, es de 1,86. Con base en los datos obtenidos por las mediciones, se observa que el índice dentro de las instalaciones no supera la tolerancia; el mismo tiene un valor máximo de 1,06 y un valor promedio de 0,24.

4.2.2. Mediciones con banco de capacitores

Para conocer el valor del banco de capacitores a instalar, se obtuvieron las mediciones de potencia al momento de tener la carga al máximo para la instalación, obteniendo un valor de 163,59 kW y un factor de potencia de 0,747 en atraso. Con estos valores se puede encontrar la potencia aparente, la potencia reactiva y el ángulo de desfase de la siguiente forma:

$$S_1 = \frac{P_1}{f.p._1} = \frac{163,59 \text{ kW}}{0,747} = 219 \text{ kVA}$$

$$\phi_1 = \cos^{-1}(0,747) = 41,67^\circ$$

$$Q_1 = 219 \text{ kVA} * \sin(41,67^\circ) = 145,6 \text{ kVAR}$$

Si lo que se desea es un factor de potencia de al menos 0,95, se procede a calcular la potencia reactiva que necesita el banco de capacitores a instalarse; dicho valor se alcanza mediante los siguientes pasos:

$$\phi_2 = \cos^{-1}(0,95) = 18,19^\circ$$

$$Q_2 = 163,59 \text{ kW} [\tan(41,67^\circ) - \tan(18,19^\circ)] = 91,85 \text{ kVAR}$$

El valor del factor K, que puede encontrarse en la tabla II, para un f.p. actual de 0,75 que se desea aumentar a 0,95 será de 0,553.

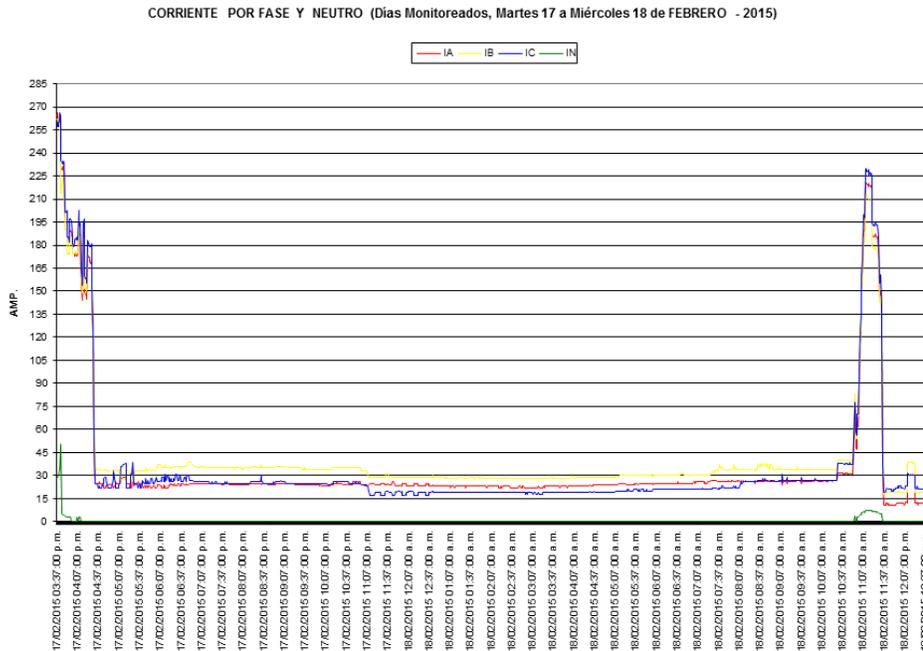
Calculando

$$Q_2 = 163,59 \text{ kW} * 0,553 = 90,46 \text{ kVAR}$$

La diferencia mínima de 1,39 kVAR indica que por cualquiera de los dos métodos se obtiene el resultado para el cual se buscará el valor comercial necesario en el banco; en este caso se ha sugerido un banco fijo de 100 kVAR, y este es el que fue instalado.

Una vez instalado este banco, a principios del 2015, se volvieron a tomar medidas de algunos parámetros que mostraban una baja calidad en la potencia eléctrica.

Figura 30. Corriente por fase con banco



Fuente: Administración de Call Centers S. A.

Tabla XXI. Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de corriente con banco

	IUnbalA (%)	IUnbalB (%)	IUnbalC (%)	IUnbalW (%)
VALOR MÁXIMO	38,3	30	29,8	38,3
VALOR PROMEDIO	8,435	19,151	13,815	20,700
VALOR MÍNIMO	0	0,1	0	0,7

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

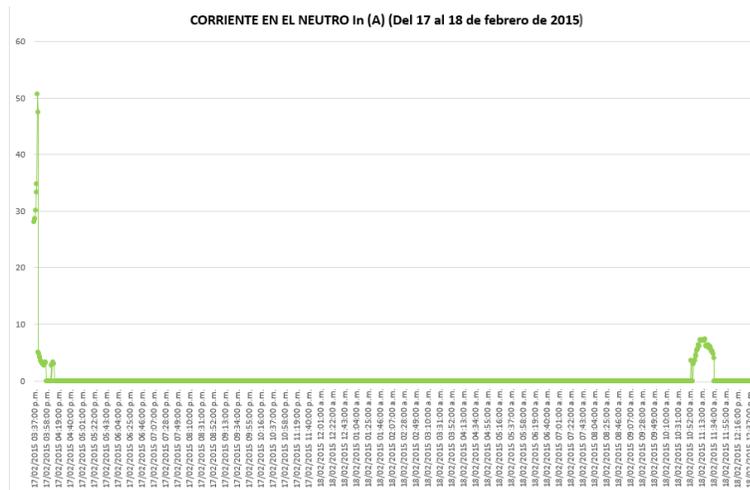
IUnbalA = desbalance de corriente en la fase A

IUnbalB = desbalance de corriente en la fase B

IUnbalC = desbalance de corriente en la fase C

IUnbalW = peor desbalance de corriente

Figura 31. Corriente en el neutro con banco



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Se puede observar que al instalarse el banco aparece por momentos un valor de corriente en el conductor neutro, cuyo valor máximo llega a ser de 50 amperios.

Tabla XXII. **Valores máximos, mínimos y promedio de corriente de neutro con banco**

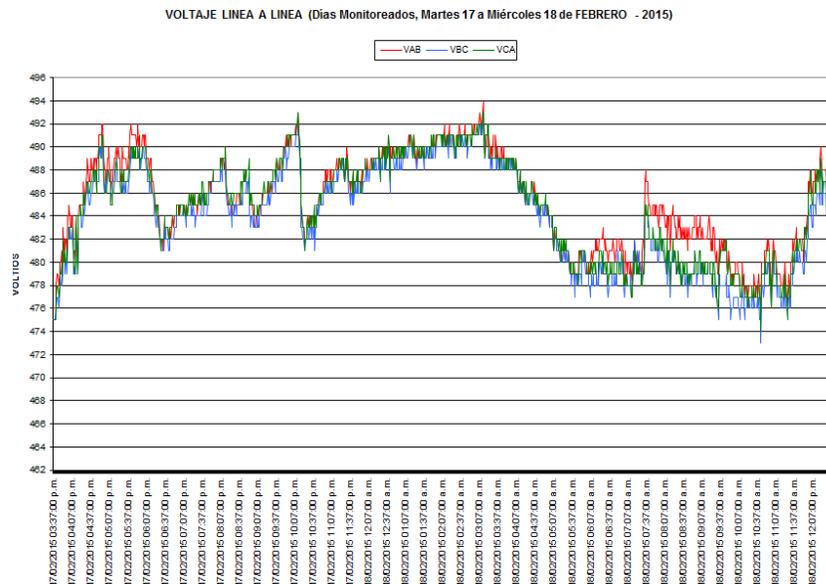
	In (A)
VALOR MÁXIMO	50,72
VALOR PROMEDIO	8,60
VALOR MÍNIMO	2,67

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

In = corriente de neutro en amperios

Figura 32. **Voltaje de línea con banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Tabla XXIII. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a fase, con banco**

	VUnbalAB (%)	VUnbalBC (%)	VUnbalCA (%)	VUnbalLLW (%)
VALOR MÁXIMO	0,6	0,5	0,3	0,6
VALOR PROMEDIO	0,143	0,149	0,065	0,181
VALOR MÍNIMO	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

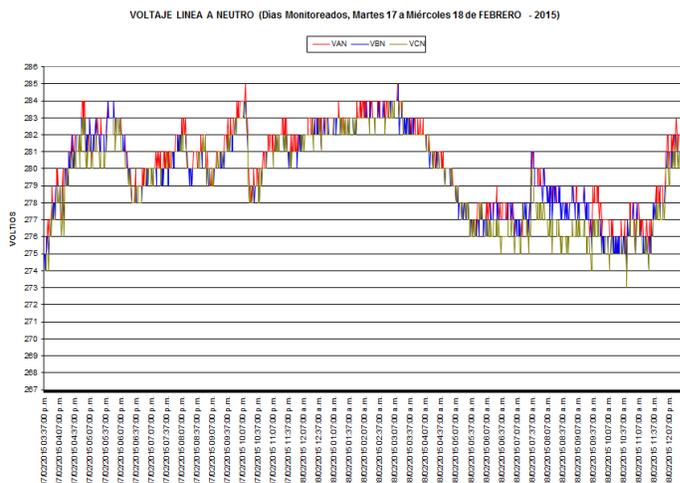
VUnbalAB = desbalance de voltaje entre las fases A-B (voltaje de línea)

VUnbalBC = desbalance de voltaje entre las fases B-C (voltaje de línea)

VUnbalCA = desbalance de voltaje entre las fases C-A (voltaje de línea)

VUnbalLLW = peor desbalance de voltaje de línea

Figura 33. **Voltaje de fase con banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Tabla XXIV. **Valores máximos, mínimos y promedio de desbalance de voltajes de fase a neutro, con banco**

	VUnbalAN (%)	VUnbalBN (%)	VUnbalCN (%)	VUnbalLNW (%)
VALOR MÁXIMO	0,5	0,3	0,6	0,6
VALOR PROMEDIO	0,153	0,066	0,144	0,184
VALOR MÍNIMO	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Donde

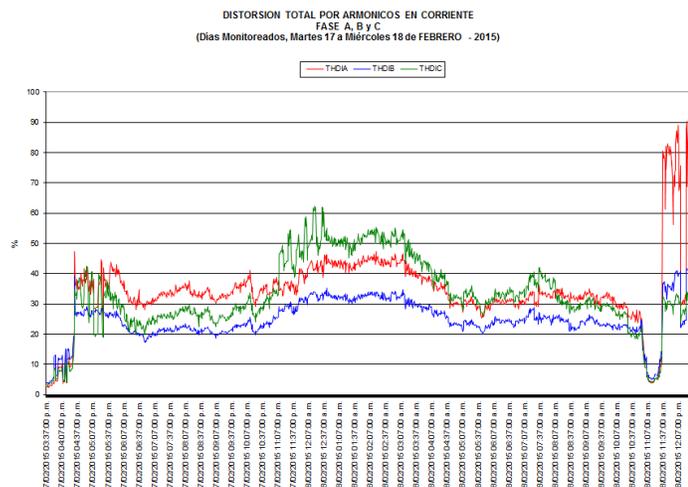
VUnbalAN = desbalance de voltaje fase A

VUnbalBN = desbalance de voltaje fase B

VUnbalCN = desbalance de voltaje fase C

VUnbalLNW = peor desbalance de fase

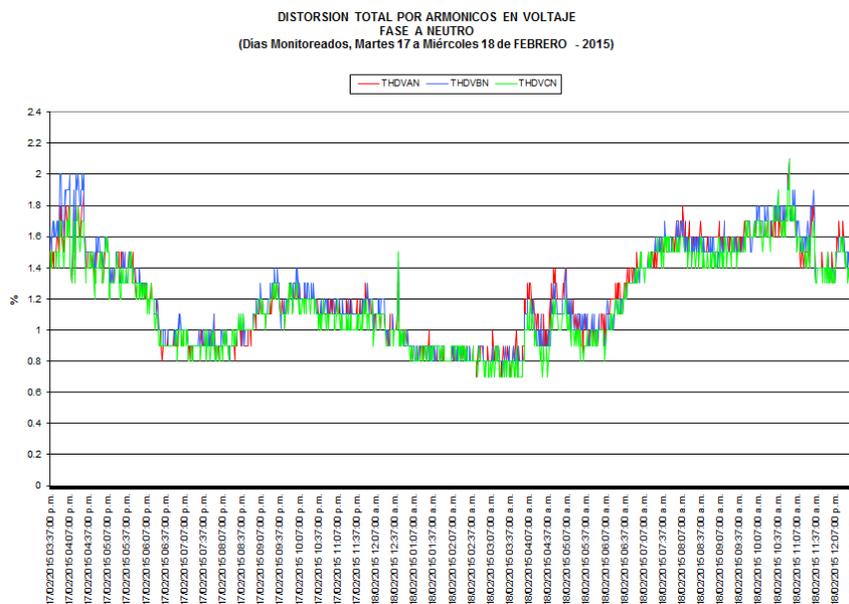
Figura 34. **Distorsión total por armónicos con banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Nuevamente se hace referencia a las NTSD respecto de la distorsión armónica total de corriente, específicamente a su artículo 42, recordando la tolerancia máxima de 20 % para este estudio. En la figura 33 se puede observar una máxima distorsión el 18 de febrero, cuyo valor llegó a ser del 91,6 % y al igual que en un inicio cuando no se contaba con el banco de capacitores se da en la fase A. El valor promedio es ahora de 30,94 % y nuevamente puede verse que en su mayoría hay un excedente contra la tolerancia máxima, lo cual indica que el problema de armónicos en corriente para el usuario persiste.

Figura 35. **Distorsión total por armónicos en voltajes de fase a neutro con banco**

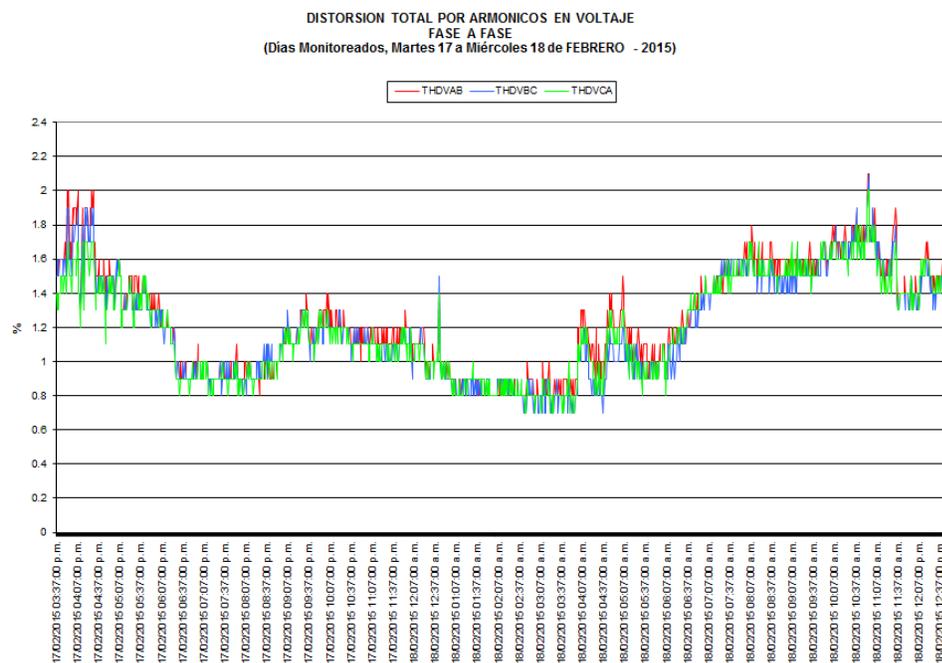


Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Siguiendo la revisión de las NTSD, ahora al artículo 32, se sabe que la tolerancia que no debe exceder la distorsión por armónicos en voltajes es del

8 % respecto al valor nominal. En la figura 34 se puede observar que después de instalado el banco de capacitores, la mayor distorsión por armónicos fue de 2,1 % y sucedió el 18 de febrero. En este caso el valor promedio para la distorsión de voltaje también disminuyó en comparación con los datos obtenidos en noviembre de 2014 siendo de 1,21% y se mantiene el mismo comportamiento, estando bajo los límites permitidos por las normas.

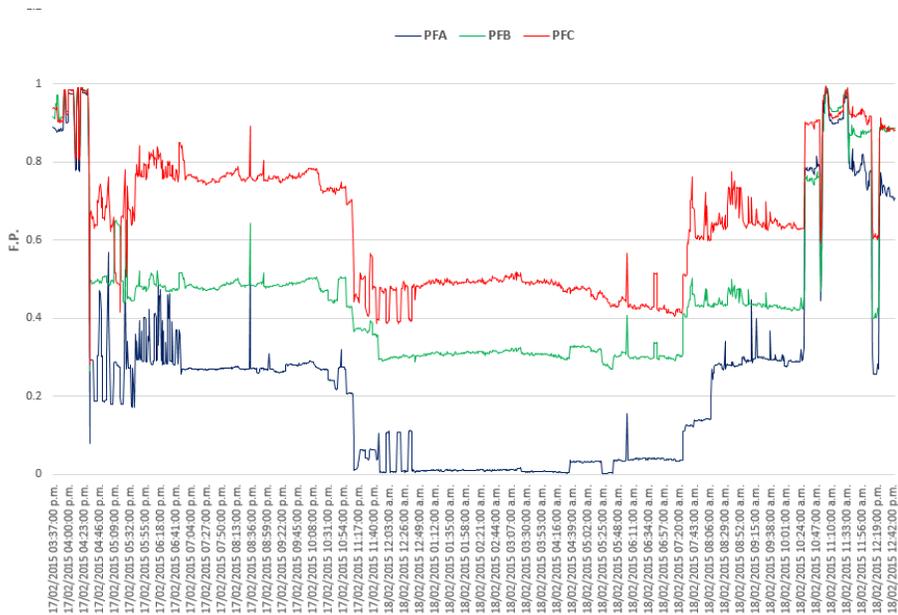
Figura 36. **Distorsión total por armónicos en voltaje de fase a fase con banco**



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Se mantienen los valores máximos (2,1 %) y promedio (1,21 %) de distorsión armónica total. Esto indica que la distorsión armónica total en los voltajes no sufre ningún problema y que la instalación del banco de hecho redujo el valor que se tenía originalmente.

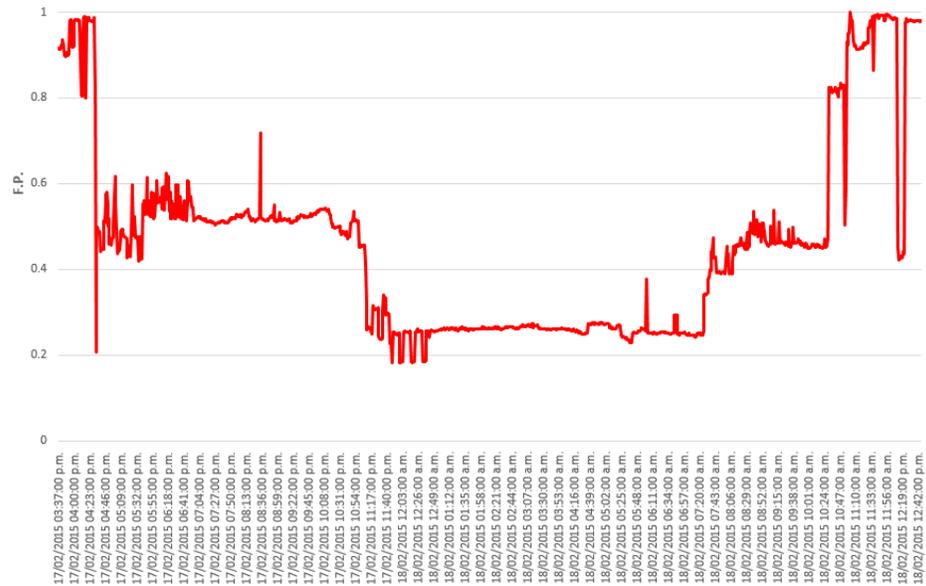
Figura 37. Factor de potencia por fase con banco



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Se puede observar una mejora en el factor de potencia puesto que se logra alcanzar valores mayores al 0,9 que se requiere; sin embargo puede notarse que existen horas en las que el factor vuelve a bajar en cada fase. Dichas horas coinciden con el cese de labores, por lo que la mayoría del equipo se encuentra apagado y los transformadores prácticamente se encuentran en vacío, afectando considerablemente el valor de este factor.

Figura 38. Factor de potencia total con banco



Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Al revisar las mediciones del factor de potencia total se corrobora que mientras la operación va disminuyendo hasta que ya no se tienen colaboradores trabajando, el valor del factor también disminuye y alcanza un valor mínimo de 0,185 justo a la medianoche. Por el contrario, en los horarios en los que se tiene a la mayoría del personal laborando, el factor de potencia alcanza valores de 0,987 e incluso más cercanos al 1.

Por último, y como soporte a las mediciones realizadas antes y después de la instalación del banco de capacitores, con base en los datos proporcionados por los fabricantes y las facturas de meses anteriores, en agosto se procede a hacer un cálculo de la energía que se está consumiendo y

la potencia utilizada en el edificio. Estos valores deben de ser considerablemente iguales a los que se obtuvieron en las mediciones.

Se empieza con las lámparas utilizadas en pasillos y salas. En total se instalan 130 lámparas halógenas de 20 W y un factor de potencia de 0,9, en cada uno de los 3 niveles. Obteniendo la potencia reactiva para cada lámpara:

$$\phi_{\text{lamp}} = \cos^{-1}(0,9) = 25,84^{\circ}$$
$$Q_{\text{lamp}} = 20 \text{ W} * \tan(25,84^{\circ}) = 9,7 \text{ Var}$$

Donde

ϕ_{lamp} = ángulo de desfase de una lámpara

Q_{lamp} = potencia reactiva de una lámpara de 20 W y f.p. 0,9

Considerando que son 3 los niveles que cuentan con la misma distribución de lámparas

$$P_{\text{Tlamp}} = 130 \text{ lámparas} * 3 \text{ niveles} * 20 \text{ W} = 7,8 \text{ kW}$$
$$Q_{\text{Tlamp}} = 130 \text{ lámparas} * 3 \text{ niveles} * 9,7 \text{ Var} = 3,78 \text{ kVar}$$

Donde

P_{Tlamp} = potencia activa total debida a las lámparas

Q_{Tlamp} = potencia reactiva total debida a las lámparas

Para el área de cafetería se han tomado en cuenta 4 cámaras de refrigeración cuya potencia por unidad es de 410 W, f.p. de 0,85; 6 hornos microondas cada uno de 1 400 W, f.p. de 0,85 y 2 televisores que consumen

160 W con un f.p. de 1. Se procede a calcular el total de la potencia para la cafetería:

- Cámaras de refrigeración

$$\begin{aligned}\phi_{cam} &= \cos^{-1}(0,85) = 31,79^\circ \\ Q_{cam} &= 410 \text{ W} * \tan(31,79^\circ) = 250 \text{ Var}\end{aligned}$$

Donde

ϕ_{cam} = ángulo de desfase de una cámara de refrigeración

Q_{cam} = potencia reactiva de una cámara de refrigeración

Las potencias totales debidas a las cuatro cámaras serán:

$$\begin{aligned}P_{Tcam} &= 4 \text{ cámaras} * 410 \text{ W} = 1,64 \text{ kW} \\ Q_{Tcam} &= 4 \text{ cámaras} * 250 \text{ Var} = 1 \text{ kVar}\end{aligned}$$

Donde

P_{Tcam} = potencia activa total debida a las cámaras de refrigeración

Q_{Tcam} = potencia reactiva total debida a las cámaras de refrigeración

- Hornos microondas

Ya que posee el mismo factor de potencia que una cámara de refrigeración, el ángulo de desfase para un horno microondas será el mismo que se calculó anteriormente, por lo que únicamente queda encontrar el valor de la potencia reactiva por cada horno:

$$\phi_{hor} = \phi_{cam} = 31,79^\circ$$

$$Q_{hor} = 1\,400\text{ W} * \tan(31,79^\circ) = 867,7\text{ Var}$$

Donde

ϕ_{cam} = ángulo de desfase de una cámara de refrigeración

ϕ_{hor} = ángulo de desfase de un horno microondas

Q_{hor} = potencia reactiva de un horno microondas

Potencias

$$P_{Thor} = 6\text{ hornos} * 1\,400\text{ W} = 8,4\text{ kW}$$

$$Q_{Thor} = 6\text{ hornos} * 867,7\text{ Var} = 5,22\text{ kVar}$$

Donde

P_{Thor} = potencia activa total debida a los hornos microondas

Q_{Thor} = potencia reactiva total debida a los hornos microondas

No se realiza ningún cálculo especial para los televisores, ya que al tener un factor de potencia igual a la unidad se puede saber que su potencia reactiva es igual a cero y entonces la potencia activa total debida a los televisores será:

$$P_{TTV} = 2\text{ televisores} * 160\text{ W} = 0,32\text{ kW}$$

Donde

P_{TTV} = potencia activa total debida a los televisores

Haciendo una sumatoria de cada una de las potencias activas y reactivas que estos aparatos consumen, se obtienen las potencias que se consumen en el área de cafetería.

$$P_{\text{cafe}} = 1,64 \text{ kW} + 8,4 \text{ kW} + 0,32 \text{ kW} = 10,36 \text{ kW}$$

$$Q_{\text{cafe}} = 1 \text{ kVar} + 5,22 \text{ kVar} = 6,22 \text{ kVar}$$

Donde

P_{cafe} = potencia activa total de cafetería

Q_{cafe} = potencia reactiva total de cafetería

El edificio cuenta con un elevador cuyo motor opera a 208 V, 15 kW y un f.p. de 0,85. Con estos datos se calcula la potencia reactiva del mismo:

$$\phi_{\text{ele}} = \cos^{-1}(0,85) = 31,79^\circ$$

$$Q_{\text{ele}} = 15 \text{ kW} * \tan(31,79^\circ) = 9,3 \text{ kVar}$$

Donde

ϕ_{ele} = ángulo de desfase del motor de elevador

Q_{ele} = potencia reactiva del motor de elevador

Se sigue con el cálculo para las 650 computadoras que serán parte fundamental de la operación para este edificio. Las mismas consumen 100 W y tienen un f.p. de 0,6.

$$\phi_{\text{pc}} = \cos^{-1}(0,6) = 53,13^\circ$$

$$Q_{\text{pc}} = 100 \text{ W} * \tan(53,13^\circ) = 133,33 \text{ Var}$$

Donde

ϕ_{pc} = ángulo de desfase de una computadora

Q_{pc} = potencia reactiva de una computadora

Para el total de computadoras las potencias son:

$$P_{Tpc} = 650 \text{ máquinas} * 100 \text{ W} = 65 \text{ kW}$$

$$Q_{Tpc} = 650 \text{ máquinas} * 133,33\text{Var} = 86,67 \text{ kVar}$$

Donde

P_{Tpc} = potencia activa total debida a las computadoras

Q_{Tpc} = potencia reactiva total debida a las computadoras

Finalmente el *chiller* y el sistema de aire acondicionado se componen de 6 compresores de 480 V, 2,6 kW, f.p. 0,85; 8 motores de 480 V, 3,7 kW, f.p. 0,82 y 2 bombas de 480 V, 14,92 kW, f.p. 0,86. Se procede a encontrar la potencia reactiva de cada uno de estos equipos.

- Compresores

$$\phi_{comp} = \cos^{-1}(0,85) = 31,79^\circ$$

$$Q_{comp} = 2,6 \text{ kW} * \tan(31,79^\circ) = 1,61 \text{ kVar}$$

Donde

ϕ_{comp} = ángulo de desfase de un compresor

Q_{comp} = potencia reactiva de un compresor

El total de las potencias por los 6 compresores será:

$$P_{T\text{comp}} = 6 \text{ compresores} * 2,6 \text{ kW} = 15,6 \text{ kW}$$

$$Q_{T\text{comp}} = 6 \text{ compresores} * 1,61 \text{ kVar} = 9,66 \text{ kVar}$$

Donde

$P_{T\text{comp}}$ = potencia activa total debida a los compresores

$Q_{T\text{comp}}$ = potencia reactiva total debida a los compresores

- Motores

$$\phi_{\text{mot}} = \cos^{-1}(0,82) = 34,92^\circ$$

$$Q_{\text{mot}} = 3,7 \text{ kW} * \tan(34,92^\circ) = 2,58 \text{ kVar}$$

Donde

ϕ_{mot} = ángulo de desfase de un motor

Q_{mot} = potencia reactiva de un motor

El total de las potencias por los 8 motores será:

$$P_{T\text{mot}} = 8 \text{ motores} * 3,7 \text{ kW} = 29,6 \text{ kW}$$

$$Q_{T\text{mot}} = 8 \text{ motores} * 2,58 \text{ kVar} = 20,64 \text{ kVar}$$

Donde

$P_{T\text{mot}}$ = potencia activa total debida a los motores

$Q_{T\text{mot}}$ = potencia reactiva total debida a los motores

- Bombas

$$\phi_{bom} = \cos^{-1}(0,86) = 30,68^\circ$$
$$Q_{bom} = 14,92 \text{ kW} * \tan(30,68^\circ) = 8,85 \text{ kVar}$$

Donde

ϕ_{bom} = ángulo de desfase de una bomba

Q_{bom} = potencia reactiva de una bomba

El total de las potencias por las 2 será:

$$P_{Tbom} = 2 \text{ bombas} * 14,92 \text{ kW} = 29,84 \text{ kW}$$

$$Q_{Tbom} = 2 \text{ bom} * 8,85 \text{ kVar} = 17,7 \text{ kVar}$$

Donde

P_{Tbom} = potencia activa total debida a las bombas

Q_{Tbom} = potencia reactiva total debida a las bombas

Tomando todo como un conjunto, el *chiller* consume una potencia total de:

$$P_{chil} = 15,6 \text{ kW} + 29,6 \text{ kW} + 29,84 \text{ kW} = 75,04 \text{ kW}$$

$$Q_{chil} = 9,66 \text{ kVar} + 20,64 \text{ kVar} + 17,7 \text{ kVar} = 48 \text{ kVar}$$

Donde

P_{chil} = potencia activa total del *chiller*

Q_{chil} = potencia reactiva total del *chiller*

En la siguiente tabla se presentan un resumen de las potencias activa y reactiva de cada sección, así como el total para el edificio. Esta información ayudará al momento de realizar el análisis de resultados, para encontrar la energía perdida y el ahorro que podría lograrse al seguir alguna de las recomendaciones indicadas más adelante.

Tabla XXV. **Potencias activa y reactiva calculadas**

Iluminación	120 V	P	Q
		7,80 kW	3,78 kVar

Cafetería	120 V	P	Q
		10,36 kW	6,22 kVar

Elevador	208 V	P	Q
		15,00 kW	9,30 kVar

Computadoras	120 V	P	Q
		65 kW	86,67 kVar

Chiller	440 V	P	Q
		75,04 kW	48,03 kVar

kW totales:	173,2	Kw
kVar totales:	154,00	kVar
kVA totales:	231,76	kVA
f.p. de operación:	0,7473	atraso

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

Si se comparan estos valores calculados con aquellos que se obtuvieron en las mediciones anteriores, se puede ver que existe una relación bastante cercana entre ellos y al mismo tiempo se da validez al posterior análisis de resultados con los valores obtenidos del cálculo teórico.

Tabla XXVI. **Comparación valores medidos vs. valores calculados**

Valores medidos		Valores calculados	
kW totales:	163,59 kW	kW totales:	173,20 kW
kVar totales:	145,60 kVar	kVar totales:	154,00 kVar
kVA totales:	219,00 kVA	kVA totales:	231,76 kVA
f.p. de operación:	0,7470	f.p. calculado:	0,7473

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. Análisis técnico financiero

En la tabla XXIV se puede observar que el factor de potencia se encuentra por debajo del valor de tolerancia que se indica en las NTSD; esto indica que se necesita disminuir la potencia reactiva mediante la colocación de un banco de capacitores. Se procederá a calcular la caída de voltaje y el total de energía que se pierde junto con el costo que representa al tener un bajo factor de potencia; al mismo tiempo se procederá a hacer el cálculo con el factor corregido para luego comparar el beneficio económico que representa.

5.1.1. Cálculos técnicos sin banco de capacitores

Para calcular las pérdidas de energía por efecto Joule se necesita encontrar la resistencia de los conductores y la corriente que los atraviesa; esta es la corriente de línea y para su cálculo se toma la potencia total, así como los diferentes niveles de tensión y la potencia a la cual operan las diferentes cargas que se tienen.

- Corriente de línea del transformador de 1 000 kVa a la barra principal

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * \cos \phi} = \frac{173,2 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 480 \text{ V} * 0,7473} = 278,77 \text{ A}$$

Donde

I_L = corriente de línea

V_L = voltaje de línea

Se deben tomar los valores de P y $\cos\phi$ que operan al valor de V_L indicado.

Ahora se procede a calcular la I_L para las diferentes cargas.

Corriente de línea para cargas que operan a 440 V:

$$I_{L440} = \frac{75,04 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 440 \text{ V} * 0,8422} = 116,91 \text{ A}$$

Corriente de línea para cargas que operan a 208 V:

$$I_{L208} = \frac{15 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 277 \text{ V} * 0,8499} = 48,98 \text{ A}$$

Corriente de línea para cargas que operan a 120 V:

$$I_{L120} = \frac{83,16 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 120 \text{ V} * 0,6521} = 613,56 \text{ A}$$

Esta corriente es la corriente total por los 3 niveles, pero para el análisis bastará con calcular el de uno solo, así que se obtiene la corriente de línea:

$$I_{L120} = \frac{613,56 \text{ A}}{3} = 204,52 \text{ A}$$

A continuación se procede a encontrar la resistencia en cada uno de los conductores, para esto se utilizan las características que cada tipo de cable posee. La fórmula que se utilizará es:

$$R_{\text{con}} = \frac{\rho_{\text{con}} * L}{A_{\text{con}}}$$

Donde

R_{con} = resistencia del conductor

ρ_{con} = resistividad del conductor (cobre)

L = longitud del conductor (m)

A_{con} = área del conductor (m^2)

El conductor utilizado para conectar el transformador de 1 000 kVA con la barra principal fue un cable calibre 3/0 AWG THHN 2 000 V 90 °C que tiene un área de 85,01 mm^2 . La distancia recorrida por el conductor son 46 metros. Para este cable la resistencia es:

$$R_1 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - \text{m}) * (46 \text{ m})}{(8,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 9,2 \times 10^{-3} \Omega$$

Para conectar la barra principal con la carga de 440 V se utiliza un cable calibre 2 AWG THHN 2 000 V 90 °C, la distancia cubierta por este cable es de 23 metros y tiene un área de 33,62 mm^2 . Su resistencia es:

$$R_2 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - \text{m}) * (23 \text{ m})}{(3,36 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 1,16 \times 10^{-2} \Omega$$

El conductor para la carga de 208 V es un cable calibre 8 AWG THHN 2 000 V 90 °C, con área de 8,37 mm² y una longitud utilizada de 26 metros. El cálculo de la resistencia es:

$$R_3 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - m) * (26 \text{ m})}{(8,37 \times 10^{-6} \text{ m}^2)} = 5,28 \times 10^{-2} \Omega$$

Los conductores para las cargas de 120 V, se tomarán con dos longitudes diferentes, puesto que en el caso de computadoras y lámparas se hará el cálculo por nivel. El conductor que se utiliza para estas cargas es el mismo que se utilizó para conectar el transformador de 100 kVA a la barra principal, es decir un cable calibre 3/0 AWG THHN 2 000 V 90 °C; la longitud utilizada para la cafetería fue de 7,5 metros; para el primer nivel 48,36 metros; para el segundo nivel se utilizaron 58,36 metros y para el tercero 61,36 metros. Calculando las resistencias:

$$R_4 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - m) * (7,5 \text{ m})}{(8,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 1,5 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_5 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - m) * (48,36 \text{ m})}{(8,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 9,67 \times 10^{-3} \Omega$$

$$R_6 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - m) * (58,36 \text{ m})}{(8,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 1,17 \times 10^{-2} \Omega$$

$$R_7 = \frac{(1,7 \times 10^{-8} \Omega - m) * (61,36 \text{ m})}{(8,5 \times 10^{-5} \text{ m}^2)} = 1,23 \times 10^{-2} \Omega$$

Se puede observar que, como es de suponerse, mientras más longitud de cable conductor sea utilizada, mayor será la resistencia de este.

Una vez obtenidos los valores de resistencia de los conductores y las corrientes que circulan a través de estos, se procede a calcular las pérdidas de

energía, mientras se tiene un factor de potencia de 0,7473. Estas pérdidas se dan en forma de potencia activa (watts). Para dicho cálculo se utiliza la fórmula siguiente:

$$P_{\text{joule}} = I^2 * R_{\text{con}}$$

Donde

P_{joule} = pérdidas de energía por efecto Joule (en forma de calor)

Pérdidas del transformador de 1000 kVA a la barra principal:

$$P_{\text{Jtrans}} = (278,77 \text{ A})^2 * 9,2 \times 10^{-3} \Omega = 714,87 \text{ W}$$

Pérdidas de conductores en cargas de 440 V:

$$P_{\text{J440}} = (116,91 \text{ A})^2 * 1,16 \times 10^{-2} \Omega = 158,96 \text{ W}$$

Pérdidas de conductores en cargas de 208 V:

$$P_{\text{J208}} = (36,78 \text{ A})^2 * 5,28 \times 10^{-2} \Omega = 126,67 \text{ W}$$

Pérdidas de conductores en cargas de 120 V:

- Cafetería

$$P_{\text{Jcafe}} = (204,52 \text{ A})^2 * 1,5 \times 10^{-3} \Omega = 62,74 \text{ W}$$

- Primer nivel

$$P_{jn1} = (204,52 \text{ A})^2 * 9,67 \times 10^{-3} \Omega = 404,52 \text{ W}$$

- Segundo nivel

$$P_{jn2} = (204,52 \text{ A})^2 * 1,17 \times 10^{-2} \Omega = 488,16 \text{ W}$$

- Tercer nivel

$$P_{jn2} = (204,52 \text{ A})^2 * 1,23 \times 10^{-2} \Omega = 513,26 \text{ W}$$

Con cada uno de estos cálculos se obtiene el total de energía perdida debido a los conductores:

$$P_{JT} = 714,87 \text{ W} + 158,96 \text{ W} + 71,46 \text{ W} + 62,74 \text{ W} + 404,52 \text{ W} + 488,16 \text{ W} \\ + 513,26 \text{ W} = 2\,413,63 \text{ W} = 2,41 \text{ kW}$$

Donde

P_{JT} = total de pérdidas por efecto Joule

Con los valores de resistencia de los conductores también se calculan las caídas de voltaje en los cables utilizando la siguiente expresión:

$$V_c = I * R_{con}$$

Donde

V_c = voltaje de pérdida en el conductor

Con estos resultados se calcula un porcentaje de pérdida:

$$\%V = \frac{V_c}{V_n} * 100$$

Donde

$\%V$ = porcentaje de pérdida de voltaje

V_c = voltaje de pérdida en el conductor

V_n = voltaje nominal

Calculando para cada conductor

- Caída de voltaje del transformador 1000 kVA a la barra principal:

$$V_{c1} = 278,77 \text{ A} * 9,2 \times 10^{-3} \Omega = 2,56 \text{ V}$$

$$\%V_{c1} = \frac{2,56 \text{ V}}{480 \text{ V}} = 0,53 \%$$

- Caída de voltaje de conductores en cargas de 440 V:

$$V_{c2} = 116,91 \text{ A} * 1,16 \times 10^{-2} \Omega = 1,36 \text{ V}$$

$$\%V_{c2} = \frac{1,36 \text{ V}}{440 \text{ V}} = 0,31 \%$$

- Caída de voltaje de conductores en cargas de 208 V:

$$V_{c3} = 36,78 \text{ A} * 5,28 \times 10^{-2} \Omega = 1,94 \text{ V}$$

$$\%V_{c3} = \frac{1,94 \text{ V}}{208 \text{ V}} = 0,93 \%$$

- Caída de voltaje de conductores en cargas de 120 V:

- Cafetería

$$V_{c4} = 204,52 \text{ A} * 1,5 \times 10^{-3} \Omega = 0,31 \text{ V}$$

$$\%V_{c4} = \frac{0,31 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 0,26 \%$$

- Primer nivel

$$V_{c5} = 204,52 \text{ A} * 9,67 \times 10^{-3} \Omega = 1,98 \text{ V}$$

$$\%V_{c5} = \frac{1,98 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 1,65 \%$$

- Segundo nivel

$$V_{c6} = 204,52 \text{ A} * 1,17 \times 10^{-2} \Omega = 2,39 \text{ V}$$

$$\%V_{c6} = \frac{2,39 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 1,99 \%$$

- Tercer nivel

$$V_{c7} = 204,52 \text{ A} * 1,23 \times 10^{-2} \Omega = 2,51 \text{ V}$$

$$\%V_{c7} = \frac{2,51 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 2,09 \%$$

Cada uno de estos valores está dentro del rango del valor de regulación de voltaje que es del 5 %.

5.1.2. Estimación de factura sin banco de capacitores

Para el cálculo estimado de la factura, se utiliza un período de facturación de 30 días basado en el pliego tarifario de la CNEE que se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XXVII. **Pliego tarifario por consumo**

RESOLUCIÓN	CNEE-252-2015	CNEE-253-2015
Tarifa: Media Tension con demanda fuera de punta - MTDfp		Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)		800.537527
Cargo Unitario por Energía (Q/kW·h)		0.702711
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)		27.225061
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)		12.04606

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

De los cálculos previos se conoce la demanda de potencia que tiene el edificio, esta es de 173,2 kW.

Para calcular la energía consumida durante el mes es necesario hacer diferentes estimaciones, ya que hay equipos que permanecen encendidos las 24 horas del día, mientras que otros sí detienen su funcionamiento y por lo tanto merecen una consideración diferente.

Elevador

5 horas de operación

$$E_{\text{ele}} = 5 \text{ horas} * 30 \text{ días} * 15 \text{ kW} = 2\,250 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Chiller

16 horas de operación

$$E_{\text{chi}} = 16 \text{ horas} * 30 \text{ días} * 75,04 \text{ kW} = 36\,019,2 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Computadoras

16 horas de operación

$$E_{\text{pc}} = 16 \text{ horas} * 30 \text{ días} * 65 \text{ kW} = 31\,200 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Iluminación

24 horas de operación

$$E_{\text{ilu}} = 24 \text{ horas} * 30 \text{ días} * 7,8 \text{ kW} = 5\,616 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Cafetería

24 horas de operación

$$E_{\text{cafe}} = 24 \text{ horas} * 30 \text{ días} * 10,36 \text{ kW} = 7\,459,2 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Una vez obtenidos los valores por sección, se calcula el valor total:

$$E_T = \frac{2\,250 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} + \frac{36\,019,2 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} + \frac{31\,200 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} + \frac{5\,616 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} + \frac{7\,459,2 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} = 82\,544,4 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Con esta información se procede a calcular el desglose aproximado de la factura.

Cargo fijo: Q 800,54

Cargo por energía: $\frac{82\,544,4\text{ kW}\cdot\text{h}}{\text{mes}} * \frac{0,702711\text{ Q}}{\text{kW}\cdot\text{h}} = 58\,004,86\text{ Q/mes}$

Cargo por potencia máxima: $230\text{ kW} * \frac{27,225061\text{ Q}}{\text{kW-mes}} = 6\,261,76\text{ Q/mes}$

Cargo por potencia contratada: $173,2\text{ kW} * \frac{12,04606\text{ Q}}{\text{kW-mes}} = 2\,086,38\text{ Q/mes}$

A estos cargos se le debe agregar la penalización por bajo factor de potencia basado en las tolerancias mínimas indicadas en las NTSD:

Factor de potencia requerido: 0,9

Factor de potencia actual: 0,7473

Diferencia: 0,1527

Cargo por potencia: $\frac{6\,261,76\text{ Q}}{\text{mes}} * 0,1527 = 956,17\text{ Q/mes}$

Cargo por energía: $\frac{58\,004,86\text{ Q}}{\text{mes}} * 0,1527 = 8\,857,34\text{ Q/mes}$

Finalmente al sumar todos los montos, incluyendo los cargos por bajo factor obtenemos un total de Q 76 967,05 que es un aproximado del valor de la factura para un mes, antes de corregir el factor de potencia.

5.1.3. Cálculos técnicos con f.p. mejorado

Tal y como se calculó en el capítulo 5, para un factor de potencia de 0,7473 y una potencia activa igual a 173,2 kW se utiliza la tabla II del capítulo 2 con la finalidad de encontrar el valor del factor K que dará la capacidad del

banco de capacitores necesario para corregir el factor y ahorrar tanto energía como capital.

$$K = 0,553$$

$$Q_2 = 173,2 \text{ kW} * 0,553 = 95,78 \text{ kVar}$$

El valor comercial para este banco sería de 100 kVar o 120 kVar, debido a que hay diferentes tipos de cargas y no todas operan con la misma duración, se recomienda un banco automático de 120 kVar de 10 etapas, con el objetivo que en los períodos de baja demanda de potencia donde existe alto f.p. pero pequeña potencia reactiva, el control logre conectar la potencia reactiva capacitiva necesaria para acondicionar el factor de potencia al valor deseado, ya que con etapas de mayor potencia reactiva el control no las conecta porque rebasan el factor máximo de *setting* que debería de ser de 0,92.

Ya establecido el valor del banco se procede a calcular los valores de potencias en cada uno de los equipos, el nuevo factor de potencia y el total de potencias. Para observar dichos valores ver la siguiente tabla.

Tabla XXVIII. **Potencias con factor de potencia mejorado**

Iluminación	120 V	P	Q
		7,80 kW	0,83 kVar

Cafetería	120 V	P	Q
		10,36 kW	1,37 kVar

Elevador	208 V	P	Q
		15,00 kW	2,05 kVar

Computadoras	120 V	P	Q
		65 kW	19,13 kVar

Chiller	440 V	P	Q
		75,04 kW	10,60 kVar

kW totales:	173,2 Kw
kVar totales:	34,00 kVar
kVA totales:	176,50 kVA
f.p. de operación:	0,9813 atraso

Fuente: elaboración propia, utilizando Microsoft Excel con datos proporcionados por Administración de Call Centers, S. A.

A continuación se calculan las pérdidas en los conductores, las caídas de voltaje y el monto económico que puede ser ahorrado, producto de esta modificación. Se empieza con las corrientes de línea que atraviesa cada conductor, siempre dividiendo cada una de las secciones.

- Corriente de línea del transformador de 1000 kVA a la barra principal:

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} * V_L * \cos \phi} = \frac{173,2 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 480 \text{ V} * 0,9813} = 212,3 \text{ A}$$

- Corriente de línea para cargas que operan a 440 V:

$$I_{L440} = \frac{75,04 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 440 \text{ V} * 0,9902} = 99,44 \text{ A}$$

- Corriente de línea para cargas que operan a 208 V:

$$I_{L208} = \frac{15 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 277 \text{ V} * 0,9908} = 42,02 \text{ A}$$

- Corriente de línea para cargas que operan a 120 V:

$$I_{L120} = \frac{83,16 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 120 \text{ V} * 0,9686} = 413,07 \text{ A}$$

Esta es la corriente total por los 3 niveles, obteniendo la corriente de línea para un nivel:

$$I_{L120} = \frac{413,07 \text{ A}}{3} = 137,69 \text{ A}$$

Una vez obtenidos estos valores, se procede a calcular las pérdidas de energía con el nuevo factor de potencia de 0,9813.

- Pérdidas del transformador de 1000 kVA a la barra principal:

$$P_{Jtrans} = (212,3 \text{ A})^2 * 9,2 \times 10^{-3} \Omega = 414,66 \text{ W}$$

- Pérdidas de conductores en cargas de 440 V:

$$P_{J440} = (99,44 \text{ A})^2 * 1,16 \times 10^{-2} \Omega = 114,70 \text{ W}$$

- Pérdidas de conductores en cargas de 208 V:

$$P_{J208} = (42,02 \text{ A})^2 * 5,28 \times 10^{-2} \Omega = 93,23 \text{ W}$$

- Pérdidas de conductores en cargas de 120 V:

- Cafetería

$$P_{J\text{cafe}} = (137,69 \text{ A})^2 * 1,5 \times 10^{-3} \Omega = 28,44 \text{ W}$$

- Primer nivel

$$P_{Jn1} = (137,69 \text{ A})^2 * 9,67 \times 10^{-3} \Omega = 183,33 \text{ W}$$

- Segundo nivel

$$P_{Jn2} = (137,69 \text{ A})^2 * 1,17 \times 10^{-2} \Omega = 221,81 \text{ W}$$

- Tercer nivel

$$P_{Jn2} = (137,69 \text{ A})^2 * 1,23 \times 10^{-2} \Omega = 233,19 \text{ W}$$

Finalmente el total de energía perdida debido a los conductores:

$$P_{JT} = 414,66 \text{ W} + 114,70 \text{ W} + 93,23 \text{ W} + 28,44 \text{ W} + 183,33 \text{ W} + 221,81 \text{ W} \\ + 233,19 \text{ W} = 1\,289,36 \text{ W} = 1,29 \text{ kW}$$

Se continúa con el cálculo de las caídas de voltaje en los cables y el porcentaje de pérdida para cada conductor:

- Caída de voltaje del transformador de 1000 kVA a la barra principal:

$$V_{c1} = 212,3 \text{ A} * 9,2 \times 10^{-3} \Omega = 1,95 \text{ V}$$

$$\%V_{c1} = \frac{1,95 \text{ V}}{480 \text{ V}} = 0,41 \%$$

- Caída de voltaje de conductores en cargas de 440 V:

$$V_{c2} = 99,44 \text{ A} * 1,16 \times 10^{-2} \Omega = 1,15 \text{ V}$$

$$\%V_{c2} = \frac{1,15 \text{ V}}{440 \text{ V}} = 0,26 \%$$

- Caída de voltaje de conductores en cargas de 208 V:

$$V_{c3} = 31,55 \text{ A} * 5,28 \times 10^{-2} \Omega = 1,66 \text{ V}$$

$$\%V_{c3} = \frac{1,66 \text{ V}}{208 \text{ V}} = 0,80 \%$$

- Pérdidas de conductores en cargas de 120 V:

- Cafetería

$$V_{c4} = 137,69 \text{ A} * 1,5 \times 10^{-3} \Omega = 0,21 \text{ V}$$

$$\%V_{c4} = \frac{0,21 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 0,18 \%$$

- Primer nivel

$$V_{c5} = 137,69 \text{ A} * 9,67 \times 10^{-3} \Omega = 1,33 \text{ V}$$

$$\%V_{c5} = \frac{1,33 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 1,11 \%$$

- Segundo nivel

$$V_{c6} = 137,69 \text{ A} * 1,17 \times 10^{-2} \Omega = 1,61 \text{ V}$$

$$\%V_{c6} = \frac{1,61 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 1,34 \%$$

- Tercer nivel

$$V_{c7} = 137,69 \text{ A} * 1,23 \times 10^{-2} \Omega = 1,69 \text{ V}$$

$$\%V_{c7} = \frac{1,69 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 1,41 \%$$

Nuevamente se mantienen los valores debajo del 5 % e incluso mejoran al corregir el factor de potencia.

5.1.4. Ahorro debido a corrección de f.p.

Con el factor de potencia inicial de 0,7473, las pérdidas de potencia por efecto Joule suman un total de 2,41 kW, mientras que al corregir dicho valor hasta 0,9813, las pérdidas se reducen a 1,29 kW. Esto quiere decir que en términos de potencia el ahorro es de 1,12 kW.

En términos de consumo de energía el ahorro será el producto de la diferencia en las pérdidas de los equipos con los dos factores de potencia y el tiempo de operación.

Elevador

$$E_{ele} = 5 \text{ horas} * 30 \text{ días} * (0,0715 - 0,0526) \text{ kW} = 2,84 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Chiller

$$E_{\text{chi}} = 16 \text{ horas} * 30 \text{ días} * (0,1590 - 0,1147) \text{ kW} = 21,26 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Computadoras

$$E_{\text{pc}} = 16 \text{ horas} * 30 \text{ días} * (1,4059 - 0,6383) \text{ kW} = 368,45 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Iluminación

$$E_{\text{ilu}} = 24 \text{ horas} * 30 \text{ días} * (0,2530 - 0,1149) \text{ kW} = 99,43 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Cafetería

$$E_{\text{cafe}} = 24 \text{ horas} * 30 \text{ días} * (0,0627 - 0,0284) \text{ kW} = 24,7 \text{ kW} \cdot \text{h/mes}$$

Para un total de 516,68 kW·h/mes.

Dando un valor monetario a este ahorro de potencia y energía, utilizando el pliego tarifario de la CNEE se tiene:

Ahorro por potencia, ya que la potencia reflejada en el contador debiese bajar los kW que no se pierden por efecto Joule:

Cargo por potencia máxima:

$$1,12 \text{ kW} * \frac{27,225061 \text{ Q}}{\text{kW} - \text{mes}} = 30,49 \text{ Q/mes}$$

El ahorro total por potencia en un mes sería de Q 30,49.

Ahorro por consumo de energía:

$$\frac{516,68 \text{ kW} \cdot \text{h}}{\text{mes}} * \frac{0,702711 \text{ Q}}{\text{kW} \cdot \text{h}} = 363,08 \text{ Q/mes}$$

A estos valores se les debe sumar los Q 9 813,51 ahorrados al no incurrir en cargos por bajo factor de potencia. Así pues, se puede decir que en un mes se tiene un ahorro total de Q 10 207,08, equivalente al 13,26 % del valor de la factura calculada anteriormente. En un año se tendría un ahorro aproximado de Q 122 484,96.

6. COMPARACIÓN DE RESULTADOS EN OTRAS PARTES DONDE SE HAN HECHO ESTUDIOS SIMILARES

Para comparar los resultados de este tipo de estudios de calidad energética se tomarán tres casos diferentes. Los tres fueron realizados en Canadá por el Centre of Energy Advancement (Centro de Avance Energético) y publicados en el 2007.

6.1. Caso 1. Medir, monitorear y administrar: una respuesta proactiva a la calidad de potencia

El sitio en cuestión se encuentra en una torre multifinancas. Los cuatro pisos más altos han sido designados como un centro de recuperación de empresas de una institución financiera de bastante prestigio. Este centro tiene como función proveer diferentes servicios de soporte para las diferentes unidades de negocios. Si algún desastre natural u operacional llega a suscitarse, muchas de las funciones de cada uno de estos negocios pueden ser desviadas y llevadas a cabo por el personal en estos centros.

Debido a lo anteriormente indicado, estos centros cuentan una cantidad significativa de equipo de cómputo que debe estar disponible todo el tiempo. Se debe prever cualquier eventualidad a través de una planeación de recuperación de desastres. En este edificio, la capacidad eléctrica ha sido diseñada de tal forma que se permita un crecimiento en la carga debido a estaciones de trabajo extra y servidores que podrían ser llevados al centro como resultado de una eventualidad y que será sumada a la ya existente en el lugar. Esto podría resultar en una sobre carga en algunos puntos de la red de distribución;

también debe ponerse mucha atención con las corrientes armónicas que pudieran ser añadidas a la red.

Se le informa al personal del centro de recuperación así como al *staff* de ingenieros, que por un bajo costo adicional se puede instalar un sistema de monitoreo total de calidad de potencia y que éste proveerá información tanto del edificio como del punto de la red de distribución asociado. El centro utiliza un sistema de distribución base de 600 V. Además, los transformadores se alimentan de una de las dos barras existentes, mientras que el equipo mecánico es alimentado por una barra separada de 600 V. En caso hubiese una pérdida total de potencia útil, estas barras pueden ser alimentadas por dos generadores a base de diésel que tienen una capacidad de operación bastante alta.

Luego del estudio realizado al centro se realizaron las siguientes recomendaciones:

- Cada transformador tipo seco en el centro debía ser monitoreado para obtener los valores de corriente y carga armónica, corriente y voltaje de distorsión, desbalance de voltaje y lecturas en tiempo real de corrientes en el neutro
- Medidores de calidad de potencia para poder obtener gráficas y datos estadísticos de los transitorios, deformación de la forma de onda y SAG
- Los límites de calidad de potencia deben ser accesibles y programables
- El monitoreo del uso de energía debe proveer de forma adicional una tabla con gráficos mensuales del criterio del consumo de la misma

- Todos los medidores deben estar completamente en red y utilizando normas y protocolos de arquitectura de redes

Una de las decisiones claves que se tomaron con base en la información recolectada de los medidores, estaba relacionada con las fuentes de potencia ininterrumpida, conocidos como UPS por sus siglas en inglés. Fueron dos los problemas que repercutían en los costos. El primero era la notoria necesidad de un gran sistema de UPS en el sitio, ya que la gerencia había decidido que el impacto de la conmutación de transferencia era aceptable y que la mayor parte de las estaciones de trabajo no necesitaban la protección de 0,5 a 2 segundos que proporcionaba el UPS.

La información obtenida mes a mes, de pruebas del generador indicó que existían anomalías en la forma de la onda en el momento de la conmutación, impactando a los servidores y provocando errores en toda la red. Los UPS existentes en el edificio eran de tipo híbrido; estos permiten el paso de transitorios y ruido al momento de la conmutación. Además se utilizaban demasiado las baterías que se suponía debían ser únicamente para emergencias. Con base en esta información y en la forma de la onda obtenida en las pruebas, se decidió cambiar a un sistema en línea e instituir una administración de UPS en red.

A los ocho meses de operación se notó un incremento en el desbalance de voltaje de un transformador tipo seco. Normalmente esto indicaría una alta impedancia de neutro a tierra que, de ser ignorada, provocaría fallas y calentamiento del equipo. Al revisar los medidores se pudo constatar que uno de los cables del medidor se encontraba flojo. Después de asegurarlo debidamente, se corrigió el error y la pantalla del operador dejó de mostrar el desbalance.

Los resultados del sistema de monitoreo en la instalación han sido los siguientes:

- La información que se le presenta a gerencia sirve para tener un mejor conocimiento de la utilización que se le está dando al equipo.
- La información que define los factores de carga en procesos clave se encuentra disponible en todo momento.
- Disponibilidad de reportes sobre cualquier anomalía en la calidad de la potencia.

La inversión que se tuvo con el sistema de monitoreo desde su instalación, ha traído grandes ganancias en términos de la información proporcionada, ya que a partir de estos datos se ha evaluado la compra y utilización de equipo.

6.2. Caso 2. Alta demanda de carga en una instalación de ensamble de aviones

Un sistema de impulsos láser utilizado por una ensambladora de aviones era utilizado para numerar e identificar los cables en cada uno de los aeroplanos fabricados. Esta unidad empezó a fallar y por períodos breves dejaba de funcionar. El costo de operación que significaban estas pausas afectaba el equipo, pero era aún más importante la inconsistencia al momento de identificar los cables por el gran riesgo que esto implicaba.

La máquina operaba con una frecuencia de 20 Hz que se alimentaba de una rama del circuito estándar de 120 V y 60 Hz. El sistema se basó en una transferencia eficaz de la potencia pico de la fuente de alimentación al láser.

Cualquier valor menor a la potencia pico mientras el pulso láser operaba, tenía como consecuencia una intensidad de pulso menor y como consecuencia una menor calidad en dicho proceso. Al realizarse más estudios se pudo constatar que la señal de voltaje de la fábrica tenía una distorsión del 4.5 %, además los picos en la onda de tensión empezaban a deformarse.

Otro aspecto que fue motivo de preocupación ocurría al momento de encender el equipo láser. Existía una gran corriente de entrada que provocaba muescas en la señal de voltaje y una disminución en el valor de voltaje pico. Esta es una interacción de la impedancia: básicamente la fuente es incapaz de proveer el tipo de corriente que la carga necesita.

Seguido de la etapa de encendido, en el período en el que el láser se encontraba “disparado”, la deformación de la onda de voltaje era más obvia y la pérdida de voltaje pico se hacía crónica y severa. El voltaje pico llegó a ser de un 25 % menos de lo requerido, lo que hacía que el marcaje del producto fuese deficiente.

Electricistas de la fábrica recibieron instrucciones de conectar de forma temporal una fuente temporal cerca de la carga del láser, cuya impedancia era menor y por el contrario tenía mayor capacidad. Esta solución dio como resultado una situación más viable para las fuentes de poder, ya que los capacitores alcanzaban su carga total y mayor potencia podía suministrarse al láser.

¿Por qué se aumentó la capacidad de la fuente? Al inicio la unidad operaba con un interruptor de 20 A a 120 V, lo que daba una capacidad nominal de 2400 VA. Al realizar los respectivos estudios energéticos se pudo constatar que el sistema necesitaba corrientes grandes de carga para alimentar el láser y

por consiguiente se hacía necesaria una fuente de 50 A a 120 V, 6 000 VA. Esta práctica para este tipo de equipos es usual en la industria.

6.3. Caso 3. Incompatibilidad entre motores y transformador en un edificio comercial

En este caso se estudia un edificio de oficinas comerciales que utiliza dos bancos de motores de corriente alterna con variadores de velocidad para controlar funciones de calefacción, ventiladores y aire acondicionado. Cada banco es alimentado por su propio transformador de 45 kVA; la única carga en estos transformadores son los variadores de velocidad. Los variadores de velocidad son fuentes de alimentación conmutadas con inversores para poder variar la frecuencia y por ende la velocidad de los motores, por lo que demandan corriente pico después de alcanzar el pico de tensión.

La experiencia en estudios de calidad energética indica que una concentración de cargas electrónicas monofásicas trae consigo una corriente en el neutro de la tercera armónica. Esta corriente llega a los 180 Hz y puede sobrepasar los 150 A.

El problema más grande en este sitio era un sobrecalentamiento en los transformadores de servicio. El problema se acentuó cuando los inquilinos del segundo nivel del edificio comenzaron a quejarse por un olor a humo proveniente de los transformadores que se encontraban en el nivel inferior. Estos transformadores aislaban de forma correcta los efectos causados por la tercera armónica, sin embargo, el problema estaba en que no eran del tamaño adecuado para la carga electrónica que se estaba utilizando. Para cumplir con lo especificado en la norma IEEE 519 “Guías de armónicos”, debían realizarse algunos cálculos con los datos de la placa de los transformadores.

Se descubrió que la carga de los transformadores sobrepasaba en al menos 5 kVA su capacidad nominal, causando el sobrecalentamiento. Ambos transformadores operaban justo sobre sus temperaturas de diseño máxima, lo que provocaba que los aislantes fallasen.

La solución para este edificio fue la obtención de nuevos transformadores para cada variador. Dada la naturaleza de los variadores y el bajo voltaje de neutro a tierra, no se hacía necesario obtener transformadores de desplazamiento de fase o dispositivos especiales para limitar la corriente del neutro.

Cada una de las soluciones dadas en los casos de estudio anteriormente ejemplificados dieron paso a mejoras en el rendimiento y vida útil de los equipos; a pesar de las inversiones que tuvieron que realizarse, estas fueron recuperadas con el ahorro, producto de un funcionamiento eficaz y una óptima calidad de energía y potencia eléctrica.

CONCLUSIONES

1. Para realizar una auditoría efectiva se debe iniciar realizando un reconocimiento a la instalación y observar las oportunidades de mejora que existen, primero aquellas que tienen un bajo costo o que no implican costo alguno, como puede ser el cambiar el tipo de luminarias o dejar algún equipo encendido. Finalmente y como parte sumamente importante, es necesario realizar un estudio completo de la calidad de potencia eléctrica.
2. Los parámetros a estudiar para verificar la calidad de potencia eléctrica y que dependerán del usuario son: la distorsión por armónicos (en corriente y voltaje), *flicker* y factor de potencia.
3. Dadas las demandas de consumo de la instalación puede decirse que el equipo adquirido cumple con las condiciones necesarias para la operación, sin embargo existen áreas de oportunidad que de ser atendidas a tiempo, optimizarán el tiempo de vida de los equipos, mejorarán la calidad y reducirán el exceso en el consumo de energía; por ende traerán un ahorro monetario para la institución.
4. La corrección del factor de potencia mediante el banco de capacitores brinda un ahorro en la factura del servicio eléctrico del 13,28 % mensual y al mismo tiempo evita penalizaciones en la misma.
5. Al ser un edificio que pertenece a la industria de *call centers*, se cuenta con un gran número de equipo de cómputo y electrónico de potencia, por

lo tanto se pueden esperar sobrecalentamientos y grandes distorsiones por los armónicos que este tipo de equipos generan.

6. Aun cuando la instalación del banco de capacitores mejoró la calidad de potencia eléctrica inicial, la distorsión por armónicos en corriente sigue siendo un factor que limita dicha calidad y por lo tanto aún existen penalizaciones que podrían ser evitadas al reducir los valores de THD y llevarlos por lo menos a los valores de tolerancia admitidos.

RECOMENDACIONES

1. La presencia de armónicos debe ser tomada en cuenta para la corrección del factor de potencia, ya que la instalación de un banco de capacitores aumentará los valores existentes; especialmente si la distorsión armónica total excede el 20 %.
2. Incluir dentro del mantenimiento preventivo de la instalación, estudios de la calidad de potencia eléctrica, con el fin de detectar cualquier anomalía, antes que dañe alguno de los equipos y represente un mayor costo a la hora de su corrección y/o reparación.
3. Realizar un análisis técnico-financiero que servirá como respaldo al momento de sugerir correcciones dentro de la instalación.
4. Se propone una redistribución de las cargas en los distintos consumos monofásicos, o sea todas las cargas en 120 y 208 V para lograr un mejor balance de corriente en las fases. De alcanzar una simetría, mejoraría la distorsión por armónicas que se generan por ese desbalance.
5. Solicitar al personal de seguridad o del departamento de mantenimiento técnico que se realicen rondas por las áreas en las que se tienen equipos de cómputo ya que al hacer la auditoría de paso se observó que varios de estos equipos permanecían encendidos aún sin ser utilizados, pasando así horas innecesarias de operación y por ende consumiendo más potencia de la que realmente se requiere.

6. Solicitar al personal que realice rondas dentro de los salones de capacitación, ya que algunas de las luces quedan encendidas durante toda la noche mientras no son requeridas.

7. Sustituir las lámparas halógenas que consumen 20 W por lámparas led que consumirán 8 W. Teniendo en cuenta que son 420 lámparas la potencia se reducirá en un 60 % (de 7,8 kW a 3,12 kW); traducido al consumo de energía se ve una reducción de 3 369,6 kW·h al mes y en términos económicos se ahorraría la suma de Q 2 367,85 mensuales, adicionales a los ya calculados con la corrección del f.p.

8. Tal como lo demostraron las mediciones realizadas, al instalar el banco de capacitores solamente se corrigió el problema del bajo factor de potencia, pero se incrementó el de la distorsión por armónicos en corriente; esto indica que existen condiciones de resonancia de forma paralela entre el banco y la inductancia del sistema. Se recomienda la instalación de un filtro de armónicos activo, ya que estos pueden filtrar hasta 20 armónicas al mismo tiempo y así se logra evitar la magnificación de las distorsiones existentes; además debe tomarse en consideración un estudio a mayor profundidad del fenómeno de armónicos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABREU, Augusto. *Calidad de potencia eléctrica en redes de distribución*. Venezuela: ENELVEN, 2005. 126 p.
2. ASEA Brown Boveri, S. A. *Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas*. Barcelona: 2001. [en línea] <<https://library.e.abb.com/public>>. [Consulta: 16 de febrero de 2015].
3. BAECHLER, Michael; STRECKER, Cindy; SHAFER, Jennifer. *A guide to energy audits*. Estados Unidos de Norte América: Departamento de Energía, 2011. 46 p.
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Pliegos tarifarios*. [en línea] <<http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>>. [Consulta: 07 de octubre de 2015].
5. _____. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. Guatemala: Serviprensa, S. A. 2010. 287 p.
6. ESCOBAR, Guillermo; SALUDES, Daniel; TOLEDO, José María. *Manual de auditorías energéticas*. Madrid: Imprenta Modelo, S.L. 2003. 222 p.

7. FERRACCI, Philippe. *Cahier technique no. 199, power quality*. Alemania: Schneider Electric, 2001. 36 p.
8. FLUKE Inc. *Top 5 warning signs that you may have a hidden electrical problem*. [en línea] <<http://media.fluke.com/docs>>. [Consulta: 26 de febrero de 2015].
9. Gobierno de Hong Kong, Departamento de Servicios Eléctricos y Mecánicos. *Guidelines on energy audit*. China: EMSD, 2007. 61 p.
10. GONZÁLEZ LÓPEZ, Francisco Javier, *Fundamentos teóricos sobre armónicas*. 2a ed. Guatemala: Formación Siglo XXI, 1999. 170 p.
11. LYNN PRICE, Ali Hasanbeigi. *Industrial Energy Audit Guidebook: Guidelines for conducting an energy audit in industrial facilities*. Estados Unidos de Norte América: Departamento de Energía. 2010. 91 p.
12. NIETO GALLINO, Vicente Gastón; ALVARADO MORENO, Otto. *Calidad de energía eléctrica: análisis armónico de sistemas eléctricos de potencia*. Estados Unidos de Norte América: Universidad de Texas, 1998. 12 p.
13. PÉREZ ROJAS, Víctor Fabián; SUÁREZ SERRANO, Diana Marcela. *Prototipo analizador de calidad de parámetros de potencia eléctrica*. Colombia: Universidad Pontificia Bolivariana, Facultad de Ingeniería Electrónica, 2008. 123 p.

14. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel; CANO PLATA, Eduardo Antonio.
Calidad del servicio de energía eléctrica. Colombia: Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2003. 387 p.

Anexo 2. Vista de bombas y motores del *Chiller*



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Anexo 3. Placa del transformador principal

1000 65°C 60Hz

CP 1350011059 0001DP13KFRA

13200 ONAN

480Y/277 5.7 %Z @85°C MFG DATE 00113

HV KV BIL 95
 HV NEUTRAL KV BIL --
 LV KV BIL 30
 HV/LV CONDUCTOR AL/AL

PCB CONTENT LESS THAN 1 PPM AT TIME OF MANUFACTURE
 CAUTION - READ INSTRUCTION MANUAL S210-12-1

APPROX. WEIGHT IN LBS.

CORE & COIL UNDRAWN	2620
TANK & FIT	1956
FLUID: OIL GALLONS: 233	1736
TOTAL	6312

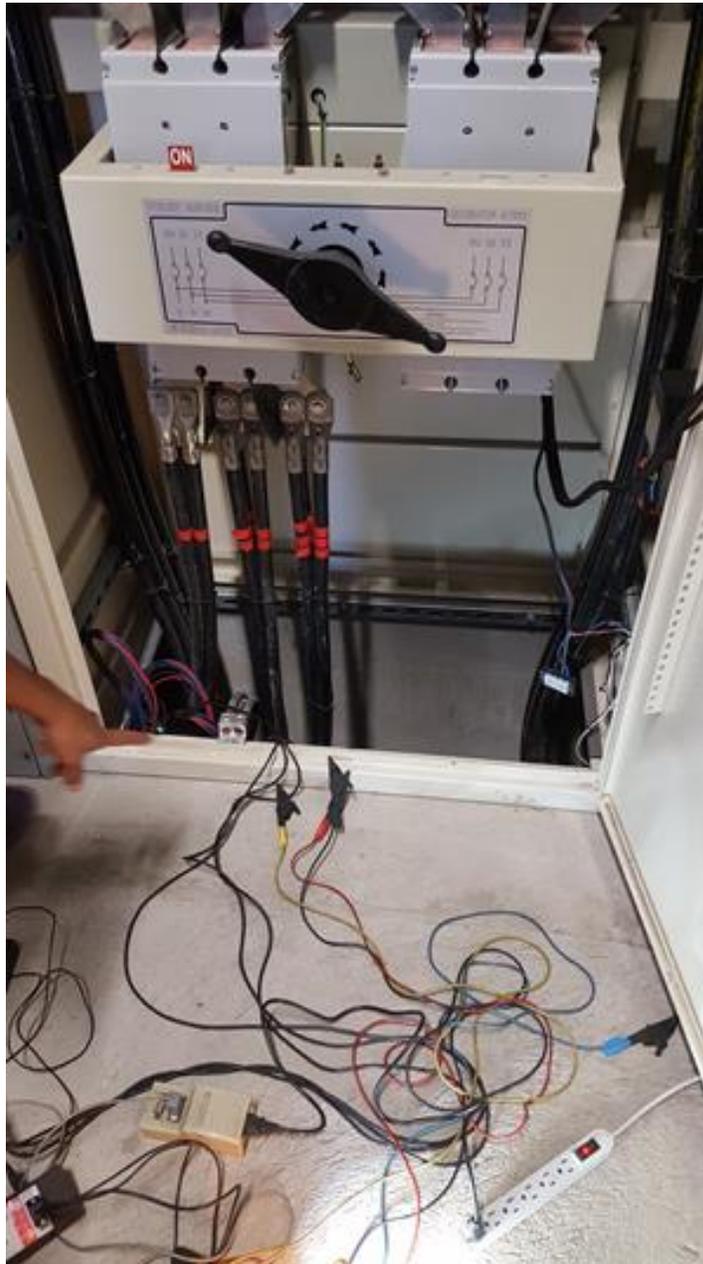
TAP	VOLTAGE	MAX AMPS
A	13860	41.7
B	13530	42.7
C	13200	43.7
D	12870	44.9
E	12540	46.0

MAX AMPS AT 1000 KVA
 3%Z AT BASE KVA AND RATED VOLTAGE

ISO = 3001861A07M
 BAY = 4000358C14

Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Anexo 4. Conexión del medidor de redes AR 5 de la casa CIRCUTOR



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

Anexo 5. Cuarto de operaciones previo a la instalación del equipo de cómputo



Fuente: Administración de Call Centers, S. A.

