



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO REMOTO EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO
ELÉCTRICO Y AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA**

Julio Eduardo Pascual Aj

Asesorado por el MSc. Ing. Gerson Armando Arredondo Pérez

Guatemala, abril de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO REMOTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JULIO EDUARDO PASCUAL AJ

ASESORADO POR EL MSC. ING. GERSON ARMANDO ARREDONDO
PÉREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

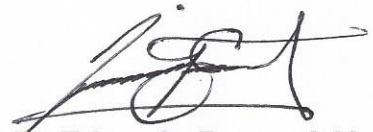
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

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:

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO REMOTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 15 de enero de 2019.



Julio Eduardo Pascual Aj

Guatemala, 15 de enero de 2019.

Director
Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Presente.

Estimado Director:

Reciba un atento y cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado los cursos aprobados del primer año y el Diseño de Investigación del (la) estudiante **Julio Eduardo Pascual Aj** carné número **999000734**, quien opto la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la **Maestría en Energía y Ambiente**.

Y si habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Sin otro particular, atentamente,

Gerson Armando Arredondo Pérez
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 14,032

MSc. Ing. Gerson Armando Arredondo Pérez
Asesor (a)

"Id y Enseñad a Todos"

MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes M.
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético



M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Cc archivo/LZ.L.A.

RESOLUCIÓN DE JUNTA DIRECTIVA: Proceso de Graduación aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011.

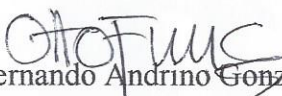


REF. EIME 06. 2018.
Guatemala, 25 de FEBRERO 2019.

FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística de su Proyecto de Graduación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO REMOTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, presentado por el estudiante universitario; JULIO EDUARDO PASCUAL AJ, considerando que el protocolo es viable para realizar el Diseño de Investigación procedo aprobarlo, ya que cumple con los requisitos establecidos por la Facultad de Ingeniería.

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Otto Fernando Andriano González
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica



Universidad de San Carlos
de Guatemala

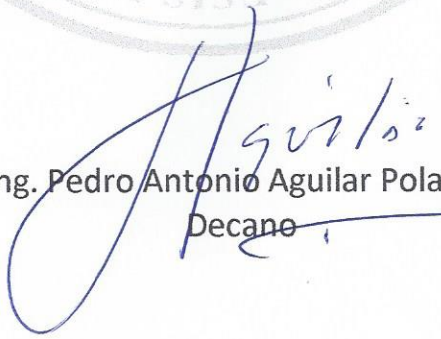


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 189.2019

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: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MONITOREO REMOTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y AUMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA**, presentado por el estudiante universitario: **Julio Eduardo Pascual Aj**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, abril de 2019

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Porque cada día bendice mi vida con la hermosa oportunidad de estar y disfrutar al lado de mi familia.

Mis padres

Por ser los principales promotores de mis sueños.

Mis hermanos

Por sus consejos y con sus ejemplos han guiado mis estudios.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios, y brindarme las herramientas para mi crecimiento profesional.

Facultad de Ingeniería

Por brindarme la oportunidad de aprender dentro de sus aulas y formarme profesionalmente.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
1. INTRODUCCION	1
2. ANTECEDENTES	5
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
4. JUSTIFICACIÓN	13
5. OBJETIVOS	15
5.1. General.....	15
5.2. Específicos	15
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN (ALCANCES).....	17
7. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.....	21
7.1. Transformadores de distribución	21
7.2. Principios de funcionamiento.....	21
7.2.1. Tipos de transformadores	22
7.2.2. Monofásicos.....	22
7.2.2.1. Trifásicos	24

7.2.3.	Conexión de transformadores	25
7.2.3.1.	Estrella secundaria (Y)	25
7.2.3.2.	Delta secundaria (Δ).....	28
7.2.3.3.	Delta abierta secundaria.....	30
7.3.	Pérdidas en los transformadores de distribución	31
7.3.1.	Pérdidas técnicas	32
7.3.1.1.	Pérdidas por efecto Joule.....	34
7.3.1.2.	Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas (Foucault).....	35
7.3.2.	Pérdidas no técnicas	35
7.4.	Indicadores de calidad del servicio y medio de comunicación	37
7.4.1.	Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)	38
7.4.2.	Sistemas de medición y control de la calidad del servicio eléctrico	39
7.4.3.	Obligaciones del distribuidor	40
7.4.4.	Calidad del producto	41
7.4.5.	Tiempos y frecuencia de interrupción.....	44
7.4.6.	Medidores de calidad de energía	45
7.4.7.	Router.....	47
7.4.8.	Comunicación remota	50
7.4.9.	Escritorio remoto	50
7.5.	Eficiencia en la red de distribución	51
7.5.1.	Eficiencia en los transformadores de distribución ...	51
7.5.2.	Mediciones de parámetros eléctricos	52
7.5.3.	Perturbaciones y factores en la red eléctrica.....	53
8.	ÍNDICE PROPUESTO	59

9.	METODOLOGÍA.....	63
9.1.	Tipos de estudio	63
9.2.	Fases de estudio	63
9.2.1.	Fase 1: exploración bibliográfica	63
9.2.2.	Fase 2: dedición y selección de la muestra	63
9.2.3.	Fase 3: recolección de datos	70
9.2.4.	Fase 4: metodología para el análisis de datos y costos del proyecto.....	75
9.2.5.	Fase 5: determinación de los beneficios ambientales	76
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	79
11.	CRONOGRAMA.....	81
12.	RECURSOS NECESARIOS.....	83
13.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Principios de funcionamiento del transformador	22
2.	Transformador autoprotegido y convencional	23
3.	Transformador trifásico montado en núcleo común	24
4.	Configuración de banco de transformadores monofásicos convencionales (trifásicos)	25
5.	Diagrama de conexión de transformadores trifásicos Y – Y	26
6.	Diagrama de conexión de transformadores trifásicos Δ – Y	28
7.	Conexión de transformadores trifásicos Y – Δ	29
8.	Conexión de transformadores trifásicos (Δ – Δ)	30
9.	Conexión delta abierta	31
10.	Medidor de calidad de energía Shark 270	47
11.	Router Billion M100	49
12.	Mapas de los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez	64
13.	Mapa del departamento de Guatemala	65
14.	Mapa de densidad de carga por área, sistema SIGRE	67
15.	Densidad de carga por área del sistema SIGRE	68
16.	Densidad de carga	69
17.	Medidor de calidad de energía Shark 270	71
18.	Esquema de instalación de equipos de calidad de energía	72

TABLAS

I.	Tolerancias admisibles respecto del valor nominal, en porcentaje	43
II.	Circuitos en el municipio de Guatemala.....	66
III.	Centros de carga	67
IV.	Densidad de carga delimitada por colores.....	69
V.	Cantidad de transformadores monitoreados.....	73
VI.	Tolerancias permisibles de acuerdo al área de estudio	73
VII.	Desbalance de tensión para la red de baja, media y alta tensión	74
VIII.	Valores máximos permisibles de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_c) a 85 °C y tensión de cortocircuito a 85 °C (U_z) para transformadores monofásicos con tensiones primarias de 13 200 V, 11 400 V, 7 620 V y 4 160 V y con potencia de 3 KVA a 75 KVA	75
IX.	Valor de cada equipo de medición.....	76
X.	Cronograma de actividades	81
XI.	Recursos necesarios para la investigación.....	83

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
4G	Cuarta generación de telefonía celular
F	Frecuencia
FIU	Frecuencia de Interrupción por usuario
FMIK	Frecuencia media de Interrupción por KVA
°C	Grados centígrados
Hz	Hertz
K	Kilo
kV	Kilovoltio
KVA	Kilo volts ampere
%	Porcentaje
3G	Tercera generación de telefonía celular
LTE	Tecnología de banda ancha inalámbrica
TIU	Tiempo de Interrupción por usuario
TTIK	Tiempo total de interrupción por KVA
CT	Transformador de corriente
PT	Transformador de voltaje
V	Voltio

GLOSARIO

Amperios	Unidad de intensidad de corriente eléctrica.
ANSI	<i>American National Standards Institute.</i>
Armónicas	Son voltajes o corrientes senoidales que tienen frecuencia de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima.
Fliker	Es un fenómeno eléctrico provocado por diferentes tipos de cargas conectados en la red eléctrica.
Foucault	Es un fenómeno conocido como corriente parasita que afectan la eficiencia de un dispositivo eléctrico provocando pérdidas que se disipan en calor.
IEC	Comisión Electrotecnia Internacional.
Joule	Es la unidad derivada del Sistema Internacional utilizada para medir energía, trabajo y calor.

Monofásico	Sistema eléctrico que está formado por una sola fase.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
RMS	Es el valor eficaz al valor cuadrático medio de una magnitud eléctrica
Transformador	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia.
Trifásico	Sistema eléctrico que esta formador por tres fases.

1. INTRODUCCION

En la actualidad la electricidad es una de las formas de energía más usadas en el mundo, las empresas requieren de la electricidad para realizar todas las labores y sus procesos de los bienes y servicios, es difícil concebir una sociedad sin el uso de la electricidad, por lo tanto, la calidad y continuidad del servicio eléctrico es un tema que debe ser tratado y abordado como tal. Las distribuidoras de energía eléctrica tienen la obligación de prestar un servicio continuo sin interrupciones, ya que de esto depende un sinnúmero de procesos que no pueden quedarse sin el suministro de electricidad, actualmente las distribuidoras de energía eléctrica pagan e indemnizan a los usuarios por no prestar el servicio de energía eléctrica, además de pagar multas y sanciones que son impuestas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), por el incumplimiento de los indicadores de la calidad del servicio eléctrico. Es necesario mencionar que la red eléctrica es una red dinámica, que naturalmente está en constante crecimiento, es decir, que este crecimiento afecta de manera directa la cargabilidad de los transformadores de distribución. Cabe recordar que los transformadores con sobrecarga provocan fallas del suministro de energía eléctrica.

El presente trabajo de graduación consistirá en la monitorización en tiempo real de los transformadores de distribución por medio de equipos de calidad de energía, se logrará una mejora en los indicadores de la calidad del servicio eléctrico y a la vez se mejorará la eficiencia de la red de distribución. Por lo anterior, surge la necesidad de la implementación del monitoreo remoto para minimizar las fallas y mantener el servicio de energía eléctrica de manera continua, ya que el monitoreo remoto permitirá de una manera instantánea ver

la situación en que se encuentra el transformador en ese momento, por lo tanto, habrá una mejora en la calidad del servicio de energía eléctrica que representará satisfacción y reducción de pérdidas para los usuarios y el distribuidor.

El resultado que se espera por la implementación del monitoreo remoto es una red más eficiente, predecible de las posibles fallas, y que puedan minimizarse los tiempos y frecuencias de las interrupciones a manera de prestar un servicio continuo sin afectar el *confort* de los usuarios. Se reducirán las pérdidas técnicas, el aporte para la distribuidora será una disminución de las pérdidas en la red y para el usuario será una red más confiable y continua. Se hará un estimado de la potencia y eficiencia de la red de distribución.

Para la implementación del proyecto se seleccionará el Municipio de Guatemala, ya que esta área es la que cuenta con mayor densidad de carga, la recolección de los parámetros eléctricos se hará por medio de un analizador de calidad de energía, este medidor deberá cumplir con los requerimientos para la obtención de los parámetros eléctricos, dicho medidor será un Shark 270, el medidor será instalado en los postes donde se encuentran los transformadores de distribución. Para cumplir con los objetivos del proyecto se cuenta con los recursos disponibles para llevarlo a cabo.

En el capítulo 1 se hará una revisión bibliográfica sobre los fundamentos teóricos del tema, en general son los conceptos básicos para entender lo que se quiere realizar. En el capítulo 2 se realizará la implementación de los analizadores de calidad de energía en los transformadores de distribución, y se procederá a recolectar los parámetros eléctricos que serán objetos de estudio, además se determinará la mejor ubicación para el monitoreo de los transformadores de acuerdo a las densidades de carga por área. En el capítulo

3 se obtendrá los resultados de las mediciones y se procederá a analizar cada una de ellas para determinar el estado de los transformadores y estimar la potencia y el beneficio energético para la distribuidora de energía. Al final se darán conclusiones y recomendaciones del estudio.

2. ANTECEDENTES

En la publicación *Monitoreo remoto de transformadores de distribución en el área de Gran Asunción, considerada una zona de alta demanda*, Quintana (2016) propone un sistema automatizado de medición para darle seguimiento a los serios problemas con la gestión de la carga de sus transformadores de distribución, y reducir la cantidad de cortes de energía. Los resultados dan importantes aportes sobre el porcentaje de fallas que se dan por sobrecarga y representan un 86,2 % del total de fallas, en el proyecto se analizó la instalación inicial de 7 500 equipos de monitoreo para cubrir la zona metropolitana. Las conclusiones a las que llegó son con la implementación del monitoreo remoto, permitió obtener datos sobre los parámetros eléctricos y el comportamiento de la carga de forma continua para cada uno de los transformadores que fueron objeto de estudio, posibilitando de esta manera al tomador de decisiones realizar las acciones orientadas a evitar que los equipos trabajen en régimen de sobrecarga, logrando de este modo un mayor aprovechamiento de la vida útil de los mismos. Además, se demostró que la implementación del sistema resulta ser económicamente viable.

En la publicación *Propuesta para el estudio de optimización de cargabilidad de transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, sector CDLA. Bolivariana*, (Zambrano y Valladares, 2012, p.18) analizan una metodología orientada a lograr la reducción de inversiones en nuevos equipos de transformación monofásicos para cargas residenciales-comerciales, mediante la mejora del factor de uso de los transformadores de la red de distribución, para ello se aprovechó la información de los perfiles de carga recopilada en la base de datos de la empresa, se tomaron 900

mediciones realizadas en transformadores de distribución mediante equipos registradores de calidad de energía. 7 días continuos de mediciones se consideraron para obtener las curvas de carga. Finalmente se presenta una alternativa de cambio en las capacidades de los transformadores, que mejoran su factor de uso. Se analizan las pérdidas de energía comparando el cambio y el efecto económico de implementar este plan en el sector, y una extrapolación global de los transformadores de distribución del sistema mediante el método propuesto. Con las mediciones de los registradores de calidad de energía se obtienen valores de factores de carga ajustados a la realidad de los consumos de los clientes de la empresa. Una correcta gestión de la capacidad instalada de los transformadores de distribución permite tener una reducción de inversiones en la adquisición de equipos nuevos, y optimizando el uso de la capacidad instalada de los transformadores de distribución se logra una reducción de pérdidas técnicas.

En la publicación *Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A.*, (Zaruma y Blacio, 2012, p.18):

Analizan que tan confiables son los alimentadores aéreos de la Empresa distribuidora Centrosur. El análisis está orientado a seleccionar dos alimentadores aéreos que sean representativos para el sistema de distribución: se selecciona uno para el área urbana y otro en el área rural. Para realizar el análisis de confiabilidad se consideran dos aspectos: estudio histórico y estudio predictivo. Los equipos para los cuales se han determinado estos parámetros de confiabilidad son: reconectores, fusibles, líneas aéreas, transformadores y seccionadores. Por otro lado, el estudio predictivo, consiste en determinar los indicadores del sistema, tales como TTIK, FMIK, SAIDI, SAIFI. El estudio histórico corresponde al cálculo de los porcentajes de falla y los tiempos de reparación para los equipos del sistema de distribución con la información de

fallas e interrupciones registrada en la empresa Centrosur. Solamente se muestran resultados de los transformadores de distribución por fines propios, transformadores de distribución, tasa de falla por año, mínima: 0,004, máxima: 0,03, promedio: 0,017, típica: 0,004, tiempo de reparación (horas), transformadores de distribución, mínima: 3, máxima: 8, promedio: 5,5, típica: 5. Las conclusiones a los que se llegó fueron; las alternativas de mejora mediante un análisis técnico- económico con el fin de determinar la solución más rentable para cada uno de los elementos aéreos analizados para la Empresa Eléctrica Centrosur.

En la publicación *Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución*, (Sánchez y Velasco, 2006, p.12) presentan una:

Aplicación software para realizar gestión de carga en transformadores de distribución y calcular los índices de calidad para el servicio de energía en el sistema de distribución, las estrategias de gestión de carga presentadas son: estimación de estado de operación del transformador ,cálculo de las pérdidas del núcleo y del hierro, y la selección de transformadores de distribución basada en criterios técnico-económicos usando curvas diarias de carga. Según los resultados se realizó la evaluación económica para tres transformadores, de 25 KV, 15 KVA y 10 KVA, que atiende una carga promedio de 3,64 KVA. Con esta evaluación se busca establecer cuál de ellos presenta el menor costo para atender la demanda en un periodo de cinco años, la evaluación económica de los tres transformadores se llevó a cabo para atender la demanda con una tasa de crecimiento de 3 % y una tasa de descuento del 12 %, las conclusiones a los que llegaron fue que, con la implementación de la aplicación del software se puede conocer el comportamiento real del sistema de distribución.

En la tesis de graduación de especialidad titulada *Pérdidas en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues*, (Dután y Javier, 2014, p.58):

Evalúan y analizan las pérdidas de energía eléctrica en los transformadores de distribución, usando el programa CYMDIST y el módulo Administrador de Perfil de Carga. A pesar de que los transformadores de distribución operan a niveles de eficiencia que oscilan alrededor del 98 %, en las redes de distribución existe una gran cantidad de transformadores instalados que generan altas pérdidas de energía y representan un costo para el sistema. Los resultados muestran que las pérdidas en transformadores de distribución son la fuente principal de las pérdidas técnicas, representando el 2,24 % de la energía disponible en el sistema de distribución en media tensión, de este valor, el 86 % corresponde a pérdidas en vacío y 14 % a pérdidas con carga.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La calidad del servicio eléctrico se mide por medio de índices e indicadores que sirven de referencia para calificar la calidad con que se prevé los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones o multas. En general se trata de brindar un servicio óptimo manteniendo los estándares de calidad (para prestar un servicio continuo y sin interrupciones al usuario final).

Los transformadores sobrecargados provocan disparos por sobrecarga y calentamiento en los devanados, lo cual se refleja en pérdidas por efecto Joule, por lo tanto, un transformador sobrecargado incide directamente en la calidad y continuidad del servicio eléctrico, la sobrecarga puede darse en una sola fase del transformador, provocando desbalance de voltaje, este a su vez provoca mal funcionamiento en los dispositivos que se encuentran conectados aguas abajo del transformador. Según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), la tolerancia para el desbalance de voltaje no debe sobrepasar el 3 % de desbalance entre fases, tomando en cuenta el voltaje nominal que el distribuidor tiene normado 120/240, 240/480 para fines de cálculo. Cabe recordar que el calentamiento provoca flojedad en los elementos eléctricos que conforman al transformador de distribución. Los elementos eléctricos en malas condiciones de operación debido a flojedad provocan interrupciones del servicio, normalmente los transformadores de distribución en su mayoría son aéreos y son instalados a la intemperie donde las condiciones son extremas, provocando deterioro y flojedad en cada uno de los elementos que conforman un transformador de distribución.

Únicamente se ha hecho énfasis en los transformadores que están sometidos a esfuerzos eléctricos y mecánicos; sin embargo, no se debe olvidar que en la red de distribución se encuentran varios transformadores subutilizados, los cuales afectan grandemente la eficiencia de la red de distribución. Existen muchos transformadores que no están aprovechando la potencia instalada de una manera adecuada.

El incumplimiento de los indicadores para la calidad del servicio eléctrico genera una gran pérdida económica no solo para la distribuidora sino también para el usuario final, además de una mala gestión energética que puede ser evitada por algún control o mecanismo, que determine si los transformadores se encuentran sobrecargados o subutilizados.

La calidad del servicio técnico está completamente relacionada con la cantidad de veces que se interrumpe el suministro de energía a un usuario en un período determinado y el tiempo total sin suministro de energía en el mismo, si no se cumple con estos indicadores se aplicarán sanciones a la distribuidora. Las sanciones tendrán la forma de bonificación que la distribuidora deberá efectuar a todos los usuarios afectados.

La calidad del producto técnico está relacionada con la regulación de tensión y el desbalance de tensión en caso de los usuarios trifásicos. Si la calidad del producto supera las tolerancias permitidas, también el distribuidor del suministro de energía debe indemnizar al usuario por incumplimiento de los indicadores.

Una mala gestión energética provoca un mayor costo de operación de la red eléctrica, los transformadores que tienen una potencia instalada mayor a lo

que requieren los usuarios se transforman en pérdidas para el distribuidor, generalmente se ven afectados por las pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde como consecuencia de un calentamiento natural. Este tipo de pérdidas se encuentran presentes en cualquier sistema de distribución de energía y no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Esto lleva a plantear la pregunta principal de estudio: ¿Cuál será la contribución en la eficiencia energética al mejorar los indicadores en la calidad del servicio eléctrico implementando el monitoreo remoto en los transformadores de distribución?

Para responder a esta interrogante se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Cómo identificar el punto óptimo para realizar el monitoreo remoto en los transformadores de distribución?
- ¿Cuál será la cantidad de transformadores sobrecargados y subutilizados que se encuentran instalados en la red de distribución y representen un ahorro de potencia al optimizar su uso?
- ¿Cuánto se ahorrará el distribuidor por temas de costos de operación de la red por la implementación del monitoreo remoto?

- ¿Cuánta energía se ahorrará el distribuidor y cuál será su beneficio ambiental?

4. JUSTIFICACIÓN

La realización de la presente investigación se justifica en la línea de investigación de la gestión y uso eficiente de la energía de la Maestría en Energía y Ambiente.

La implementación del monitoreo remoto en los transformadores de distribución proporcionará un mejor control y gestión de los activos que se encuentran en la red eléctrica. Disminuirán las indemnizaciones o multas por la frecuencia y tiempo de interrupción, la eficiencia de la red mejorará, ya que se tendrá en tiempo real todos los parámetros eléctricos que darán al ingeniero mayor información para la toma de decisiones, esto quiere decir que los tiempos para atención de reclamos disminuirán, así como los costos de operación de la red de distribución, por lo tanto, la continuidad y la calidad del servicio de energía eléctrica mejorará grandemente.

Una vez implementado el proyecto se obtendrá una mejor gestión energética, ya que se podrá determinar qué transformadores se encuentran sobrecargados o subutilizados y representan una pérdida de potencia para la red de distribución. Con el monitoreo remoto se obtendrá retroalimentación por medio de notificaciones y alarmas y se podrá verificar los niveles y tolerancias eléctricas permitidas que establece el ente regulador (CNEE). Además, proporcionará un avance tecnológico que a través del tiempo pueda integrarse a un sistema inteligente (Smart Grid).

La implementación del proyecto mejorará la eficiencia de la red eléctrica y contribuirá con el uso eficiente de la energía. El usuario será el beneficiado

debido a que los tiempos de atención de los reclamos disminuirán y la calidad y continuidad del servicio mejorará grandemente. La empresa distribuidora disminuirá las pérdidas por distribución y pago de indemnizaciones por incumplimiento en el servicio de energía eléctrica.

La pertinencia y relevancia por la implementación del proyecto será de gran beneficio para la sociedad, proporcionará una red más confiable manteniendo la continuidad para todos los usuarios, como por ejemplo hospitales, industrias y otras instituciones que requieren del servicio de energía eléctrica sin interrupciones, por otra parte generará empleo en la empresa distribuidora, porque se tendría que realizar nuevas contrataciones para poder monitorear y gestionar todos los requerimientos que esto conlleva.

La empresa que cumple la función como distribuidor de energía eléctrica debe mantener los estándares de calidad del servicio eléctrico y contribuir en el uso eficiente de la energía, por lo que aportará una red de distribución más confiable y continua para el usuario final, reduciendo las pérdidas de distribución.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Implementar el monitoreo remoto en los transformadores de distribución para mejorar los indicadores de la calidad del servicio eléctrico y su contribución en la eficiencia energética.

5.2. Específicos

- Determinar el punto óptimo para realizar el monitoreo remoto en los transformadores de distribución.
- Estimar la cantidad de transformadores sobrecargados y subutilizados que se encuentran en la red de distribución que representen pérdidas de potencia.
- Estimar cuánto se ahorrará el distribuidor por temas de costos de operación de la red de distribución y calcular el costo total por la implementación del proyecto.
- Evaluar la mejora de la eficiencia energética y su beneficio ambiental.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN (ALCANCES)

La correcta gestión de la eficiencia energética es un nicho que debe mejorar continuamente en la sociedad, ya que tiene impactos a nivel económico y de gestión ambiental como parte de las políticas que son requeridas a empresas que proveen productos y servicios. Desde el punto de vista empresarial se deben hacer esfuerzos para mitigar todos aquellos factores que inciden negativamente en dicha gestión.

Existen varios factores que inciden directamente en la gestión de eficiencia energética, entre los cuales hay varios parámetros que están relacionados a la calidad de producto y servicio con que se distribuye la energía eléctrica por parte de los distribuidores de este servicio.

Para la obtención de los parámetros eléctricos se necesita contar con medios efectivos para ese propósito y de ahí nace la importancia de investigar qué tipo de tecnología es la que mejor se adapta para la recolección y obtención de estos parámetros, esto incluye analizadores de redes, accesorios para la toma de corriente y voltaje, *router* y plan de datos móviles. Además, se necesita analizar los transformadores aéreos y su máxima potencia instalada, con el objetivo de dimensionar el medidor y los accesorios para la captura de los parámetros eléctricos, tomando en cuenta que el equipo a utilizar debe ser para intemperie.

En el mercado existen diferentes gamas de medidores que pueden utilizarse para obtener los parámetros eléctricos que se necesitan para el

estudio. Para ello hay que contactar a los proveedores de cada equipo investigado y se debe indicar que realicen la propuesta económica correspondiente de acuerdo con los requerimientos solicitados y se pedirá que proporcionen muestras para realizar las pruebas de comunicación.

Como se requiere obtener soporte en el área de comunicaciones, hay que trabajar en conjunto con el área de informática para la compra de los servidores y creación de redes virtuales privadas dentro de la corporación

Al obtener los medidores por parte de los proveedores, hay que realizar los diagramas de conexión y procedimientos para el montaje de los equipos, además del acoplamiento de cada uno de los accesorios en una caja tipo II para la correcta operación.

Este proceso tiene potencial para crecer y por ello se deben sentar las bases que permitan darle seguimiento y comprender las configuraciones de las alarmas y notificaciones, cuando se requiera integrar más equipos de medición a la red de distribución.

El resultado esperado es la detección de los transformadores de distribución con sobrecarga y subutilizados, transformadores que no están cumpliendo con las tolerancias permitidas por la CNEE, mejora en los indicadores de la calidad del servicio eléctrico y su contribución en la mejora de la eficiencia energética.

Con la implementación del monitoreo remoto se tendrá un mejor control y gestión de los transformadores de distribución, se podrá obtener en tiempo real todas las variables eléctricas que ayudarán a determinar el estado actual de los transformadores, logrando así una mejor gestión de la eficiencia energética

para la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA). Con la implementación del plan piloto ubicado estratégicamente en el departamento de Guatemala, específicamente en zona 1, se logrará demostrar los beneficios que obtendrán el distribuidor y los usuarios de este servicio.

7. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

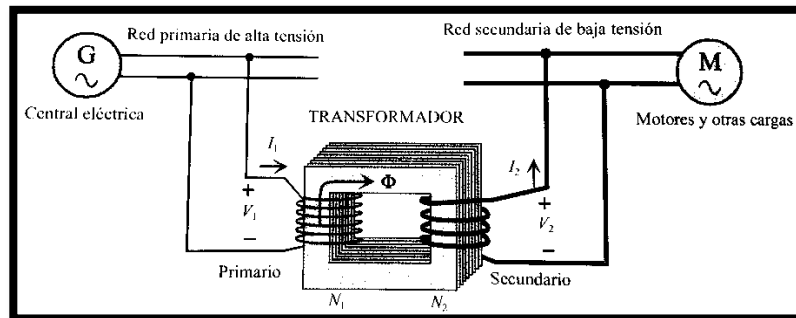
7.1. Transformadores de distribución

Estos reducen el voltaje de subtransmisión a valores utilizables en zonas de consumo comercial y doméstico, los que tienen capacidad desde 3 KVA y voltajes hasta 34,5 KV. Normalmente se instalan en postes. El transformador es una máquina eléctrica estática, constituido por dos arrollamientos que permiten transformar la energía eléctrica a diferentes magnitudes $V - I$, dependiendo de su aplicación sirve como elevador o reductor de voltaje. Esta máquina está destinada a funcionar con corriente alterna. (Mora, 2008, p. 152).

7.2. Principios de funcionamiento

Son máquinas estáticas, constituidas por dos devanados, inductor e inducido. El devanado inductor se conecta a una fuente de *c. a.* de frecuencia f_1 y se denomina primario. El devanado inducido tiene una frecuencia $f_2 = f_1$ y entrega energía eléctrica a un circuito exterior por medio de conexiones fijas; este arrollamiento inducido recibe el nombre de secundario. Para aumentar la inducción magnética del sistema y mejorar el acoplamiento entre ambos devanados, estos van arrollados sobre un núcleo cerrado común, constituido por un apilamiento de chapas magnéticas de acero al silicio, tal como se muestra en la figura siguiente. (Mora, 2008, p.164).

Figura 1. Principios de funcionamiento del transformador



Fuente: MORA, J. *Máquinas eléctricas*. p.164.

“Si la tensión entre los terminales del arrollamiento primario, V_1 , es menor que la tensión secundaria, V_2 , es decir, $V_1 < V_2$, el transformador se denomina elevador; en el caso contrario se llama transformador reductor ($V_1 > V_2$)”. (Mora, 2008, p.164).

7.2.1. Tipos de transformadores

En la actualidad existen diferentes tipos de transformadores que se clasifican de acuerdo a su funcionalidad (de potencia, comunicaciones, de medida), por sus aplicaciones (reductor de voltaje, de aislamiento, de impedancia), entre otras clasificaciones, sin embargo, por el tipo de estudio, solamente se hará énfasis en lo indicado en este apartado. (Mecafenix, 2018, p. 132).

7.2.2. Monofásicos

Frecuentemente los transformadores monofásicos son empleados para suministrar energía eléctrica para cargas residenciales, tomacorrientes,

acondicionamiento de aire y calefacción. Existen dos tipos de transformadores monofásicos, los convencionales y autoprotegidos, cada transformador se diferencia de uno con el otro por los accesorios que lo protegen. (Mecafenix, 2018, p. 136).

Los transformadores monofásicos convencionales son comúnmente usados para formar un banco trifásico o conexiones en paralelo, normalmente no llevan protección en la bobina primaria y secundaria, es por tal razón que para su instalación es necesario hacer el montaje del pararrayo y fusible.

Los transformadores monofásicos autoprotegidos tienen incorporado el pararrayo, fusible y un disyuntor, no es necesario el montaje de accesorios de protección porque estos ya lo incluyen, normalmente son utilizados para cargas monofásicas, no es recomendado realizar conexiones para formar un banco trifásico. (Electrónica Unicrom, 2016, p. 56).

Figura 2. **Transformador autoprotegido y convencional**



Fuente: INGMECAFENIX. *Transformadores*. (2018). Recuperado de: <http://www.transformadorescdm.com/productos/transformadores/monofasicos-autoprotegidos.html>.

7.2.2.1. Trifásicos

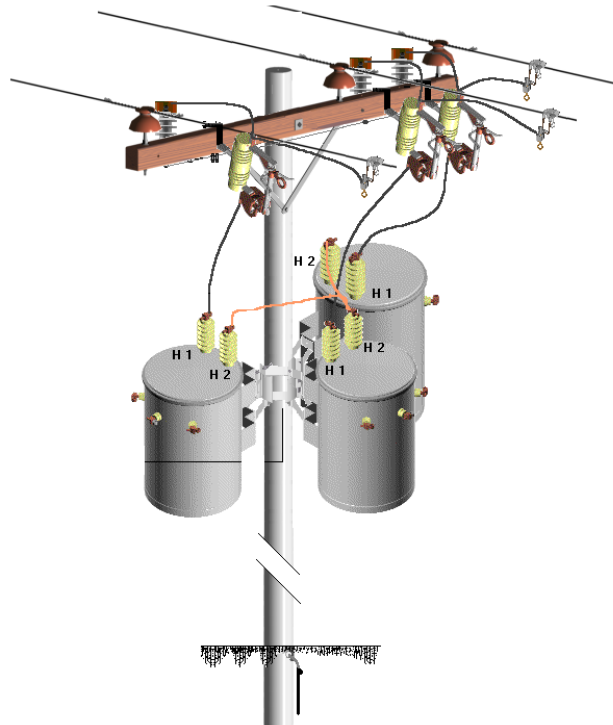
Según Mecafenix (2018): “los transformadores trifásicos son los más usados en la red de transporte y distribución de energía eléctrica, existen transformadores monofásicos montados en un núcleo común, y también podemos realizar configuraciones de tres transformadores monofásicos para formar un banco trifásicos. Este tipo de transformadores se construyen para potencias nominales también elevadas”. Sin embargo, por el tipo de estudio que se abordará se hará énfasis únicamente en la configuración de tres transformadores monofásicos convencionales montados en postes con potencias que van desde 5 KVA hasta 75 KVA, ya que esta es la mayor capacidad en que pueden ser montados en postes por normativa del distribuidor.

Figura 3. **Transformador trifásico montado en núcleo común**



Fuente: INGMECAFENIX. *Transformador trifásico*. (2018). Recuperado de:
<https://i0.wp.com/www.ingmecafenix.com/wp-content/uploads/2018/02/trifasico.png>.

Figura 4. **Configuración de banco de transformadores monofásicos convencionales (trifásicos)**



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. U.B.C. 2-1612-10.

7.2.3. Conexión de transformadores

A continuación, se presentan las conexiones más comunes encontradas en la red de distribución de EEGSA.

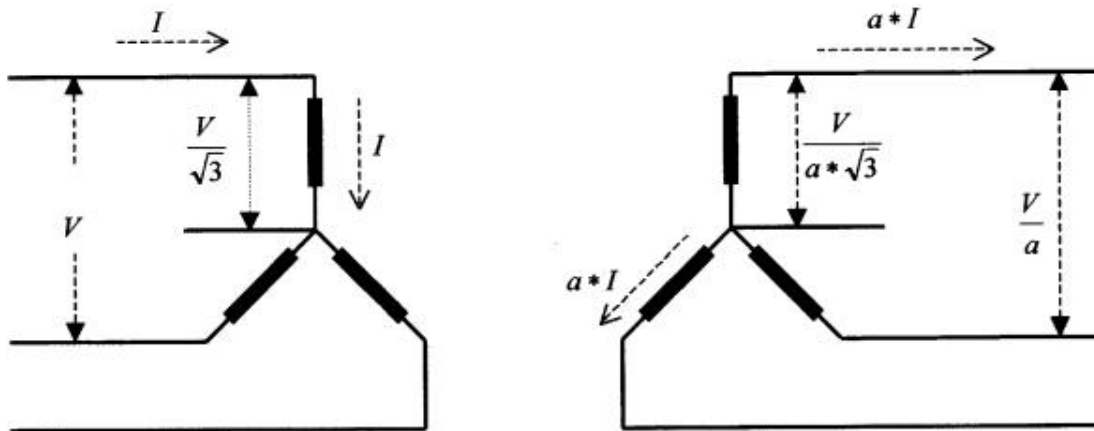
7.2.3.1. Estrella secundaria (Y)

Los siguientes tipos de conexión pueden ser: $Y - Y, \Delta - Y$, y se detallan a continuación:

Según Chapman (1990):

La conexión $Y - Y$ de transformadores trifásicos de distribución normalmente es usado para alimentar cargas trifásicas balanceadas relativamente pequeñas. En una conexión $Y - Y$, el voltaje primario en cada fase del transformador está dado por $V\phi_p = VL_p/\sqrt{3}$. Como el voltaje primario y secundario están conectados en estrella, la relación de transformación depende del número de espiras de las bobinas. El voltaje de fase en el secundario está relacionado con el voltaje de línea en el secundario por $VL_s = \sqrt{3}V\phi_p$. Por lo tanto, la relación de voltaje general en el transformador es: $\frac{Vl_p}{Vl_s} = \frac{\sqrt{3}V\phi_p}{\sqrt{3}V\phi_s} = a$

Figura 5. Diagrama de conexión de transformadores trifásicos $Y - Y$



Fuente: CONCHA, Patricio. *Diagrama de conexión*. (2018). Recuperado de:
<http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.

La conexión $Y - Y$ permite disponer del neutro en el devanado primario y secundario, normalmente se usan para cargas pequeñas o moderadas, ya que presentan inconvenientes cuando la carga no está equilibrada. "Para eliminar

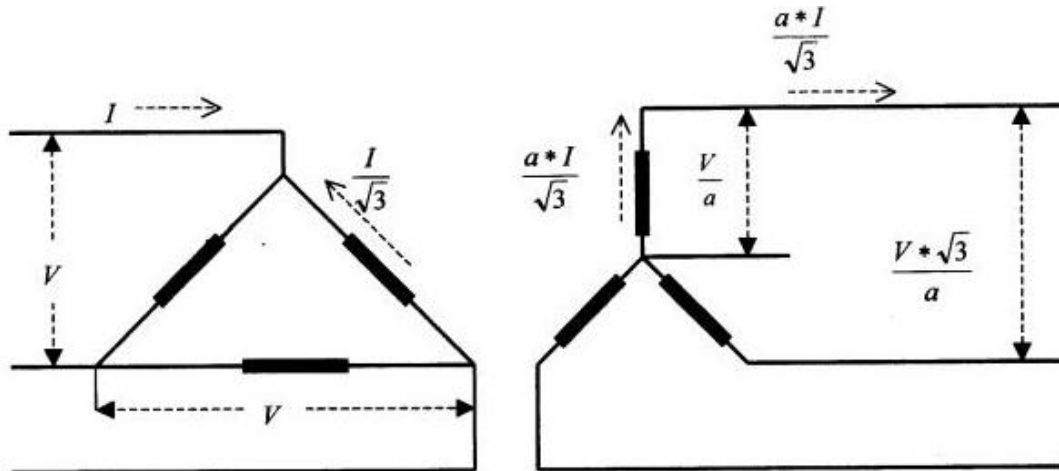
estos inconvenientes es necesario de un devanado terciario conectado en triángulo y cerrado en cortocircuito sobre sí mismo. Las fuerzas magneto motrices primaria y secundaria debidas a esta sobrecarga, se compensan en cada columna logrando que desaparezcan los flujos adicionales; y con ello, los inconvenientes que resultan de las cargas desequilibradas” (Chapman, 1990, p. 92).

La versatilidad de operación de este tipo de conexión permite usar dos transformadores cuando uno resulta averiado, además permite alimentar cargas monofásicas y trifásicas.

Conexión $\Delta - Y$. En la figura 6:

Se muestra una conexión $\Delta - Y$ de un transformador trifásico. En una conexión $\Delta - Y$, el voltaje de línea primario es igual al voltaje de fase primario V_{Lp} . Esta configuración es muy utilizado para transformadores elevadores, porque cada fase del devanado primario ha de soportar la tensión entre fase de red. Esta conexión tiene las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que el transformador en configuración $Y - \Delta$. El voltaje secundario estará en retraso con respecto al voltaje primario en 30 grados. No genera terceras armónicas de tensión, es posible trabajar con cargas desequilibradas con la opción de neutro en el lado de baja tensión. (Chapman, 1990, p. 95).

Figura 6. Diagrama de conexión de transformadores trifásicos $\Delta - Y$



Fuente: CONCHA, Patricio. *Diagrama de conexión II*. (2018). Recuperado de:
<http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.

7.2.3.2. Delta secundaria (Δ)

Según (Chapman, 1990):

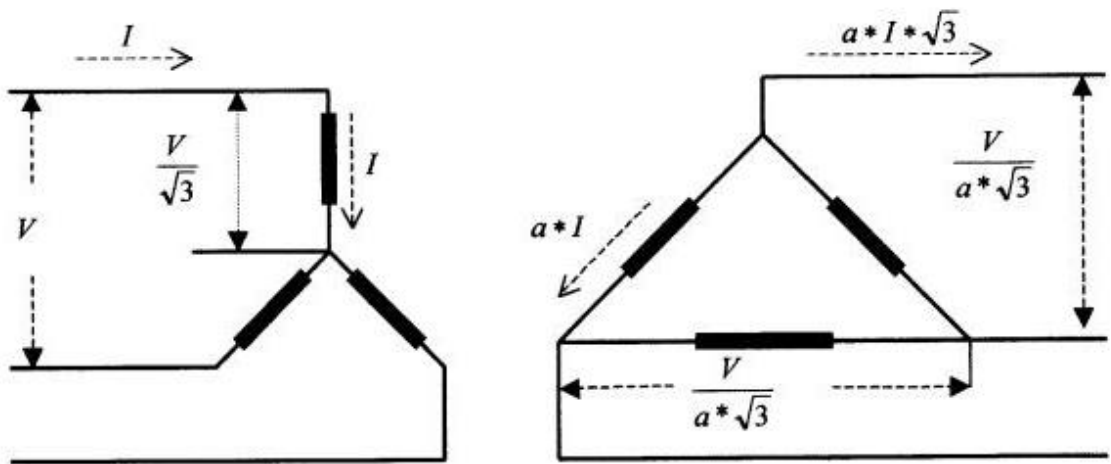
Una conexión $Y - \Delta$ se aprecia en la figura 7, en esta conexión, el voltaje de línea primario está relacionado con el voltaje de fase primario por la relación $V_{Lp} = \sqrt{3}V_{\phi p}$, mientras que el voltaje de línea secundario es igual al voltaje de fase secundario $V_{Ls} = V_{\phi s}$. Por último, la relación de voltaje para cada fase se puede expresar como $\frac{V_{\phi p}}{V_{\phi s}} = a$, la relación general entre el voltaje de línea del lado primario y el voltaje de línea en el lado secundario (p.93).

Por lo tanto, la ecuación queda así:

$$V_{Lp} / V_{Ls} = \sqrt{3}a$$

La conexión $Y - \Delta$ es utilizada para trabajar como reductor de voltaje. Esta conexión tiene ventaja porque no genera armónicas de tensión, siendo la principal razón el conductor neutro para aterrizar del lado de alto voltaje, esta conexión tiene ventajas y es la más usada en redes de distribución.

Figura 7. **Conexión de transformadores trifásicos $Y - \Delta$**



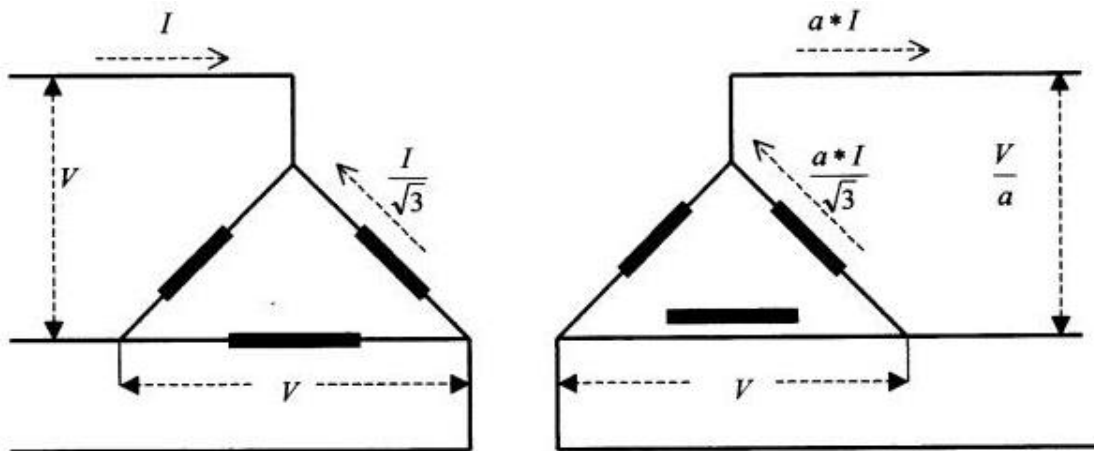
Fuente: CONCHA, Patricio. *Conexión de transformadores*. (2018). Recuperado de: <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.

La conexión $\Delta - \Delta$ se aprecia en la figura 8, en este tipo de conexión el voltaje de línea primario se define como: $V_{Lp} = V_{\phi p}$, y el voltaje de línea secundario es $V_{Ls} = V_{\phi s}$. La relación entre los voltajes es:

$$V_{Lp}/V_{Ls} = V_{\phi p}/V_{\phi s} = a$$

Tiene la versatilidad de alimentar cargas monofásicas y trifásicas simultáneamente, no genera armónicas y no tiene problemas con alimentar cargas desbalanceadas. (Chapman, 1990, p. 97).

Figura 8. **Conexión de transformadores trifásicos ($\Delta - \Delta$)**



Fuente: CONCHA, Patricio. *Conexión de transformadores II*. (2018). Recuperado de:
<http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.

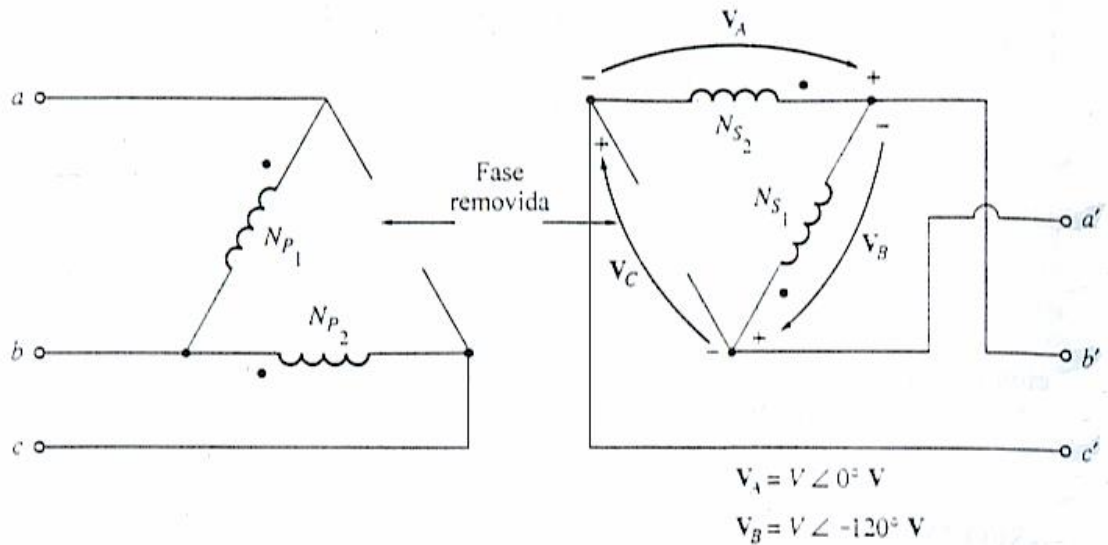
7.2.3.3. **Delta abierta secundaria**

La conexión delta abierta o en V es una conexión trifásica que se puede hacer con dos transformadores monofásicos o se puede dar en el caso de que uno de los embobinados de una conexión en delta se quede en circuito abierto.

La conexión delta abierta es una conexión que se hace de manera temporal y tiene un rendimiento del 58 % de la capacidad del banco de 3 transformadores. (Patermina, 2015, p. 25).

“La capacidad de un banco delta abierta es sólo el 57,7 % de un banco delta-delta de las mismas unidades de tamaño. Para un sistema de dos transformadores en delta abierta es de 86,6 % de la suma de la capacidad de los dos transformadores”. (Patermina, 2015, p. 56).

Figura 9. **Conexión delta abierta**



Fuente: FARADAYOS. *Conexión delta abierta*. (2018). Recuperado de:
<http://faradayos.blogspot.com/2015/01/conexion-delta-abierta-de-banco-transformadores.html>.

7.3. Pérdidas en los transformadores de distribución

Las pérdidas en los transformadores de distribución se dan en condiciones normales de operación (en vacío y plena carga), además estos dispositivos se encuentran conectados de forma continua en la red eléctrica, por lo tanto, una adecuada gestión y rendimiento de estos dispositivos mejorará la eficiencia de la red de distribución. Un transformador con elevadas pérdidas debido a sobrecarga o incluso sin carga afecta la economía del distribuidor de energía eléctrica. Las pérdidas afectan de manera directa al distribuidor de energía eléctrica y a los usuarios de este servicio, debido a que provocan deficiencias operativas, mayores costos internos de operación, impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre todo sobre la economía de las empresas distribuidoras. Uno de los esfuerzos de las distribuidoras de energía es tratar de reducir las

pérdidas durante la distribución del servicio eléctrico, sin embargo, este problema sigue latente, ya que los resultados esperados en la práctica no reflejan los frutos deseados, por lo tanto es necesario la búsqueda de soluciones innovadoras, análisis de los proyectos anteriores y la propuesta de nuevos proyectos para la reducción de las pérdidas que impactan a los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico. “El nivel de pérdidas de una Empresa Distribuidora de energía es una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa para entender el servicio demandado por sus clientes. (Chala, 2012, p. 45).

7.3.1. Pérdidas técnicas

La red eléctrica está constituida por diferentes elementos que transportan, protegen y convierten la energía eléctrica a valores consumibles, sin embargo las pérdidas técnicas están constituidas por parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su propia operación, este tipo de pérdidas no se pueden eliminar por completo, únicamente se pueden reducir implementado mejoras en la eficiencia de los elementos que componen la red eléctrica, las pérdidas pueden ser determinadas por medio de mediciones, métodos analíticos y herramientas que el distribuidor disponga. “Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras”. (Chala, 2012, p. 49).

Según Chala (2012): “este tipo de pérdidas en una empresa distribuidora de energía es normal y no pueden ser eliminadas totalmente, solo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red. Para lograr un plan adecuado de control y reducción de pérdidas técnicas, se debe de tener en cuenta los siguientes parámetros”:

- Diagnósticos para determinar el estado actual del sistema.
- Proyección de carga para cada uno de los transformadores.
- Estudios de flujos de carga para optimizar la operación de las líneas y redes.
- Realizar mediciones y analizarlas para determinar el estado actual de los transformadores.
- Alimentadores primarios con sus respectivas reconfiguraciones dependiendo de los resultados del estudio.
- Analizar la ubicación óptima de los transformadores de distribución.

“Se puede realizar una clasificación de las pérdidas técnicas según la función del componente y según la causa que las origina”. (Chala, 2012, p. 52).

- Por la función del componente.

Pérdidas por transporte de la energía eléctrica:

- En líneas de transmisión
- En líneas de media tensión
- En líneas de baja tensión

Pérdidas por transformación:

- En transmisión/ subtransmisión
- En subtransmisión/ distribución
- En transformadores de distribución

- Por la causa que las originan.
 - Pérdidas por efecto Joule
 - Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

7.3.1.1. Pérdidas por efecto Joule

No son más que pérdidas que se disipan por medio de calor, si se habla de un medio por el cual circula una corriente eléctrica este a su paso provoca fricción debido a los choques de los átomos en el material conductor, quiere decir que parte de la energía que se transporta se pierde por calentamiento en los conductores. Este efecto se denomina “Efecto Joule”. (Chala, 2012, p. 65).

- La ley de Joule enuncia que:

“El calor que desarrolla una corriente eléctrica al pasar por un conductor es directamente proporcional a la resistencia, al cuadrado de la intensidad de la corriente y el tiempo que dura la corriente”.

$$Q = I^2 * R * t \quad (Watt)$$

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en:

- Calentamiento de cables.
- Calentamiento en los bobinados de los transformadores de distribución.

7.3.1.2. Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas (Foucault)

Los transformadores dentro de su construcción constan de un núcleo de hierro, durante la etapa de magnetización del núcleo se necesita de una potencia, esta potencia se considera pérdida debido a que únicamente sirve para su magnetización y aparece en forma de calor en el núcleo magnético, no tiene otra aplicación práctica más que para magnetizar el núcleo del transformador, estas pérdidas de energía son llamadas pérdidas por histéresis. (Chala, 2012, p. 66).

Las corrientes parásitas aparecen debido a que el transformador tiene conductores que componen los bobinados (primario y secundario), estos conductores están sometidos a campos electromagnéticos variables que inducen corrientes que circulan por el volumen del conductor, estas corrientes se denominan parásitas y generan pérdidas de energía que no son aprovechadas. “Este tipo de pérdidas son consideradas pérdidas fijas, ya que solo con el hecho de energizar el circuito o el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema, aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero” (Chala, 2012, p. 68).

7.3.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se refieren a toda la energía que se pierde debido a fallas en los equipos de medición (contadores), errores de facturación y el uso ilícito de la energía por parte de usuarios ilegales. Estas pérdidas están presentes en todas las distribuidoras de energía y se traducen en pérdidas económicas para el distribuidor, esta energía no es facturada y no puede ser vendida, es decir; es una proporción de la energía que se pierde por mala

administración y control del servicio de energía eléctrica por parte del distribuidor. (Chala, 2012, p. 71).

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios:

- Clasificación según la causa que las produce:
 - Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando, comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa distribuidora de energía. En este grupo también se encuentran los usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red, y se vuelven a conectar a ésta sin autorización sin tener además medición de energía consumida.
 - Error en la contabilización de energía, comprende todos los errores de medición de contadores de energía, lectura y facturación de suscriptores excluyendo de este grupo a los casos de adulteración de los equipos de medición.
 - Error en consumo estimado (de suscriptores sin contador de energía), comprende a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo son facturados por una estimación de consumo.
 - Fraude o hurto, comprende todos los casos en los que el usuario, siendo un suscriptor de la empresa distribuidora de energía, altera intencionalmente el equipo de medición o toma directamente la energía de la red.

- Error en consumo propio de las empresas distribuidoras, comprende la energía consumida y no contabilizada por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares de subestaciones, alumbrado público, entre otros.
- Clasificación según relación con la actividad administrativa de la empresa, es evidente que un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, proceso de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales son un reflejo de la capacidad administrativa de la empresa distribuidora, o la falta de mecanismos legales para resolver estos casos, así tenemos:
 - Por registro o medición deficiente del consumo.
 - Por facturación incorrecta de los usuarios.

Todas las pérdidas de energía tienen efectos adversos para las empresas de distribución, debido a ellas, se encuentran obligados a comprar energía adicional para satisfacer la demanda aparente, con lo cual se incrementan los costos. La reducción de las pérdidas no técnicas, por lo tanto, reduce el volumen de energía que las empresas de distribución deben adquirir para satisfacer la demanda aparente que no puede facturar, e incrementa el volumen de energía eléctrica efectivamente vendida. (Chala, 2012, p. 89).

7.4. Indicadores de calidad del servicio y medio de comunicación

Los indicadores de la calidad del servicio eléctrico prácticamente nos dicen que tan bien se encuentra el suministro de energía eléctrica para el consumidor final (cliente), estos índices e indicadores son parámetros que la

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) ha emitido en sus Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), todo distribuidor de energía eléctrica que no cumple con lo establecido en la norma será objeto de estudio y sancionado tal como la rige la norma. Por lo anterior el distribuidor tiene la obligación de cumplir lo que la norma rige, actualmente el distribuidor obtiene retroalimentación por una mala calidad del servicio eléctrico a través del usuario final, sin embargo la irregularidad del servicio eléctrico representa pérdidas económicas para el distribuidor y el usuario, por lo tanto lograr un medio de comunicación directo entre el distribuidor y la calidad con que se prevé el servicio de energía eléctrica es fundamental y económicamente viable, es necesario monitorear en tiempo real los transformadores de distribución y obtener todos los parámetros eléctricos que pueden ser analizados y minimizar los tiempos de atención y solución a las eventualidades del servicio de energía eléctrica.

7.4.1. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)

Estas normas tienen como objetivo establecer los derechos y las obligaciones de los que prestan el servicio y usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, establece los índices o indicadores que sirven de referencia para calificar la calidad con que se suministran los servicios de energía eléctrica. Estas normas son para todos los que participan y que hacen uso de los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Para poder posibilitar una adecuada gradual de los participantes, a las exigencias que indican en estas Normas, se establecen cuatro Etapas consecutiva, con niveles crecientes de exigencia: Preliminar, prueba, transición y régimen. (Normas Técnicas del Servicio de Distribución, 1999, p. 6).

7.4.2. Sistemas de medición y control de la calidad del servicio eléctrico

Según NTSD (1999, págs. 8-9):

El objetivo del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución es que el distribuidor disponga de un método o sistema que pueda ser auditable permitiendo el tratamiento de las mediciones y el análisis para que pueda ser verificada la calidad del producto y del servicio técnico. Y se debe contemplar lo siguiente como mínimo:

- La relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del Producto y del Servicio Técnico, establecidos en estas Normas.
- El cálculo de las indemnizaciones.
- El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las Indemnizaciones.
- La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican.
- La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información.
- La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión; y

- Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

7.4.3. Obligaciones del distribuidor

El distribuidor dentro de su zona de servicios estará obligado a:

- Prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas.
- Cumplir, en lo que le corresponde, con todo lo consignado en estas Normas.
- Responder ante otros Participantes, por el pago de las Indemnizaciones ocasionadas por la transgresión a las tolerancias establecidas en estas Normas, ocasionadas por él o por un usuario conectado a su red, que afecten el servicio de Terceros.
- Pagar a sus usuarios las Indemnizaciones que correspondan, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, independientemente de que la causa se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor.
- Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva. (NTSD 1999, p. 18).

7.4.4. Calidad del producto

- Artículo 17. Evaluación de la calidad del Producto suministrado por el distribuidor. La Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor será objeto de evaluación mediante el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, será realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: Regulación de Tensión, Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos, Distorsión Armónica y Flicker.
- Artículo 19. Período de control. El control de la Calidad del Producto será efectuado por los Distribuidores, mediante mediciones en períodos mensuales denominados Períodos de Control, en la cantidad de puntos establecidos en estas Normas, con los equipos especializados y apropiados. Con los resultados de la totalidad de estas mediciones, se determinarán semestralmente índices o indicadores Globales que reflejen el comportamiento del Servicio Eléctrico de Distribución en los últimos doce meses.
- Artículo 20. Período de Medición. Dentro del Período de Control, el lapso mínimo para la medición de los parámetros de la Calidad del Producto será de siete días continuos, denominado Período de Medición.
- Artículo 21. Intervalo de Medición. Dentro del Período de Medición, la medición de los parámetros de Regulación de Tensión y Desbalance de Tensión será en intervalos de quince minutos. Para el caso de Distorsión

Armónica y Flicker el intervalo será de diez minutos. A estos lapsos de tiempo se les denomina Intervalos de Medición (k).

- Artículo 22. Mediciones Adicionales. Cuando el caso lo requiera y ante el reclamo de un Usuario, el Distribuidor deberá efectuar la medición de los parámetros correspondientes, en el punto de la red objeto del reclamo, utilizando los mismos Períodos e Intervalos de medición, estipulados en los artículos anteriores.

Artículo 23. Índices de Calidad. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los Usuarios afectados, según corresponda.

Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los índices o indicadores, se analizarán con base a las desviaciones del valor nominal medido, discriminados por bandas de unidad porcentual, detallada en el Artículo 26 de estas Normas.

- Índice de Calidad de Regulación de Tensión. El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal.
- Índice de Regulación de Tensión (%) = ΔV_k (%) = $(|V_k - V_n| / V_n) \times 100$.

- Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión. Todos los índices o indicadores estipulados en el Artículo anterior se calculan en relación de las tolerancias admisibles, para cada tipo de Usuario, en la Etapa que corresponda. A continuación, se establecen las tolerancias de los índices o indicadores individuales y globales.
- Tolerancias de los índices individuales. Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen. (NTSD, 1999, págs. 13-16).

Tabla I. **Tolerancias admisibles respecto del valor nominal, en porcentaje**

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO O URBANO	SERVICIO O RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	7		6		5	

Fuente: CNEE. (2016). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución*.

- Artículo 26. Indemnización por mala Regulación de Tensión. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en el Artículo 24 de estas Normas, los Distribuidores deberán indemnizar a los Usuarios afectados, hasta tanto se demuestre de manera concreta la solución del problema.

- Artículo 49. Valor Mínimo para el Factor de Potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia está en relación de acuerdo a la potencia del Usuario, de la siguiente forma:
 - Usuarios con potencias de hasta 11 kW 0.85
 - Usuarios con potencias superiores a 11 kW 0.90

- Artículo 51. Indemnización por bajo Factor de Potencia. Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión. (NTSD, 1999, págs 17 y 31).

7.4.5. Tiempos y frecuencia de interrupción

- Artículo 55. Índices de Calidad para las Interrupciones. La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

- Artículo 57. Control para las Interrupciones. A partir de la Etapa de Transición se controlarán las interrupciones mediante los índices o indicadores Globales FMIK y TTIK. Para tal fin, cada Distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio. (NTSD, 1999, págs 31 y 33).

7.4.6. Medidores de calidad de energía

Para la elaboración del estudio se optó por utilizar un medidor de calidad de energía que cumpla con las características técnicas, eléctricas y de información, amigable para el usuario, por tal razón el medidor a utilizar es un Shark 270. A continuación las características principales:

- Descripción:

El Shark® 270 es un medidor de parámetros eléctricos en forma de zócalo diseñado para aplicaciones de medidores críticos y aplicaciones de medición comercial / industrial básica. Es un equipo con una tecnología existente, que incorpora funciones de medición de ingresos de alta gama en un diseño económico.

El medidor Shark® 270 tiene la capacidad de ingresos bidireccional de cuatro cuadrantes completos que también se puede usar para la medición entre empates. Su precisión de metrología del 0.15% cumple y excede todos los requisitos de precisión de ANSI C12.20 clase 0.2% e IEC 62053-22 CL 0.2S. El medidor tiene funciones avanzadas de medición de ingresos que le permiten ser usado no solo para medir energía básica, sino también para proporcionar un complemento completo de herramientas necesarias, como la compensación de pérdida de línea / transformador, compensación CT / PT, modo de prueba avanzada, TOU perpetuo, y el registro extenso para el almacenamiento de energía de intervalo. (Faradayos 2015, p. 11).

El medidor Shark® 270 está diseñado para actualizarse en el campo. Cuando esté habilitado, proporcionará características de calidad de potencia extensas, incluida la capacidad de medir armónicos hasta el orden 40. Además,

proporcionará una forma de onda capturada de subidas de tensión y hundimientos; eventos de falla actuales; análisis de desequilibrios, incluyendo componentes simétricos; y mucho más.

- Características:
 - Cumple y excede los estándares ANSI C12.20 Clase 0,2 % e IEC 62053-22 CL 0.2S.
 - Tiempo de uso, compensación de pérdida de línea / transformador y compensación CT / PT.
 - Modo de prueba para verificar la precisión.
 - Amplia calidad de energía y grabación de forma de onda hasta 128 MB de memoria para el registro y almacenamiento de datos.
 - Nivel 2 DNP3 soporta aplicaciones SCADA.
 - Múltiples puertos de comunicación, incluyendo Ethernet opcional o IEC 61850.
 - Seguridad avanzada con capacidad de interruptor de sellado.
 - Nuevo Data Push to Cloud Servers con tarjeta Ethernet y seguridad mejorada para comunicación Ethernet.

Figura 10. **Medidor de calidad de energía Shark 270**



Fuente: Electro Industries/Gauge Techa. *Medidor de calidad de energía*. (2018). Recuperado de: <https://electroind.com/product-info/shark-270-energy-meter/>.

7.4.7. Router

A continuación, se describe el tipo de *router* que se usará como medio para la transferencia de parámetros eléctricos (datos).

El Billion M100 Advanced Industrial 4G / LTE Router es una plataforma inalámbrica fija de alto rendimiento que permite la conectividad de datos 4G Celular en tiempo real para sus dispositivos seriales y redes Ethernet existentes. El M100 proporciona una solución alternativa confiable y rentable para la continuidad del negocio. La plataforma puede servir como conexión principal o de respaldo cuando las conexiones cableadas fallan, o cuando no están disponibles o no existen.

El M100 cuenta con dos interfaces Gigabit Ethernet y una interfaz RS-232 Serial que permite la conectividad de datos para una amplia gama de

aplicaciones y segmentos de mercado verticales de máquina a máquina (M2M). El software inteligente es compatible con las opciones de LAN / WAN configurables, y la funcionalidad de nivel empresarial, como: *firewall* SPI, conmutación por error automática para un tiempo de funcionamiento sin paralelo y redundancia de red.

Tiene un diseño robusto para soportar los entornos más hostiles. La carcasa de grado industrial está diseñada para resistir el calor, el polvo, la humedad y brinda un funcionamiento a largo plazo en los entornos más difíciles. El M100 admite un rango de temperaturas extendido de -4 a 140° F (-20 a 60° C) para condiciones extremadamente difíciles como la automatización industrial, las plantas de minería, la perforación de pozos y de gas, las fábricas de manufactura y prácticamente cualquier lugar que requiera una conexión inalámbrica robusta.

Las características y especificaciones se detallan a continuación:

- Conectividad de banda ancha 4G / LTE y / o Ethernet IP (3G Fallback opcional).
- Interfaces multi-WAN (4G / LTE y EWAN) para expandibilidad de red y conectividad confiable.
- Antena de alto rendimiento para mayor cobertura, recepción de señal y eficiencia.
- Opción GNSS * 2 incorporada para el seguimiento de activos en tiempo real y aplicaciones basadas en datos de ubicación.
- Funcionalidad de enrutamiento a nivel empresarial.
- Gigabit Ethernet WAN (GbE WAN) para alto rendimiento de WAN de Cable / Fibra / xDSL.
- Gigabit Ethernet LAN.

- IPv6 listo.
- VPN IPSec asegurada con potentes DES / 3DES / AES.
- VPN PPTP asegurada con autenticación Pap / Chap / MPPE.
- L2TP VPN asegurado con autenticación Pap / Chap.
- Túnel asegurado GRE VPN.
- Servidor y cliente OpenVPN asegurado.
- Seguridad de *firewall* con prevención de DoS y filtrado de paquetes.
- Cumplimiento universal de Plug and Play (UPnP).
- Facilidad de uso con el asistente de instalación rápida.
- Factor de forma pequeño con múltiples opciones de montaje, fácil de instalar por una sola persona.
- Cerramiento endurecido con componentes industriales.
- Diseñado para resistir la hipotermia, calentar y proteger de golpes, vibraciones, entre otros.
- Solución ideal para señalización digital, vigilancia remota, máquinas expendedoras, puntos de venta minorista (PoS), servicios remotos de cuidado / mantenimiento de pacientes, SCADA.

Figura 11. **Router Billion M100**



Fuente: Billion. *Product details*. (2018). Recuperado de:
[http://www.billion.com/Communication/M2M% 20Series/Billion%20M100#parentHorizontalTab3](http://www.billion.com/Communication/M2M%20Series/Billion%20M100#parentHorizontalTab3).

7.4.8. Comunicación remota

La conexión remota es la tecnología que permite el acceso a distancia a un ordenador desde otro terminal situado en cualquier punto del planeta, por medio de una conexión de red establecida ya sea por fibra óptica o Wi-Fi. Básicamente, consiste en acceder por red a un ordenador cualquiera, mediante la identificación por IP del mismo, como si estuviera realizando de forma física y local, lo que permite un control total de ese dispositivo.

La creación y el acceso a este tipo de red se realiza mediante la utilización de software, este tipo de conexión puede realizarse mediante redes virtuales privadas, a las que tengan acceso un determinado grupo de personas, como sucede en determinadas empresas.

7.4.9. Escritorio remoto

Esta tecnología permite utilizar un terminal determinado como brazo ejecutor del usuario, limitándose a transmitir las órdenes indicadas, de modo que se obtenga un control total sobre las capacidades y funcionalidades de dicho dispositivo remoto.

Su funcionamiento es sencillo, las órdenes emitidas por el usuario se transmiten a un servidor central que interpreta esas señales eléctricas y las transmite al dispositivo remoto que quiere ser controlado, de forma que se crea una imagen virtual de ese escritorio remoto en la pantalla del otro dispositivo, lo que convierte a ese terminal en un simple dispositivo de entrada y salida, para la transferencia de datos. Ambas tecnologías están ampliamente desarrolladas, por lo que cualquier ordenador que incluya una tarjeta de red y permita la conexión a Internet puede realizar esta actividad.

7.5. Eficiencia en la red de distribución

La eficiencia en la red de distribución se ve afectada por los diferentes elementos que componen la red eléctrica. Todo componente que no esté trabajando adecuadamente incide directamente en un consumo de potencia que no satisface en ningún caso la productividad y los servicios del distribuidor, la eficiencia no es más que buscar áreas de oportunidad dentro de una corporación con el fin de mejorar sus procesos o consumos sin sacrificar el *confort* para lograr un proceso más efectivo. (Pereda, 2014, p. 32).

En el caso de una red de distribución se puede mejorar la eficiencia (reducción de pérdidas), a través de un manejo adecuado de los transformadores y conductores, además de un buen manejo de la potencia reactiva, estas medidas permiten disponer de una manera más eficiente la distribución de energía eléctrica.

Los transformadores de distribución tienen, en términos relativos, rendimientos elevados pero el hecho de que estén (normalmente) conectados 24 horas al día y 365 días al año, determina que las pérdidas puedan tener incidencia. La selección de transformadores para un proyecto debe tener en cuenta los costes de inversión de las distintas opciones, las pérdidas en el núcleo, el grado de carga de los transformadores y las pérdidas en el cobre o en carga. (Pereda, 2014, p. 38).

7.5.1. Eficiencia en los transformadores de distribución

La eficiencia de un transformador se define como la relación entre la potencia de salida de la potencia absorbida de la red por el transformador.

$$n = \frac{P2}{P1}$$

El rendimiento del transformador se reduce con la temperatura y la eficiencia. Los transformadores se enumeran con una tasa de aumento de temperatura, típicamente 80 °C, 115 °C.

Los transformadores son los componentes que transforman de un voltaje alto, a un voltaje que puede ser utilizado en nuestros hogares, estos dispositivos se les debe prestar la debida atención ya que se encuentran conectados de forma permanente y una ineficiencia en ellos afecta al usuario y al distribuidor.

En nuestras oficinas, un solo transformador puede servir las computadoras para todo el piso. En los hospitales, las salas de operaciones y las unidades de cuidados intensivos se alimentan normalmente de dos transformadores separados. Si un transformador falla o se dimensiona incorrectamente, pueden producirse interrupciones catastróficas, que no son rápidas y fáciles de arreglar. Además, los transformadores no se apagan; continúan utilizando corriente y generan calor 24 horas al día, siete días a la semana. (Electricaplicada, 2017, p. 48).

7.5.2. Mediciones de parámetros eléctricos

La calidad de la energía se puede definir como el suministro de energía eléctrica sin eventos que produzcan desviaciones en el voltaje, corriente y frecuencia nominales, que pudieran afectar la operación de un equipo de uso final o al usuario en sí.

También es posible decir que es la mejora en el transporte y distribución de la energía a través de diferentes procedimientos para prestar un buen servicio eléctrico como, por ejemplo, mediciones, análisis de mediciones, correcciones y mejoras para conservar los parámetros eléctricos que se tienen normados por el distribuidor. Esto involucra a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio.

Al tema de calidad de la energía se le ha dado mayor importancia ya que las cargas que tienen los usuarios son más sensibles a perturbaciones. Existe un gran número de perturbaciones que se presentan en el sistema eléctrico, estos problemas son muy variados y pueden tener varias causas que a continuación se mencionarán.

7.5.3. Perturbaciones y factores en la red eléctrica

- Transitorios de impulso: son una manifestación de un cambio repentino de potencia a una frecuencia distinta de la fundamental, es unidireccional en su polaridad positivo o negativo. Se caracteriza por su tiempo de amplitud y por el tiempo en que se presenta, la causa más común son las descargas atmosféricas. Sin embargo, también se pueden dar por realizar maniobras en la red y cambios repentinos de cargas muy grandes.
- Oscilatorios: son transitorios cuyo valor instantáneo de voltaje cambia rápidamente de polaridad, son ocasionados por la maniobra de equipos, desconexión de líneas, bancos de capacitores, estas oscilaciones tienen un rango de tiempo y una frecuencia característica como se muestra a continuación: Baja frecuencia (< 5 KHz con una duración de $.3 - 50 \mu s$)

Media frecuencia (5 – 500 KHz con duración de 20 μ s) Alta frecuencia (0 – 55 KHz con duración de 5 μ s).

- Interrupciones sostenidas: son aquellos decrementos de voltaje de alimentación por un periodo de tiempo que excede a 1 minuto, por lo general son fallas de naturaleza permanente y que necesitan de intervención manual para su restauración.
- Desbalance de voltaje: normalmente es aplicable para configuraciones trifásicas, sin embargo, también se da en los sistemas monofásicos, al cargar una sola fase ocurre un desbalance que afecta los equipos que se encuentran conectados en este sistema. Lo que da problemas de sobrecalentamiento en alguna de las fases.
- Distorsión en la forma de onda: es una deformación de la onda senoidal ideal a la frecuencia fundamental, entre ellos los siguientes:
COMPONENTE DE CD: Es la presencia de corriente directa en el sistema de corriente alterna, este fenómeno puede ser causado por la presencia de rectificadores de media onda o aparatos que incluyan diodos.
- Armónicos: son voltajes o corriente senoidales que tienen frecuencia de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, estas formas de onda se combinan con la fundamental y provocan distorsión en la forma de onda y son causadas por las características no lineales de los aparatos o cargas del sistema. Los efectos de los armónicos provocan deterioro del aislamiento de los componentes de la red, bajo rendimiento y calentamiento.

- *Notching*: es un disturbio periódico del voltaje causado por la operación normal de aparatos de electrónica de potencia cuando se realiza la conmutación de una fase a otra. La causa más común de este fenómeno son los convertidores trifásicos, ya que al realizar la conmutación entre cada fase se está provocando un cortocircuito. Medio ciclo es la duración del disturbio (0,5 ciclos).
- Ruido: son señales eléctricas en un ancho de banda menor a 200 KHz superpuestas a la fundamental de corriente o voltaje del sistema. En los sistemas de potencia puede ser ocasionado por aparatos de electrónica de potencia, circuitos de control, cargas con rectificadores y por lo general son amplificadas por un incorrecto aterrizamiento. Es necesario recordar que el ruido nunca puede eliminarse totalmente en un sistema eléctrico, el medio donde viaja esta interferencia son los conductores.
- Fluctuaciones de voltaje: son variaciones de voltaje y están presentes en cualquier distribuidora de electricidad, provocado por la conexión y desconexión de cargas, maniobras y descargas electro atmosféricas, en general es una distorsión de la onda de tensión, estas fluctuaciones de voltaje deben de variar en un % del voltaje nominal y no sobrepasar lo establecido por cada distribuidora. En el caso de Guatemala, este debe de ser 8 % para área urbana y 10 % para área rural, estos porcentajes se calculan a partir del voltaje nominal (baja tensión).
- *Flickers*: es un fenómeno eléctrico provocado por diferentes tipos de carga conectados en la red eléctrica, se aprecia de forma visual como un parpadeo en las lámparas que no poseen una regulación de voltaje adecuada, en si es una variación rápida de tensión repetitiva y permanente, este fenómeno provoca desgaste y deterioro prematuro de

los elementos eléctricos y electrónicos en una instalación, además de provocar molestias a los usuarios.

- Factor de potencia: se define como la relación que existe entre la potencia real y la potencia aparente, en general es una medida de la capacidad de una carga de absorber potencia activa, el problema que se presenta muy frecuente en los sistemas eléctricos es el llamado bajo factor de potencia, un bajo factor de potencia es cobrado por las distribuidoras como una penalización, debido a que representa para una distribuidora mayores costos de operación.
- Potencia activa: esta es la potencia que realmente consumen los equipos y que se transforma en trabajo útil, se representa por la letra “P” y su dimensional es (W). La suma de esta potencia a lo largo de tiempo es la energía que cobran las distribuidoras para un usuario (KWh).
- Potencia reactiva: la potencia reactiva es la que necesitan los equipos que usan bobinas y condensadores, prácticamente es la potencia necesaria para crear los campos electromagnéticos, esta potencia no es útil para realizar un trabajo, pero si necesario para magnetizar el núcleo en el caso de un transformador, se representa con la letra “Q” y su dimensional es KVAr (Voltio Amper Reactivos).
- Potencia aparente: la potencia aparente se designa con la letra “S” y su dimensional es KVA, esta potencia es la suma de la potencia activa (real) y reactiva (necesaria para magnetizar los campos eléctricos y magnéticos). Es el producto de la corriente y el voltaje.

- Consumos lineales: en una red eléctrica existe una diversidad de equipos instalados, entre los cuales se encuentran los consumos lineales, estos se refieren a cargas puramente resistivas, inductivas y capacitivas con valores fijos, estos no tienen asociado la electrónica de potencia, prácticamente son los que no contienen circuitos de rectificación.
- Consumos no lineales: actualmente la electrónica de potencia juega un papel muy importante en los diferentes equipos que son usados a diario dentro de una instalación, los consumos no lineales se refieren a equipos que hacen uso de la electrónica de potencia, esos son capaces de variar sus valores como, por ejemplo, variadores de velocidad, iluminación entre otros, en general podemos decir que son todos los dispositivos que contienen transistores, diodos, inductancias y bobinas. (TCHALA, 2012, págs. 1-11).

8. ÍNDICE PROPUESTO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS

ORIENTADORAS

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Transformadores de distribución

1.1.1. Principios de funcionamiento

1.1.2. Tipos de transformadores

1.1.1.1. Monofásicos

1.1.1.2. Trifásicos

1.1.3. Conexión de transformadores

1.1.3.1. Estrella

1.1.3.2. Delta

1.1.3.3. Delta abierta

1.2. Pérdidas en los transformadores de distribución

1.2.1. Pérdidas técnicas

1.2.1.1. Pérdidas por efecto Joule

1.2.1.2. Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

- 1.2.2. Pérdidas no técnicas
- 1.3. Indicadores de calidad del servicio y medio físico para transmisión de datos
 - 1.3.1. Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)
 - 1.3.2. Obligaciones del distribuidor
 - 1.3.3. Calidad del producto
 - 1.3.4. Tiempo y frecuencia de interrupción
 - 1.3.5. Sanciones
 - 1.3.6. Medidores de calidad de energía
 - 1.3.7. *Rauter*
 - 1.3.8. *Switch*
- 1.4. Eficiencia en la red de distribución
 - 1.4.1. Eficiencia en los transformadores de distribución
 - 1.4.2. Mediciones de parámetros eléctricos
 - 1.4.3. Perturbaciones y anomalías en la red eléctrica
- 2. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO
 - 2.1. Metodología
 - 2.1.1. Determinación de la muestra
 - 2.1.2. Circuitos eléctricos
 - 2.1.3. Densidades de carga
 - 2.2. Recolección de datos
 - 2.2.1. Analizadores de calidad de energía
 - 2.2.2. Medios físicos para la recolección de datos
 - 2.2.3. Mediciones y parámetros eléctricos
- 3. RESULTADOS
 - 3.1. Resultado de las mediciones
 - 3.2. Análisis de las mediciones

- 3.2.1. Criterios para determinar el estado de los transformadores
- 3.2.2. Estimación de potencia
- 3.2.3. Operación y mantenimiento
- 3.3. Costos de operación y beneficio ambiental
 - 3.3.1. Costos de proyecto
 - 3.3.2. Costos de mano de obra
 - 3.3.3. Beneficio ambiental

4. DISCUSION DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Tipos de estudio

El presente estudio se considera de tipo cuantitativo descriptivo, pues busca determinar el estado de los transformadores de distribución, este considera la monitorización en tiempo real de las variables eléctricas mediante un equipo analizador de redes, los resultados permitirán realizar un análisis e interpretación de la situación actual, logrando una mejor gestión energética en la red de distribución.

9.2. Fases de estudio

9.2.1. Fase 1: exploración bibliográfica

En esta primera fase se revisará toda la bibliografía pertinente para la explicación del tema de estudio y con todos sus componentes. Con esta información se establecerán las bases para la implementación del monitoreo remoto en los transformadores de distribución con el fin de mejorar los indicadores en la calidad del servicio eléctrico y aumento en la eficiencia energética.

9.2.2. Fase 2: dedición y selección de la muestra

Esta segunda fase es de suma importancia, ya que se podrá definir correctamente el área de estudio y de ello depende la mejora hacia una parte de la red de distribución. Por lo tanto, se tomará en cuenta los tres

departamentos que la distribuidora tiene en concesión, los cuales son: Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

Figura 12. **Mapas de los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez**



Fuente: elaboración propia, empleando sistema GISCORP (2018).

- Delimitación del área de estudio

La implementación del proyecto tiene como objetivo realizar el mismo dentro de uno de los tres departamentos en que la distribuidora presta sus servicios, se elegirá el departamento de Guatemala ya que es el departamento con mayor consumo de energía.

El departamento de Guatemala está ubicado al centro de la república de Guatemala. Su capital es la ciudad de Guatemala y su superficie es de 2 126 km².

Figura 13. **Mapa del departamento de Guatemala**



Fuente: Gifex. *Mapa del departamento de Guatemala*. (2018). Recuperado de: <https://www.gifex.com/detail/2011-11-23-14980/Municipios-de-Guatemala-departamento.html>.

Para delimitar el área de estudio se elegirá el municipio de Guatemala por ser el municipio con mayor consumo de energía.

- Selección de circuitos eléctrico

Dentro del municipio de Guatemala se cuenta con 9 subestaciones con un total de 34 circuitos, se seleccionarán los circuitos con mayor densidad de carga.

Tabla II. **Circuitos en el municipio de Guatemala**

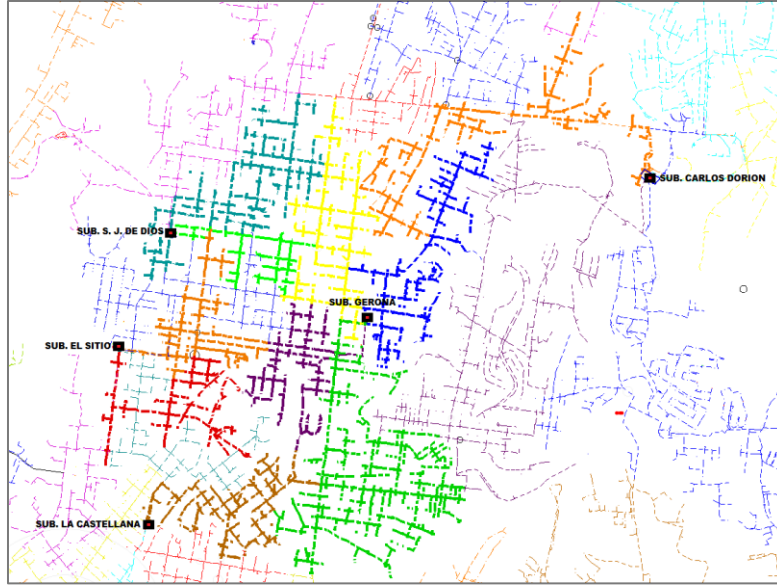
SUBESTACION	CTO	SUBESTACION	CTO	SUBESTACION	CTO	SUBESTACION	CTO	SUBESTACION	CTO
Guarda	14	Papistrachan	31	Castellana	42	Aurora	127	Ciudad Vieja	156
Guarda	15	Papistrachan	32	Castellana	43	Aurora	128	Ciudad Vieja	157
Sitio	21	Papistrachan	33	San Juan de Dios	87	Aurora	129	Kaminal	180
Sitio	22	Papistrachan	34	San Juan de Dios	504	Gerona	136	Kaminal	181
Sitio	23	Papistrachan	35	San Juan de Dios	89	Gerona	137	Kaminal	182
Sitio	24	Castellana	40	San Juan de Dios	90	Ciudad Vieja	154	Kaminal	183
Sitio	25	Castellana	41	Aurora	126	Ciudad Vieja	155		

Fuente: elaboración propia.

- Densidad de carga por área

Para saber dónde se concentra la densidad de carga se determinará por medio de bitácoras y con ayuda del sistema SIGRE.

Figura 14. **Mapa de densidad de carga por área, empleando sistema SIGRE**



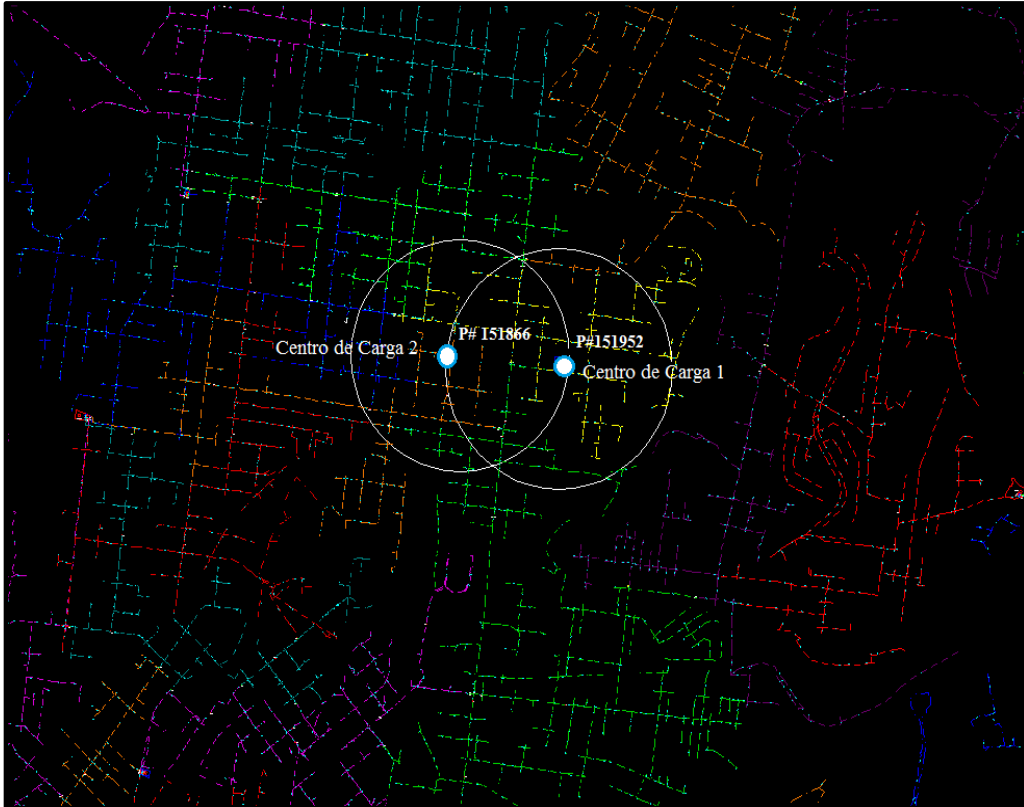
Fuente: elaboración propia, empleando sistema SIGRE (2018).

Tabla III. **Centros de carga**

Lugar	Radio	Dimensionales	Centro-Poste
Ubicación 1	500	mts	151 952
Ubicación 2	500	mts	151 866

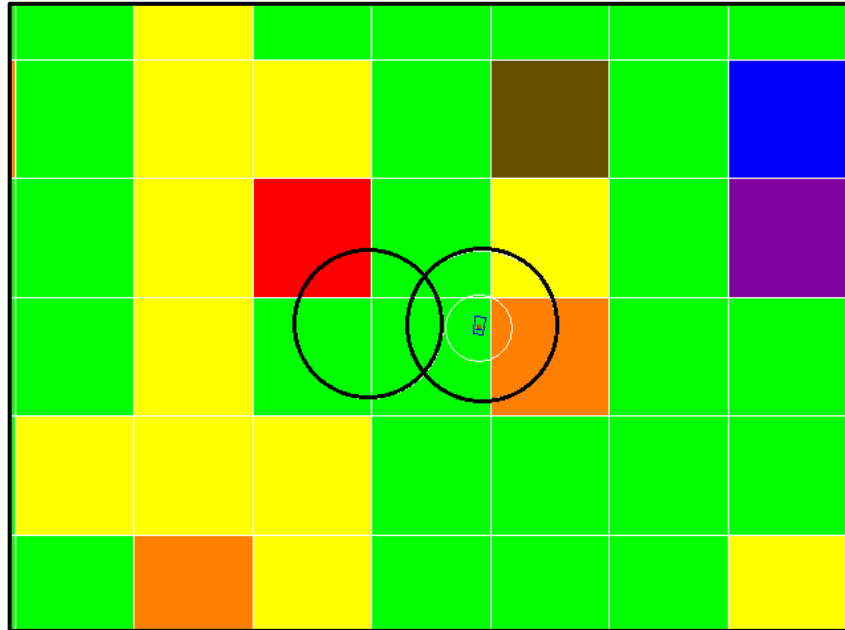
Fuente: elaboración propia.

Figura 15. Densidad de carga por área, empleando sistema SIGRE



Fuente: elaboración propia, empleando sistema SIGRE (2018).

Figura 16. **Densidad de carga**



Fuente: elaboración propia, empleando sistema SIGRE (2018).

Tabla IV. **Densidad de carga delimitada por colores**

Color	De	Hasta
Azul	0	50
Morado	51	143
Café	144	216
Verde	217	415
Amarillo	416	800
Naranja	801	1 600
Rojo	> 1 601	

Fuente: elaboración propia.

9.2.3. Fase 3: recolección de datos

Durante el proceso de recolección de datos se necesitarán analizadores de redes (Shark 270), la instalación de estos equipos será en postes eléctricos y capturarán parámetros eléctricos a cada 15 minutos, tal como lo rige la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en sus Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). Estas mediciones proporcionaran información necesaria para determinar qué transformadores ameritan intervención para una mejor gestión energética.

- Descripción del equipo

El analizador de redes a utilizarse para la recolección de datos será un SHARK 270. Según sus características técnicas se tiene lo siguiente:

- Cumple y excede los estándares ANSI C12.20 Clase 0,2 % e IEC 62053-22.
- Tiempo de uso, compensación de pérdida de línea/transformador y compensación CT/PT.
- Amplia calidad de energía y grabación de forma de onda hasta 128 MB de memoria de datos.
- El nivel 2 DNP3 es compatible con aplicaciones SCADA.
- Múltiples puertos de comunicación, incluidos Ethernet opcional o IEC 61850.
- El medidor Shark 270 está diseñado para ser actualizado en campo. Cuando esté habilitado, el medidor proporcionará amplias funciones de calidad de energía, incluida la capacidad de medir armónicos hasta la 40 orden. Además, proporcionará una forma de onda capturada de sobretensión y calidad de voltaje; eventos

de falla actuales y análisis de desequilibrio, incluidos los componentes simétricos.

Figura 17. **Medidor de calidad de energía Shark 270**

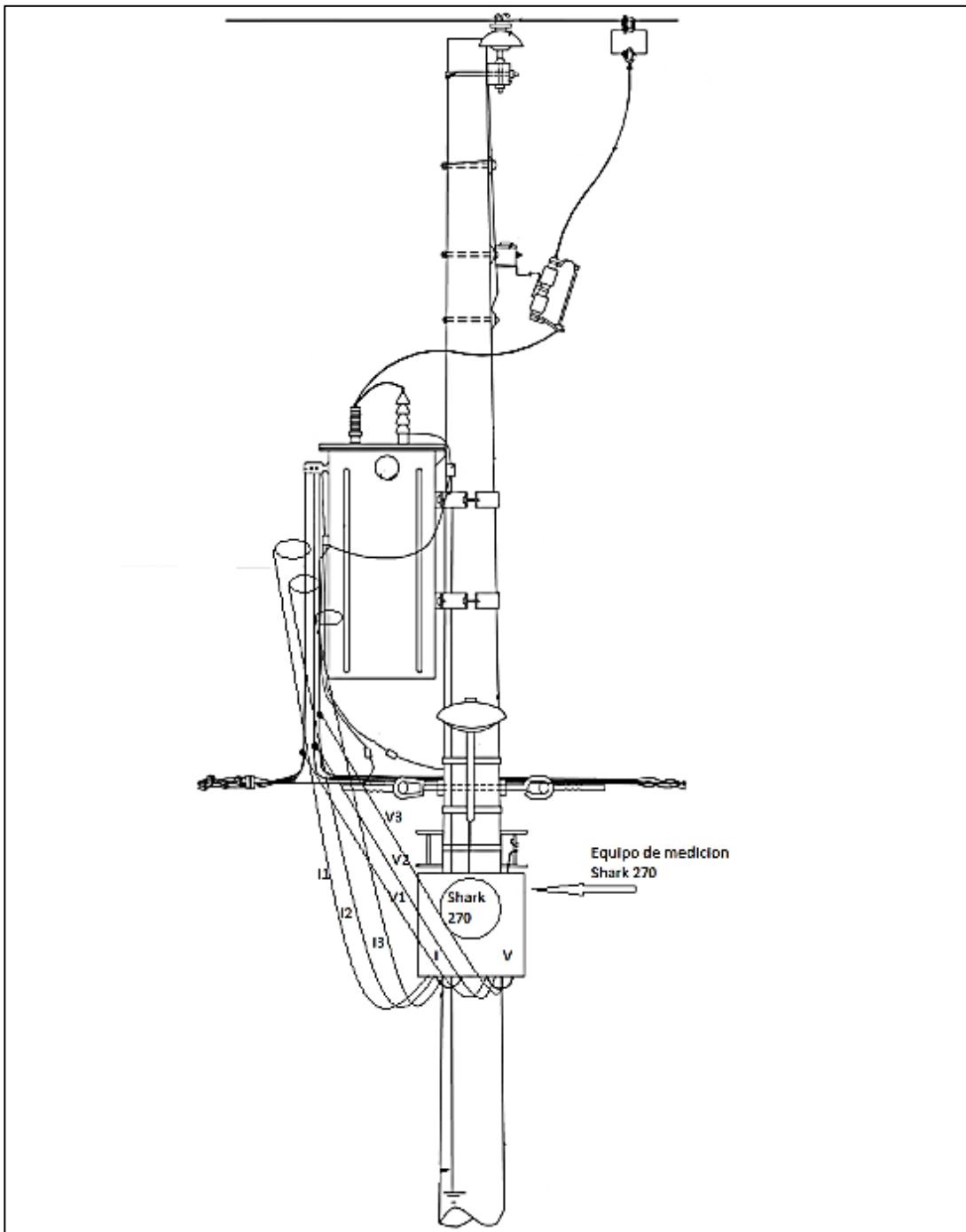


Fuente: Electro Industries/Gauge Techa. *Medidor de calidad de energía*. (2018). Recuperado de: <https://electroind.com/product-info/shark-270-energy-meter/>.

- Instalación de analizadores

Los analizadores de redes serán instalados en el municipio de Guatemala, específicamente donde se encuentra la mayor densidad de carga (zona 1, postes de referencia 151952), el contratista será el encargado de la instalación de los medidores de calidad de energía.

Figura 18. Esquema de instalación de equipos de calidad de energía



Fuente: elaboración propia, empleando sistema SIGRE (2018).

- Mediciones eléctricas

Las mediciones serán configuradas de acuerdo a los límites que la CNEE emite por medio de las normas NTSD. Todo transformador que no cumpla con lo indicado será objeto de estudio, ya sea por temas de sobrecarga, sin carga o que no estén cumpliendo con las tolerancias mínimas permitidas.

Tabla V. **Cantidad de transformadores monitoreados**

Cantidad	Ubicación	Capacidad	Sobrecarga	Subútil	Fuera
		5 KVA			
		10 KVA			
		15 KVA			
		25 KVA			
		37.5 KVA			
		50 KVA			
		75 KVA			

Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Tolerancias permisibles de acuerdo al área de estudio**

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO O URBANO	SERVICIO O RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	7		6		5	

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2018). *Nomás Técnicas del Servicio de Distribución.*

Tabla VII. **Desbalance de tensión para la red de baja, media y alta tensión**

TENSION	DESBALANCE DE TENSION, ΔDTD, EN %
	ETAPA DE REGIMEN A Partir del Mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2018). *Nomás Técnicas del Servicio de Distribución.*

- Estimación de potencia

En este apartado se hace énfasis únicamente en la comparación en las pérdidas técnicas a manera de optimizar los transformadores de distribución, las pérdidas técnicas se clasifican en: pérdidas por efecto Joule (calentamiento), pérdidas por transporte, pérdidas por transformación, pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Las pérdidas por efecto Joule se definen como una corriente eléctrica al cuadrado que atraviesa un conductor con una resistencia (X), a través de tiempo.

$$Q = I^2 * R * t \text{ (Watt)}$$

Las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas se representan por medio de una potencia que sirve exclusivamente para magnetizar el núcleo de un transformador, quiere decir que depende de la capacidad de un transformador, por lo tanto es aquí donde entran en análisis los transformadores que se

encuentran subutilizados. A continuación se presentan tablas de acuerdo al estudio realizado por grupo EPM:

Tabla VIII. **Valores máximos permisibles de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_c) a 85 °C y tensión de cortocircuito a 85 °C (U_z) para transformadores monofásicos con tensiones primarias de 13 200 V, 11 400 V, 7 620 V y 4 160 V y con potencia de 3 KVA a 75 KVA**

Potencia Nominal (kVA)	I_0 (% I_n)	P_0 (W)	P_c (W)	U_z (%)
3	2,5	21	70	3,0
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0
75	1,7	210	710	3,0

Fuente: EPM. *Centro de documentos*. (2018). Recuperado de: <https://www.epm.com.co/site/proveedoresycontratistas/proveedores-y-contratistas/centro-de-documentos/normas-t%C3%A9cnicas/energ%C3%ADa/especificaciones-t%C3%A9cnicas-homologadas-grupo-epm-#Transformadores-3986>.

9.2.4. Fase 4: metodología para el análisis de datos y costos del proyecto

- Tiempo y frecuencia de interrupción

Se compararán datos estadísticos de circuitos con tiempo y frecuencia de interrupciones.

- **Parámetros eléctricos**

Los parámetros eléctricos que serán tema de análisis son los siguientes: voltajes, corrientes, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, armónicos de corriente y voltaje.

- **Costo de equipos**

Se describe el costo por cada accesorio que conforma al medidor. Este consta de cables de corriente, medidor Shark 270, cables de voltaje, *router*, cables de Internet y caja *socket* tipo II (diseño de acuerdo a las dimensiones propuestas).

Tabla IX. **Valor de cada equipo de medición**

Costo del proyecto			
Descripción	Unidades	Costos	total
Shark 270			
Pinzas de corriente			
Pinzas de voltaje			
Router			
Cables Ethernet			
costo de instalación			
Caja socket tipo II			

Fuente: elaboración propia.

9.2.5. Fase 5: determinación de los beneficios ambientales

Esta última fase es muy importante, ya que una reducción de los gases de efecto invernadero está completamente relacionada con la producción de energía, quiere decir que, si se logra de una manera eficiente reducir el consumo sin sacrificar el *confort* y buscar áreas de oportunidad para lograr este

objetivo, se estará contribuyendo de una manera positiva el impacto que el ambiente recibe por la producción de energía.

- Ahorro de energía

Se procederá a recolectar los datos y se hará una comparación del antes y después de la implementación del proyecto, con el fin de comprobar el ahorro de energía.

- CO2 equivalente

La matriz energética dice que el 40 % de la producción de energía eléctrica es por combustibles de origen fósil, y el 60 % por fuentes renovables, por lo tanto la matriz energética es un mix de generación eléctrica, que puede ser calculado y de esta manera obtener el factor CO2 (unidad:Kg/Kwh). Este factor se usará para pasar el ahorro de energía después de la implementación del proyecto de una manera que pueda ser representado al CO2 equivalente que se dejará de emitir por estos conceptos.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Para cumplir los objetivos de la investigación se analizarán todas las variables de estudio y se hará uso de la estadística cuantitativa-descriptiva como herramienta para la representación de los resultados.

- Variables de estudio:

Voltaje (voltios), corriente (amperios), potencias: activa (Watts), reactiva (VAr) y aparente (VA).

Los parámetros eléctricos mencionados serán recolectados por el equipo de calidad de energía, como se describe en la metodología, dichos parámetros serán tomados en intervalos de 15 minutos, tal como lo establece la norma NTSD.

Para ello se utilizarán las siguientes herramientas:

- Tabla de datos de voltaje
- Tabla de datos de corriente
- Tabla de datos de potencias
- Curvas de voltaje y corriente en función del tiempo
- Tabla de datos de desbalance de voltaje y corriente

Las herramientas estadísticas a utilizar serán:

- Máximos y mínimos: aplicado a voltajes y corrientes.

- Promedios: aplicados a voltajes y corrientes.
- Distribución de frecuencias: para la representación de transformadores sobrecargados y subutilizados a partir de la muestra seleccionada.

11. CRONOGRAMA

Para darle un seguimiento detallado al desarrollo de la metodología se establecieron tiempos para el cumplimiento de cada una de las fases.

Tabla X. **Cronograma de actividades**

Fases de la investigación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
	Año 2019					
Fase 1: Exploracion bibliografica	■	■				
Fase 2: Definicion y selección de la muestra		■	■	■	■	■
Fase 3: Recoleccion de datos			■	■	■	■
Fase 4: Metodologia para el analisis de datos y costos del proyecto					■	■

Fuente: elaboración propia.

12. RECURSOS NECESARIOS

El presente trabajo de investigación se realizará con recursos propios del estudiante de maestría. Siendo la investigación descriptiva, se tendrán en cuenta los siguientes recursos:

Tabla XI. **Recursos necesarios para la investigación**

Recurso	Costo
Alimentación en campo	Q 600,00
Fotocopias	Q 150,00
Transporte	Q 800,00
Gastos imprevistos	Q 450,00
Asesor	Q 2 500,00
Total	Q 4 600,00

Fuente: elaboración propia.

Siendo los recursos aportados suficientes para la investigación, se considera que es factible la realización del estudio.

13. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. CNEE. (1999). *Normas Técnicas del Servicio de Distribución*. Guatemala: Resolución CNEE-09-99. 35 p.
2. DUTÁN, A. y WALTER, J. (2014). *Pérdidas en transformadores de distribución de la Empresa Eléctrica Azogues*. Cuenca, Ecuador: Empresa Eléctrica Azogues.
3. Faradayos. (2015). *Tecnología eléctrica*. Recuperado de: <http://faradayos.blogspot.com/2015/01/conexion-delta-abierta-de-banco-transformadores.html>.
4. GODOY, A. (2016). *Implementación de un sistema de monitoreo remoto para la medición de bancos de transformación en una compañía de distribución eléctrica*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de ingeniería.
5. MORA, J. (2008). *Máquinas eléctricas*. España: McGraw-Hill.
6. PATERMINA, Carlos. (2015). *Electriresidenciales*. Recuperado de: <https://electriresidenciales.blogspot.com/2015/06/conexion-delta-abierta.html>.
7. QUINTANA, D. (2016). *Monitoreo remoto de transformadores de distribución en el área de Gran Asunción, considerada una zona de alta demanda*. Paraguay: Universidad Nacional de Asunción.

8. RIVAS PAREDA, C. (2014). *Dinamo técnica: eficiencia energética en sistemas de distribución eléctrica*. Revista Gallega de Energía, Vol. 13. Recuperado de: <https://www.dinamotecnica.es/2014/03/eficiencia-energetica-en-sistemas-de.html>.
9. RUIZ, J. (2014). *Academia: pérdidas en el transformador y eficiencia*. Recuperado de: http://www.academia.edu/6355667/Perdidas_en_el_Transformador_y_Eficiencia.
10. SÁNCHEZ, A. y PATRICIA, C. (2010). *Desarrollo de la metodología EEQ S.A. para el cálculo de pérdidas con técnicas en alimentadores, y aplicación al primario de la subestación Chimbacalle*. Ecuador: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
11. SÁNCHEZ, L. y VELASCO, M. (2006). *Diseño de una aplicación para la gestión de carga en transformadores de distribución*. Venezuela: Universidad de Carabobo.
12. TCHALA. (2012). *Pérdidas en distribuciones de energía eléctrica*. Recuperado de: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1898/2/01%20Perdidas%20en%20distribucion.pdf>.
13. YUPANQUI HURTADO, Joel. (2010). *Evaluación de las pérdidas en transformadores de distribución bajo condiciones de operación*. Perú: Universidad Nacional de Centro del Perú. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

14. ZAMBRANO, L. y VALLADARES, M. (2012). *Propuesta para el estudio de optimización de cargabilidad de transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, sector CDLA. Bolivariana*. Bolivia: Universidad Politécnica Salesiana.
15. ZARUMA, V. y BLACIO, L. (2012). *Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C. A.* Ecuador: Universidad de Cuenca.

