



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

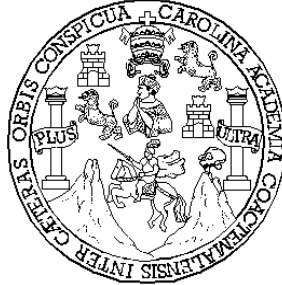
**MODELO PARA SELECCIÓN DE TRANSFORMADOR
ECONÓMICO DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN CARACTERÍSTICAS
DEL ÁREA DE CONSUMO**

AMILCAR MANUEL CASTILLO OAJACA

ASESORADO POR: ING. EDGAR FLORENCIO MONTÚFAR URIZAR

Guatemala, mayo de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELO PARA SELECCIÓN DE TRANSFORMADOR
ECONÓMICO DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN CARACTERÍSTICAS
DEL ÁREA DE CONSUMO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

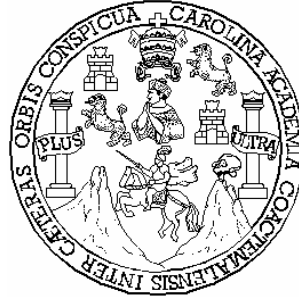
AMILCAR MANUEL CASTILLO OAJACA

ASESORADO POR: ING. EDGAR FLORENCIO MONTÚFAR URIZAR
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

MODELO PARA SELECCIÓN DE TRANSFORMADOR ECONÓMICO DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONSUMO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 12 de mayo de 2003.

Amilcar Manuel Castillo Oajaca

AGRADECIMIENTO ESPECIAL PARA

MIS HERMANOS

Por todos los momentos compartidos.

MIS TÍOS

Por que siempre han estado allí para ayudarme, cada vez que lo he necesitado, especialmente a Tío Luis, Tía Chata y Tía Lucy.

MIS PRIMOS

Por todo el apoyo que me han brindado, en especial para Fernando y Nancy, por todos sus consejos.

MIS ABUELITOS

Jorge, por todo su cariño.

Meme (QPD); por toda la herencia de sabiduría.

Juanita (QPD), porque siempre me recibió con los brazos abiertos.

MIS AMIGOS

Por todos los momentos compartidos, especialmente a Angel, Erwin, Fernando (chato), Pedro...

MI ASESOR

Ing. Edgar Montúfar; porque sin sus consejos y su gran sabiduría no hubiera sido posible terminar este trabajo.

A TODOS AQUELLOS

Que de alguna forma han colaborado conmigo, y que por razones del destino no puedo nombrar en este momento, gracias mil.

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS

Ser de inigualable sabiduría, quien ha acompañando cada momento de mi existir.

MIS PADRES

Por haber sido ejemplo de contancia, amor y comprensión; por haber hecho de mí lo que soy.

MI ABUELITA

Chonita, por todo su amor y consejos.

CANDY

Por ser quien ocupa el lugar más especial dentro de mi corazón. Por ser ese ser.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
HIPÓTESIS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. TRANSFORMADORES.....	1
1.1 Constitución del transformador.....	3
1.2 Transformadores monofásicos.....	3
1.2.1 Transformador tipo convencional.....	4
1.2.2 Transformador tipo completamente autoprotegido “c.s.p”..	6
1.2.3 Transformador tipo subterráneo.....	9
1.2.4 Transformadores tipo pedestal.	10
1.3 Uso de transformadores de distribución en Guatemala.....	13
1.4 Consideraciones en la elección de transformador.....	14
1.5 Teoría elemental de transformadores.....	15
1.5.1 Transformador ideal.....	15
1.5.1.1 Potencia en un transformador ideal.....	17
1.5.1.2 Transformación de la impedancia por medio de un transformador.....	18
1.5.2 Transformador real.....	20
1.5.2.1 Circuitos equivalentes.....	21
1.5.3 Pérdidas de potencia en un transformador.....	24

2.	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.1	Estructuras en baja tensión.....	30
2.1.1	Red radial sin amarres.....	31
2.1.1.1	Red subterránea.....	31
2.1.1.2	Red aérea.....	32
2.1.2	Red radial con amarres.....	32
2.1.3	Red mallada o red automática en baja tensión.....	33
2.2	Estimación de la carga.....	34
2.3	Clasificación de las cargas.....	34
2.3.1	Localización geográfica.....	35
2.3.2	Tipo de utilización de la energía.....	35
2.3.3	Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).....	36
2.3.4	Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas.....	37
2.3.5	Tarifas.....	38
2.3.6	Especiales.....	38
2.4	Caracterización de la carga.....	38
2.4.1	Potencia eléctrica.....	39
2.4.2	Demanda.....	39
2.4.3	Carga conectada.....	41
2.4.4	Demanda diversificada y factor de diversidad.....	42
2.4.5	Distribución y densidad de carga.....	44
2.4.6	Crecimiento de la carga.....	45
2.4.7	Factor de potencia.....	48
3.	ELABORACION DE UN PROCEDIMIENTO PARA CÁLCULO DE ACUERDO CON LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONSUMO.....	49
3.1	Limitantes dentro del estudio.....	51

3.2 El transformador y su alcance en la red de distribución.....	52
3.2.1 Cálculo del número de postes que puede servir un transformador según su capacidad.....	52
3.2.2 La longitud del alimentador de baja tensión.....	53
3.2.3 Carga del transformador de baja tensión.....	53
3.2.4 La corriente por poste.....	54
3.2.5 La corriente por lado.....	54
3.2.6 Número de vanos por ramal en cada lado.....	55
3.2.7 Limitación por regulación de voltaje.....	55
3.3 Impedancias disponibles de acuerdo al tipo de conductor utilizado en la construcción de redes de baja tensión.....	56
3.4 Cálculo de pérdidas en conductores de baja tensión por transformador.....	58
3.4.1 Pérdidas de potencia en la baja tensión.....	58
3.4.2 Pérdidas de energía en baja tensión.....	62
3.4.3 Valor presente del costo de pérdidas.....	65
3.4.3.1 Costo en quetzales del conductor por km.....	65
3.4.3.2 Costo en quetzales del conductor.....	65
3.4.3.3 Costo del conductor de baja tensión, incluyendo su valor presente de pérdidas.....	66
3.5 Cálculo del costo de las instalaciones de baja tensión por transformador.....	67
3.6 Cálculo del valor presente de un transformador de distribución monofásico.....	67
3.6.1 Costos de instalación.....	69
3.6.2 Costo de pérdidas de potencia en un transformador.....	70
3.6.3 Costo de pérdidas de energía en un transformador.....	73
3.6.4 Valor presente total de un transformador.....	75

3.7	Valor presente de un transformador y de la baja tensión asociada.....	76
3.8	Caso de comparación.....	77
3.8.1	El transformador excedente.....	79
3.9	Costo del transformador excedente por grupo.....	80
3.10	Cálculos por grupo incluyendo la media tensión.....	82
3.10.1	Baja tensión del grupo simétrico de transformadores.....	83
3.10.2	Longitud total de la baja tensión.....	83
3.10.3	Longitud de la línea en media tensión.....	84
3.10.4	Pérdidas en media tensión.....	85
3.10.5	Corriente por transformador en lado de baja tensión.....	86
3.10.6	Corriente por transformador en el lado de media tensión....	86
3.10.7	Cálculo de pérdidas en media tensión por transformador....	86
3.10.8	Cálculo de pérdidas totales en media tensión.....	87
3.10.9	Pérdidas de potencia en media tensión.....	88
3.10.10	Porcentaje de pérdidas.....	88
3.10.11	Valor presente de pérdidas de potencia.....	89
3.10.12	Valor presente de pérdidas de energía.....	91
3.11	Costo de la energía no servida (cálculo por grupo):.....	95
3.11.1	Cálculo del número de fallas por año.....	96
3.11.2	Tiempo de interrupción.....	97
3.11.3	Valor de la energía no servida.....	97
3.12	Cálculos finales para obtener el transformador económico de distribución de acuerdo con las características del área de consumo.....	100

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PARA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO CON LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONSUMO..... 103

CONCLUSIONES..... 123

RECOMENDACIONES..... 125

BIBLIOGRAFÍA..... 127

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Diagrama de transformador.....	2
2. Diagrama eléctrico del transformador convencional.....	5
3. Aspecto físico de un transformador convencional.....	5
4. Diagrama eléctrico del transformador autoprotegido.....	8
5. Aspecto físico de un transformador autoprotegido.....	8
6. Aspecto físico del transformador tipo pedestal.....	13
7. Representación de un transformador ideal.....	16
8. Definición de impedancia.....	19
9. Transformador real.....	20
10. Transformador real sin carga conectada al secundario.....	21
11. Circuito equivalente de un transformador real.....	23
12. Circuito equivalente de transformador real referido al lado primario.....	24
13. Red de operación radial.....	29
14. Red de operación en paralelo.....	30
15. Red Mallada de baja tensión.....	33
16. Curva de transformador conectado a un sistema de distribución.....	40
17. La magnitud de la demanda máxima.....	41
18. Comportamiento de la carga.....	42
19. Predicción de la carga.....	48
20. Sumatoria de corriente por poste.....	58

21. Gráfica de selección económica de transformador de distribución de acuerdo con las características del área de consumo (grupo de usuarios). Valor en quetzales de acuerdo a la carga por poste y longitud del vano 42.3 m.....119

22. Gráfica de selección económica de transformador de distribución de acuerdo con las características del área de consumo (grupo de usuarios). Valor en quetzales de acuerdo a la longitud del vano y demanda de 3 kW/poste.....120

TABLAS

Tabla I. Densidades de carga de acuerdo a la zona de distribución.....	35
Tabla II. Características de conductores disponibles para construcción de redes de distribución.....	57
Tabla III. Valor en dólares de un transformador de distribución.....	68
Tabla IV. Valor en dólares de la instalación de un transformador de distribución.....	69
Tabla V. Valores característicos de pérdidas en transformadores de distribución monofásicos.....	70
Tabla VI. Características de falla en transformadores de distribución.....	96
Tabla VII. Datos para evaluación de transformador económico.....	104
Tabla VIII. Potencia que suministra cada transformador en kw.....	105
Tabla IX. Número de transformadores según capacidad.....	107
Tabla X. Número de postes que alimentará un transformador.....	108
Tabla XI. Valor presente de transformadores por grupo según capacidad....	109
Tabla XII. Calibre del conductor económico a utilizar.....	110
Tabla XIII. Valor presente de pérdidas en baja tensión por grupo.....	111
Tabla XIV. Costo total de la línea de baja tensión por grupo.....	112
Tabla XV. Valor presente de pérdidas en media tensión por grupo.....	113
Tabla XVI. Costo total de la línea de media tensión.....	114
Tabla XVII. Valor presente de la energía no servida.....	115
Tabla XVIII. Precio total en quetzales grupo transformador de distribución...	117

GLOSARIO

Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a 1000 voltios.
Carga	Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede ser medida en kW, kVAr o kVA.
Factor de pérdidas	Para un sistema se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de potencia disipada en pérdidas en un tiempo dado.
Factor de potencia	Coseno del ángulo existente entre la potencia activa y la potencia aparente.
Red primaria	Alimenta transformadores de distribución en el lado de media tensión.
Red secundaria	Salida de los transformadores de distribución, alimenta a consumidores finales.
Media tensión	Nivel de tensión comprendido entre 1000 y 69000 voltios.

NTSD

Normas técnicas del servicio de distribución, emitidas por la comisión nacional de energía eléctrica de Guatemala, en septiembre de 1999.

RESUMEN

El transformador es una máquina eléctrica, estática, de corriente alterna que transforma en forma inversa la tensión y la intensidad de la potencia eléctrica; es decir, si disminuye la tensión aumenta la intensidad y viceversa. Es muy útil porque permite distribuir económicamente la potencia eléctrica y utilizarla con seguridad y economía en los puntos de consumo.

Su constitución básica es un núcleo laminado de material ferromagnético, 2 devanados, primario y secundario; por donde circula la intensidad de corriente y en cuyos bornes aparece la tensión eléctrica; un medio dieléctrico que aísla los devanados; un recipiente que contiene estos elementos y finalmente, las protecciones y accesorios que facilitan su instalación, operación y mantenimiento.

La capacidad del transformador de distribución es importante en una red de distribución, porque condiciona la red primaria y la red secundaria, así como los costos asociados con su operación y su mantenimiento. Transformadores de gran capacidad requieren poca red primaria, pero la red de baja tensión asociada a cada uno, es mayor; además, la falla en un transformador de mayor capacidad afecta a más usuarios que la falla de un transformador de menor capacidad. Las pérdidas en el núcleo aumentan con la capacidad del transformador, pero en la medida que la capacidad del transformador sea menor, se requerirán más transformadores; por lo tanto, es lógico pensar en una capacidad de mínimo costo.

Las consideraciones que deben ser tomadas al momento de seleccionar un transformador son operación, potencia, cantidad, taps, tensión del primario y secundario, mantenimiento, temperatura, costo.

En cuanto a la necesidad de crear un sistema de distribución, existen distintas alternativas de estructuras de red y la que se adopte, tanto para la media como para la baja tensión, partirá de la consideración de los distintos parámetros que intervendrán en la red como densidad, tipo de cargas. Residencial, comercial, industrial o mixta; localización geográfica de la carga, área de expansión, indicadores de continuidad del servicio, entre otros.

Existen otras variables que son parte de la red de distribución, tal es el caso de los conductores, el tipo de transformadores a utilizar, y las características propias del circuito al que se desea analizar.

Se establece ecuaciones que permiten diseñar las instalaciones, técnicamente aceptables para la distribución en una área determinada, cumpliendo con las normas de calidad.

Las ecuaciones son operadas en una hoja de cómputo electrónico, lo cual permite obtener diferentes resultados para diversas condiciones que se puedan tener o imaginar. Partiendo de datos de nuestro medio, se concluye que es posible determinar la capacidad óptima de transformadores, según sea el caso.

OBJETIVOS

GENERAL

Elaborar un método para encontrar, en base a las características de circuito, la capacidad óptima de los transformadores normados para la construcción de redes de energía eléctrica en Guatemala, con el fin de reducir costos de inversión, operación y mantenimiento.

ESPECÍFICOS

1. Documentar las principales características de los transformadores y los aspectos más importantes para diseñar una red de distribución eléctrica.
2. Realizar un análisis de pérdidas tomando en cuenta distintas capacidades de transformadores.
3. Elaborar un método para encontrar el costo de inversión en la colocación de transformadores de distribución.
4. Elaborar un método para encontrar el costo de pérdidas de potencia y energía.
5. Elaborar un método para encontrar el costo de energía no servida.
6. Realizar un análisis de las variables que intervienen en la escogencia de transformadores de distribución a fin de minimizar costos.

7. Elaborar un modelo por medio del cual se puedan realizar los cálculos para con los métodos anteriores, obtener, la mejor opción para transformadores de distribución normados.

HIPÓTESIS

Es posible encontrar la capacidad del transformador de distribución que minimice los costos de inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución secundaria, mediante la elaboración de un modelo que involucre todas las variables que influyen en este caso.

INTRODUCCIÓN

A partir de 1996 se han realizando cambios fundamentales en el sector eléctrico, dentro del marco de la Ley General de Electricidad. Uno de esos cambios es el procedimiento a seguir para la actualización de las tarifas del servicio de distribución a usuarios regulados. El principio fundamental es determinar la valor agregado de distribución –VAD- el cual debe responder al valor de las instalaciones óptimas de distribución. Por óptimas se entiende que cumplen con los requisitos de calidad que establece la misma ley y su reglamento, en las condiciones del área de concesión y con el mínimo costo. Por lo tanto, es imperativo buscar metodologías que ayuden a encontrar los elementos óptimos de una red de distribución, bajo la premisa de que un sistema es óptimo si los componentes del mismo son óptimos.

Un factor muy importante en el servicio de distribución lo constituye el transformador de distribución, por su función de transformar el voltaje de la potencia eléctrica de rangos de media tensión que facilitan su distribución, a rangos de baja tensión que facilitan su utilización, principalmente en el sector residencial y comercial.

El transformador óptimo será uno existente en el mercado, con las especificaciones técnicas idóneas para las características de la red y la zona donde se utilizará, de manera que lo que se optimice sea la capacidad del mismo, pues para distribuir en una zona determinada, la capacidad del transformador determina el número de transformadores a utilizar, la longitud de la red primaria, también la longitud de la red secundaria y los costos asociados con la operación y el mantenimiento de las mismas.

En este trabajo se presenta un modelo para encontrar la capacidad óptima de un transformador de distribución, partiendo de los transformadores existentes en el mercado, de los datos técnicos asociados a cada capacidad y de las características socioeconómicas que determinan el comportamiento de la carga en la zona de estudio, el cual se complementa con una aplicación para conocer, mediante sus resultados, su grado de aproximación a la realidad.

1. TRANSFORMADORES

Para tener una idea clara de lo que es un transformador, habrá que explicar, que es un aparato que transforma energía en otra energía del mismo o distinto tipo.

Las máquinas eléctricas son aquellos aparatos en los que interviene la energía eléctrica; se clasifican de manera simple así:

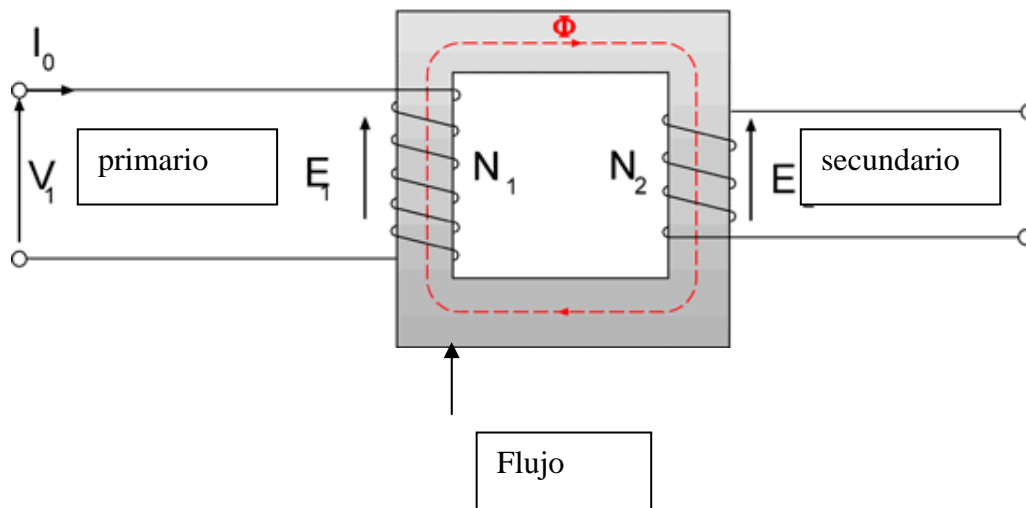
- Máquinas rotativas, que transforman el movimiento mecánico en energía eléctrica (generadores) o por el contrario la energía eléctrica en fuerza mecánica (motores).
- Máquinas estáticas, son aquellas que transforman una energía eléctrica alterna en otra de distintas características, reciben el nombre de transformadores.

La máquina de la que se habla, para los efectos de éste estudio, es el transformador, el cual se define como un dispositivo que tiene por objeto cambiar los niveles de voltaje y de corriente, en relación inversa, en la potencia eléctrica alterna por medio de la acción de un campo magnético.

Los transformadores están compuestos por un mínimo de dos bobinas de alambre conductor, arrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común, en donde las bobinas usualmente no tiene ninguna conexión física entre ellas; sin embargo, están conectadas por un flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.

Para el funcionamiento de los transformadores, es necesario que uno de los devanados (bobinas), al que se le denomina primario, sea conectado a una fuente que suministre energía eléctrica alterna, mientras que el otro devanado, al cual se le llama secundario, es el que suministra la energía eléctrica a las cargas.

Figura 1. Diagrama de transformador



La manera como idealmente debe funcionar un transformador es cambiando los niveles de voltaje, sin afectar la potencia de suministro. Es por ello que si un transformador eleva el nivel de voltaje de un circuito, debe disminuir la corriente para mantener la potencia que sale de él, este hecho es de suma importancia, ya que con ello se pueden disminuir las pérdidas que se originan en el transporte de energía. Es decir, que por medio de los transformadores se puede elevar el voltaje y transmitir por distancias muy largas la potencia eléctrica alterna, garantizando de esta manera la disminución de pérdidas en la transmisión y luego en el lugar en donde va a ser utilizada, disminuir el voltaje a los niveles que sean requeridos.

1.1 Constitución del transformador

El transformador es una máquina estática (no posee partes móviles), es de corriente alterna, transforma una señal alterna en otra señal alterna de distinta tensión o intensidad.

Se emplea de forma generalizada en los sistemas eléctricos por su reversibilidad (permite elevar y reducir la tensión) y por su alto rendimiento.

Está constituido por:

- Núcleo de láminas de material ferromagnético, sirve para acoplar (conectar) magnéticamente el devanado primario y el devanado secundario.
- Devanados (primario y secundario), son bobinas de cobre o aluminio cubiertas de un barniz aislante que se arrollan sobre el núcleo. En estos se genera o recibe el flujo que atraviesa el núcleo.

En este estudio únicamente serán utilizados transformadores monofásicos cuyos tipos se describe a continuación.

1.2 Transformadores monofásicos

Los transformadores monofásicos de distribución empleados comúnmente por una empresa eléctrica de distribución son:

- a) Convencionales
- b) Completamente autoprotegidos (CSP)
- c) Subterráneos (*Subsurface*)
- d) Pedestal (*Pad mounted*)

1.2.1 Transformador tipo convencional

El transformador convencional tiene como característica particular que cada uno de los extremos del devanado de alto voltaje sale a través de la tapadera del tanque por medio de dos bujes dieléctricos (*bushings* primarios).

Es necesario proteger este tipo de transformador con equipos adicionales, como: fusibles (cortacircuitos) y pararrayos. Esto incrementa el costo de su instalación.

Nota: los pararrayos se conectan siempre al lado de la fuente del fusible, debido a que existe mayor posibilidad de que ocurra una sobretensión en el lado primario.

Este transformador se utiliza generalmente en instalaciones trifásicas (bancos de tres transformadores), en instalaciones de dos transformadores y en instalaciones monofásicas.

Según su capacidad puede o no, tener un mecanismo de cambio de derivaciones de la relación de vueltas, el cual permite subir o bajar el voltaje secundario en pasos de 2 ½% (dos arriba y dos abajo del voltaje nominal).

Figura 2. Diagrama eléctrico del transformador convencional

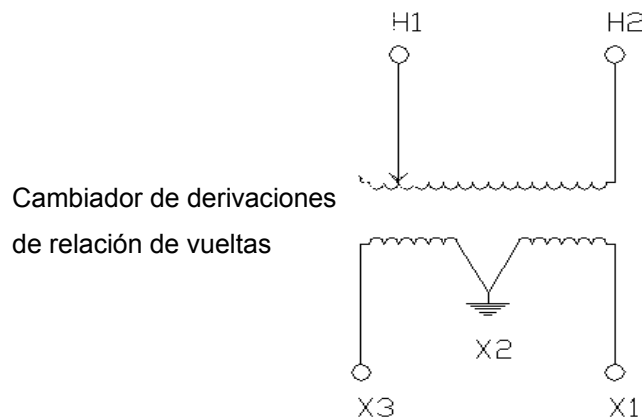


Figura 3. Aspecto físico de un transformador convencional



Fuente: **Cooper power Systems**, Pág. 7

1.2.2 Transformador tipo completamente autoprotegido “C.S.P.”

Generalmente, este tipo de transformador se conoce como “C.S.P.” por sus siglas en inglés “*completely self-protected*”. Incluye en su construcción un fusible primario, un pararrayos y un interruptor termomagnético secundario.

Uno de los extremos del devanado de alto voltaje sale a través de la tapadera del tanque por medio de un buje dieléctrico; el otro extremo del devanado primario está conectado a tierra internamente por medio del tanque del transformador.

El transformador está completamente autoprotegido contra rayos, sobrecargas y cortocircuitos, y cuenta con el siguiente equipo de protección:

- Un pararrayo tipo válvula montado en la pared del tanque y conectado a tierra por el tanque del transformador.
- Un fusible de alto voltaje. Este fusible está montado internamente en el buje dieléctrico y en serie con la línea de alto voltaje para proteger al transformador en caso de fallas internas.
- Un interruptor termomagnético montado en el interior del transformador el cual protege al transformador en caso de fallas externas o sobrecargas en secundario.

Cada transformador tipo autoprotegido está provisto de los siguientes dispositivos de control y de indicación externos.

- Una luz roja indicadora, que señala la existencia de que el transformador ha tenido una sobrecarga antes de que el interruptor termomagnético secundario dispare, ésta se mantiene encendida aunque la condición de sobrecarga que motivó dicha acción desaparezca.
- Una palanca para disparar el interruptor termomagnético, puede abrirse o cerrarse manualmente por medio de una pértiga; esta palanca está ubicada en el exterior del tanque del transformador.
- Un control manual de emergencia que permite la operación temporal del transformador bajo condiciones de sobrecarga. La operación de este control cambia las características del interruptor termomagnético de tal forma que permite llevar mayores cargas sin que éste se dispare.

En el sistema de la Empresa Eléctrica se usa el transformador completamente autoprotegido con un solo buje dieléctrico. Se emplea, generalmente, en instalaciones monofásicas de 7,620 voltios o en conexiones delta abierta trifásica. Puede o no tener un mecanismo de selección de derivaciones para cambiar la relación de vueltas y con ello, el voltaje.

Figura 4. Diagrama eléctrico del transformador autoprotegido

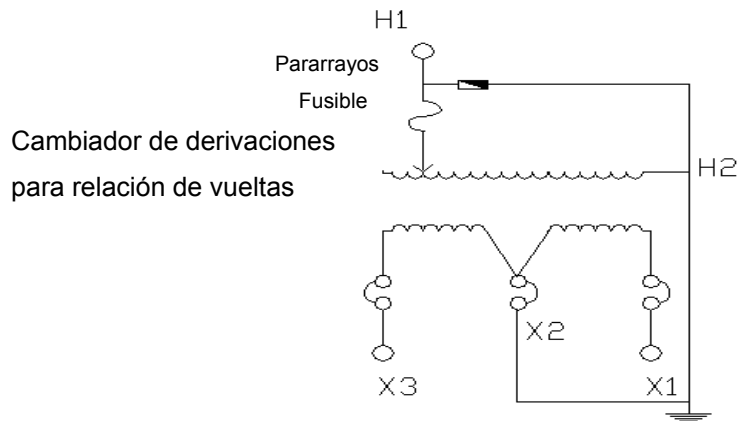


Figura 5. Aspecto físico de un transformador autoprotegido



Fuente: **Cooper Power Systems**, Pág. 2

1.2.3 Transformador tipo subterráneo

Estos transformadores se utilizan en el sistema de distribución subterránea, por lo general, se especifican con los dos extremos del devanado de alto voltaje que salen a través de la tapadera del tanque por medio de receptáculos universales para bujes dieléctricos tipo Elastimold, combinados con dos interruptores internos de 200 amperios, de operación externa.

Este transformador está autoprotegido contra sobrecargas y cortocircuitos y cuenta con el siguiente equipo de protección, debidamente coordinado por el fabricante:

- Un fusible de alto voltaje montado internamente y en serie con la línea de alto voltaje para proteger el transformador en caso de fallas internas.
- Un interruptor termomagnético montado en el interior del transformador el cual protege al transformador en caso de fallas externas o sobrecargas en el secundario.

Cada transformador subterráneo se especifica provisto de los siguientes dispositivos de control y de indicación externos:

- Una palanca para disparar el interruptor termomagnético por medio de pértiga.
- Dos controles manuales externos para operación de los interruptores primarios.
- Una palanca para operar el cambiador de derivaciones por medio de pértiga.

El tanque del transformador es de acero inoxidable y se pinta con pintura epóxica para elevar la emisividad de la superficie y facilitar la transferencia de calor.

1.2.4 Transformadores tipo pedestal

El transformador tipo pedestal es instalado sobre una plataforma, y está constituido por las siguientes características:

1.2.4.1 Tanque

El tanque del transformador impide la entrada de agua en el compartimiento de las terminales de alto y bajo voltaje y se instala sobre una superficie rígida y plana.

La parte activa está inmersa en aceite en el tanque sellado y las terminales de alto voltaje (primario de frente muerto) y bajo voltaje, fusible primario, cambiador de relación de vueltas, etc., están ubicados al frente del transformador.

1.2.4.2 Aceite

El aceite, normalmente, es de alta calidad y larga vida con un aditivo inhibidor que mejora la resistencia a la oxidación, a la formación de emulsión y evita el asentamiento.

1.2.4.3 Núcleo y bobinas

Son iguales que los transformadores convencionales y autoprotegidos.

1.2.4.4 Bujes dieléctricos y terminales para transformadores tipo pedestal

Las terminales que salen del tanque están completamente aisladas y equipadas con medios de conexión del tipo sin soldadura.

Los dos extremos del devanado de alto voltaje salen a través del tanque al compartimiento del transformador, por medio de receptáculos universales para bujes dieléctricos tipo *Elastimold*. Estos se utilizan para conectar el devanado del secundario del transformador al circuito que se desea suministrar energía, en forma roscada, usando todos los accesorios necesarios.

Las conexiones de bajo voltaje salen por medio de aisladores terminales de paso a través de las paredes del tanque al compartimiento del transformador y el conductor neutro del secundario está conectado al tanque externamente. Estas terminales de alto y bajo voltaje deben ser adecuadas para conductores de aluminio y cobre. Las terminales de bajo voltaje (X1, X2, X3) tienen buena resistencia mecánica y alta conductividad eléctrica y dimensiones adecuadas para garantizar adherencia, rigidez y una buena superficie de contacto eléctrico para soportar la corriente. Estas terminales se piden planas estándar de cuatro agujeros en línea.

1.2.4.5 Cambiador de derivaciones

El cambiador de derivaciones está diseñado para 5 posiciones y podrá operarse únicamente con el transformador desenergizado; éste se pide externo, que esté ubicado en el compartimiento del transformador y que sea operado con pértiga de seguridad.

1.2.4.6 Autoprotección

El transformador está autoprotegido contra sobrecargas y cortocircuitos y cuenta con el siguiente equipo de protección debidamente coordinado en la fábrica:

Un fusible de alto voltaje tipo expulsión. Éste está montado en una bayoneta portafusible y en serie con la línea de alto voltaje para proteger el transformador en caso de fallas internas. La bayoneta provee la función de rompecarga y se remueve exteriormente con una pértiga.

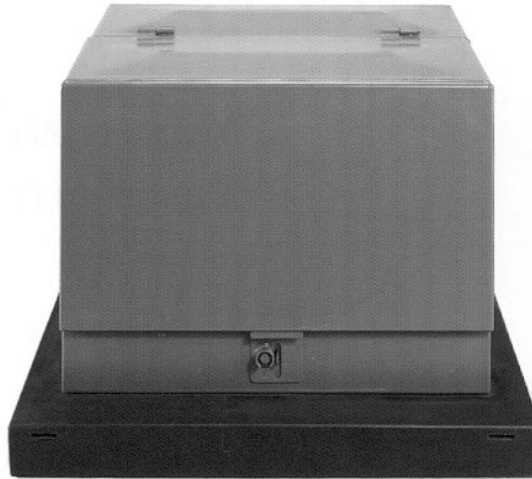
Un interruptor termomagnético montado en el interior del transformador que lo protege en caso de fallas externas o sobrecargas en el secundario.

Dispositivos de control:

Una palanca para disparar el interruptor termomagnético por medio de pértiga.

Una palanca para operar el cambiador de derivaciones por medio de pértiga.

Figura 6. Aspecto físico del transformador tipo pedestal



Fuente: **Cooper Power Systems**, Pág. 11

Es muy importante hacer notar que se presenta el transformador tipo subterráneo y el tipo pedestal, únicamente para mostrar sus características, y no para analizarlos.

1.3 Uso de transformadores de distribución en Guatemala

Los transformadores tienen un sinnúmero de aplicaciones en la vida moderna, por lo cual es interesante conocer sus características más importantes. A diferencia de los transformadores de generación que elevan el voltaje, la función del transformador de distribución es bajar el voltaje desde 7,620 voltios de fase a tierra, a un voltaje de utilización para el consumidor, como por ejemplo 120/240 V.

En Guatemala se usan, en gran escala, dos tipos de transformadores de distribución: los convencionales y los autoprotegidos, sobre los cuales se tratará este análisis. Se usan en menor escala los subterráneos y tipo pedestal. Su uso está limitado por el alto costo que requiere su instalación y también su costo inicial.

1.4 Consideraciones en la elección de transformador

Operación del transformador, el objetivo que va a cumplir el transformador en el sistema eléctrico.

Potencia, está determinada por la carga que se va a instalar y la perspectiva futura.

Cantidad, cuántos transformadores se necesita, por ejemplo para una potencia de 20MVA, sería un transformador de: 1 x 20 MVA, 2 x 10 MVA, 2 x 20 MVA, esto dependerá de lo que se quiera invertir.

Tensión del primario y secundario, las tensiones disponibles por el proveedor y los cambios de taps del transformador

Aspectos constructivos

- La disponibilidad de *taps*.
- La instalación (intemperie, bajo techo).
- Protecciones (incorporadas): temperatura, presión.
- Refrigeración: ventilación forzada; circulación forzada del aceite.
- Componentes de montaje.

Manutención del transformador, se debe verificar su funcionamiento en forma periódica, por ejemplo: revisar conexiones, el estado del aislamiento y verificar las características del aceite dieléctrico.

Temperatura, las temperaturas del ambiente y del líquido refrigerante permitidos o recomendados por el fabricante para que el transformador no trabaje fuera de sus condiciones de trabajo.

Costo, hay una gran variedad de transformadores para cumplir el mismo objetivo. Transformadores de altas o bajas pérdidas, cuyos costos de compra son diferentes y juegan un papel importante en la elección del transformador que hoy en día es de gran importancia.

1.5 Teoría elemental de transformadores

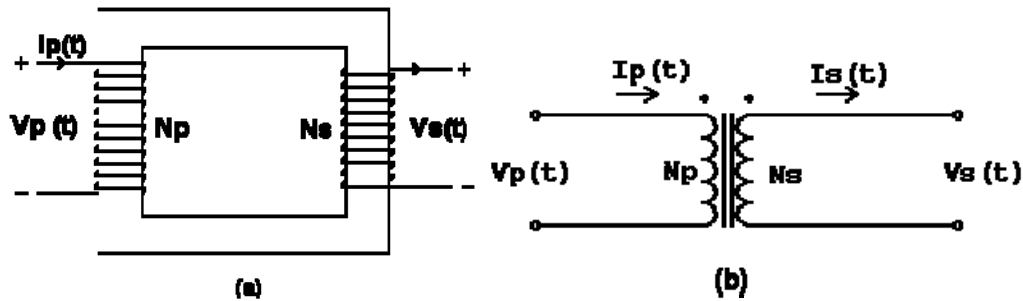
1.5.1 Transformador ideal

Un transformador ideal es un elemento que no tendrá pérdidas en su funcionamiento, va a constar de una bobina de entrada y una de salida. La relación entre los voltajes de entrada y salida y entre la corriente de entrada y de salida, puede establecerse de una manera sencilla por medio de ecuaciones. En la figura 7 se muestra un transformador ideal.

Figura 7. El transformador ideal

a) Representación

b) Diagrama



La figura 7 muestra un transformador, se aprecia que en el primario existe N_P espiras de alambre y N_S en el lado secundario. La relación entre el voltaje $V_P(t)$, voltaje en el lado primario, aplicado al lado primario del transformador y el voltaje $V_S(t)$ inducido sobre su lado secundario es:

$$V_P(t) / V_S(t) = N_P / N_S = a$$

En donde a es la relación de espiras del transformador

$$a = N_P / N_S$$

De la misma manera la corriente $i_p(t)$ que fluye en el lado primario del transformador y la corriente $i_s(t)$ que fluye hacia fuera del lado secundario del transformador puede relacionarse como:

$$N_P * i_P(t) = N_S * i_S(t)$$

$$i_P(t) / i_S(t) = 1 / a$$

Al simplificar estas expresiones se puede decir que:

$$V_P / V_S = a$$

$$I_P / I_S = 1 / a$$

En un transformador ideal únicamente se afectan las magnitudes de voltaje y corriente, mientras que los ángulos de desfase permanecen constantes.

Las ecuaciones anteriores describen la relación entre las magnitudes y los ángulos de los voltajes y las corrientes sobre los lados primarios y secundarios del transformador.

1.5.1.1 Potencia en un transformador ideal

La potencia que un transformador es capaz de suministrar se expresa de la siguiente manera:

$$P_{ent} = V_P * I_P * \cos \varphi_P$$

En donde φ_P es el ángulo entre el voltaje y la corriente del primario. La potencia que el circuito secundario suministra a sus cargas se establece por la ecuación:

$$P_{sal} = V_S * I_S * \cos \varphi_S$$

En donde ϕ_s es el ángulo entre el voltaje y la corriente en el secundario; puesto que los ángulos entre el voltaje y la corriente no se afectan en un transformador ideal, $\phi_p = \phi_s = \phi$. Las bobinas primaria y secundaria de un transformador ideal tienen el mismo factor de potencia.

La potencia que entra y sale de un transformador son iguales como lo expresa la siguiente ecuación:

$$S_{ent} = V_P * I_P = V_S * I_S = S_{sal}$$

La misma relación es aplicable para la potencia activa y reactiva.

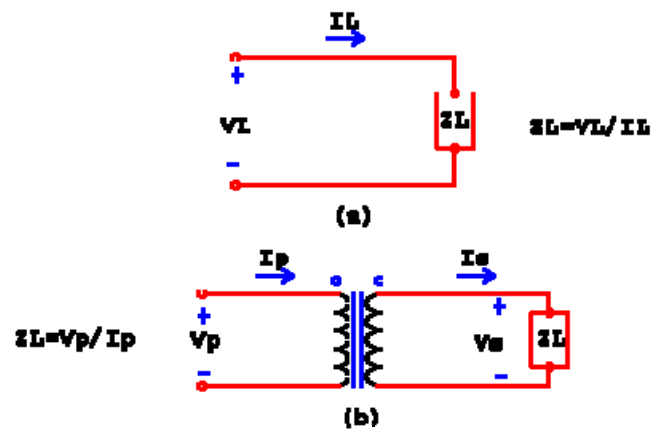
1.5.1.2 Transformación de la impedancia por medio de un transformador

La impedancia de un elemento se define como la relación fasorial entre el voltaje y la corriente que lo atraviesan:

$$Z_L = V_L / I_L$$

Un transformador cambia los niveles de voltaje o corriente y debido a ello también cambia la relación existente entre el voltaje y la corriente y debido a esto la impedancia aparente de un elemento (la carga del secundario vista desde el lado del primario). Para entender mejor esta idea véase la figura 8.

Figura 8. Definición de impedancia



La impedancia de el lado secundario vista desde el lado primario sería:

$$Z_{pL} = V_P / I_P = (a * V_S) / (I_S / a) = a^2 * (V_S / I_S)$$

$$Z_{pL} = a^2 * Z_{sL}$$

Con este último elemento se completa la totalidad de los elementos del lado secundario del transformador vistos desde el lado primario del mismo.

1.5.2 Transformador real

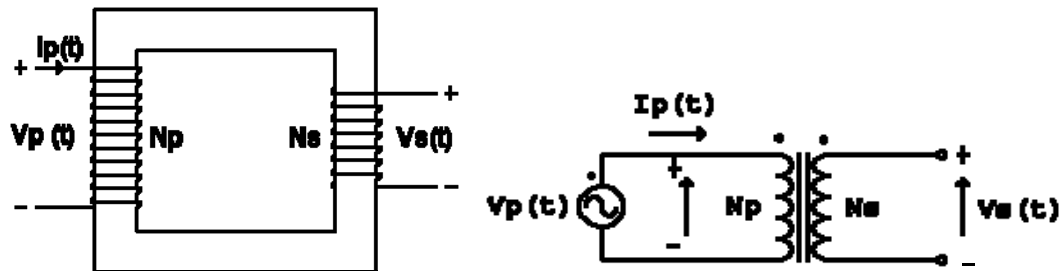
Figura 9. Transformador real



Un transformador ideal es imposible de construir, los que se construyen se conocen como transformadores reales; están formados por bobinas de alambre envueltas alrededor de un núcleo ferromagnético. Con el avance de la tecnología se ha logrado que los transformadores reales se aproximen mucho a los ideales pero se queda en eso.

En la figura 10 se observa la representación de un transformador real, construido con dos bobinas de alambre enrolladas alrededor de un núcleo. La bobina primaria del transformador está conectada a una fuente de voltaje de corriente alterna y la bobina secundaria está en circuito abierto.

Figura 10. Transformador real sin carga conectada al secundario



1.5.2.1 Circuitos equivalentes

Para que el circuito equivalente de un transformador sea confiable y refleje la realidad del mismo en este deben incluirse las pérdidas existentes:

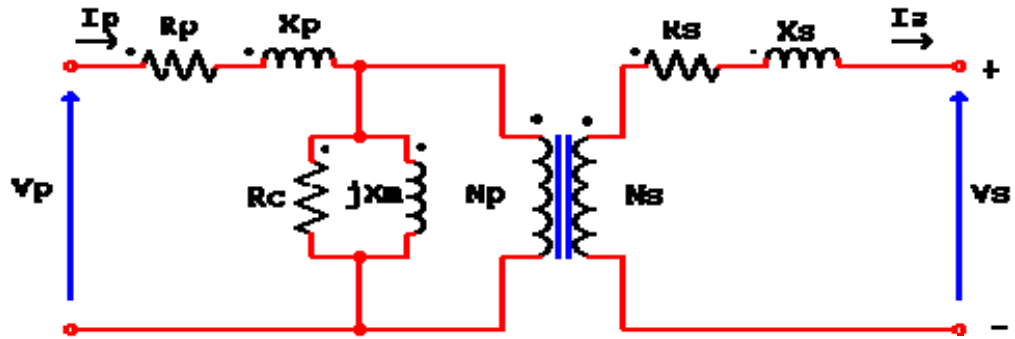
- Pérdidas (I^2R) en el cobre. Las pérdidas en el cobre son por resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador. Éstas son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas.
- Pérdidas de corrientes parásitas. Las pérdidas por corrientes parásitas son por resistencia en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Pérdidas por histéresis. Están asociadas con los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo. Es una función compleja, no lineal, del voltaje aplicado al transformador.
- Flujo de dispersión. Los flujos ϕ_{LP} y ϕ_{LS} que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador

son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria y los efectos de ésta deben tenerse en cuenta.

Para obtener el circuito equivalente exacto de un transformador real se debe tomar en cuenta la corriente de magnetización; i_m es una corriente proporcional (en la región no saturada) al voltaje aplicado al núcleo y que retrasa el voltaje aplicado por 90° , en tal forma que puede representarse como una reactancia X_M conectada a través de la fuente de voltaje primario. La corriente de pérdidas en el núcleo i_{h+e} es una corriente proporcional al voltaje aplicado al núcleo, que está en fase con el voltaje aplicado, de tal manera que puede representarse por medio de una resistencia R_C conectada a través de la fuente de voltaje primario. (Estas dos corrientes son, realmente, no lineales, así que la inductancia X_M y la resistencia R_C son, a lo sumo, aproximaciones de los efectos de excitación reales)

A continuación, en la figura 11, se tiene el modelo equivalente de un transformador real:

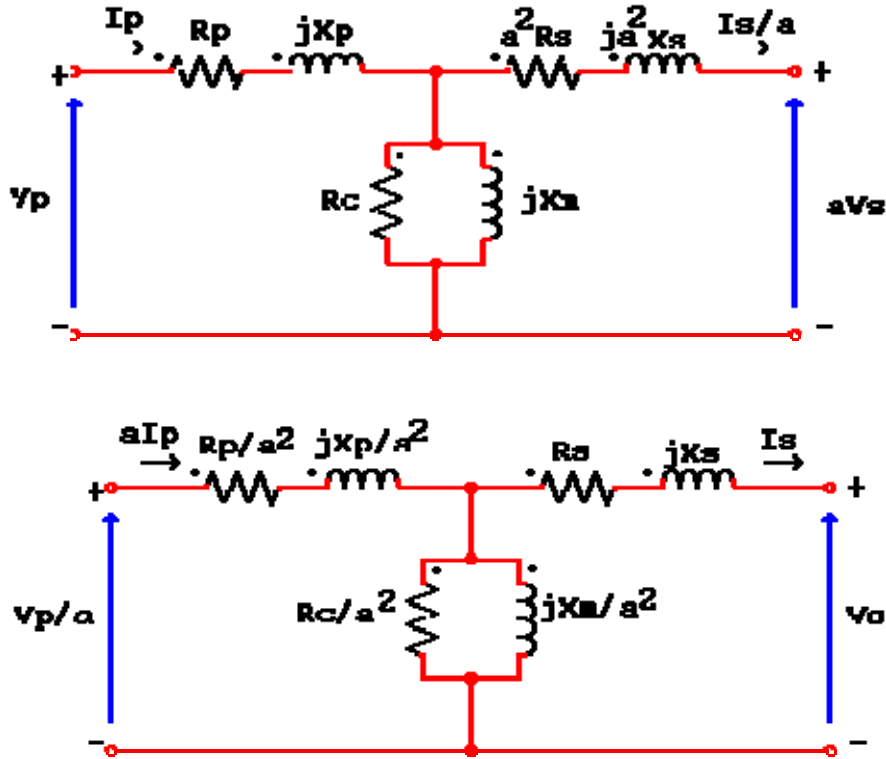
Figura 11. Circuito equivalente de un transformador real



Para utilidad práctica, en los circuitos que contengan transformadores es necesario convertir el circuito entero a un circuito equivalente, con un nivel de voltaje único, el circuito equivalente se debe referir, bien a su lado primario o bien al secundario en la solución de problemas. La figura 12 muestra el circuito equivalente referido a su lado secundario.

Figura 12. Circuito equivalente de un transformador
a) Referido al lado primario

b) Referido al lado secundario



1.5.3 Pérdidas de potencia en un transformador

Las **pérdidas en vacío y corriente de excitación** de un transformador incluyen las pérdidas en vacío (pérdidas en el núcleo y pérdidas por corriente de excitación) y las pérdidas en carga (pérdidas por resistencia, pérdidas por corrientes parásitas en los devanados y pérdidas adicionales).

Las **pérdidas en vacío** constan de pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas de Foucault en el núcleo. Además, existen pequeñas

pérdidas por resistencia en el devanado de excitación debido a la corriente de excitación, pero éstas son despreciables.

Las pérdidas con carga, tensión e impedancia que aparecen debido a la circulación de la corriente de carga. Incluyen las pérdidas por resistencia y las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados y conexiones, debidas a las corrientes de carga; las pérdidas adicionales en los devanados, las abrazaderas del núcleo, la cuba, etc., causadas por flujos dispersos.

Las pérdidas en el núcleo son independientes de la carga a la que esté expuesto el transformador de distribución, mientras que las pérdidas con carga dependerán en gran manera de la magnitud de la misma.

Dentro de las especificaciones dadas por los fabricantes de transformadores se hace referencia a dichas pérdidas. Existen transformadores de bajas pérdidas en vacío, cuyo precio es más elevado que un transformador convencional, el cual es compensado con los altos costos de producción de energía, por lo cual es más conveniente el uso de los mismos a mediano y largo plazo.

2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para crear un sistema de distribución existen distintas alternativas, según la estructura de la red de distribución que se adopte, tanto para la mediana como para la baja tensión, para el efecto se tomarán en cuenta los distintos parámetros que intervienen en la red como:

- Densidad
- Tipo de cargas
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Mixta
- Localización geográfica de la carga
- Área de expansión de la carga
- Continuidad del servicio.

Una parte importante en la decisión acerca del tipo de construcción que se desarrollará depende en gran parte de la calidad del servicio que se quiere prestar, y esto puede dividirse en dos partes fundamentales que son:

- Continuidad del servicio
- Regulación de tensión.

El tipo de sistema que se escoja tendrá una gran influencia en la continuidad del sistema y en menor grado en la regulación de tensión. De

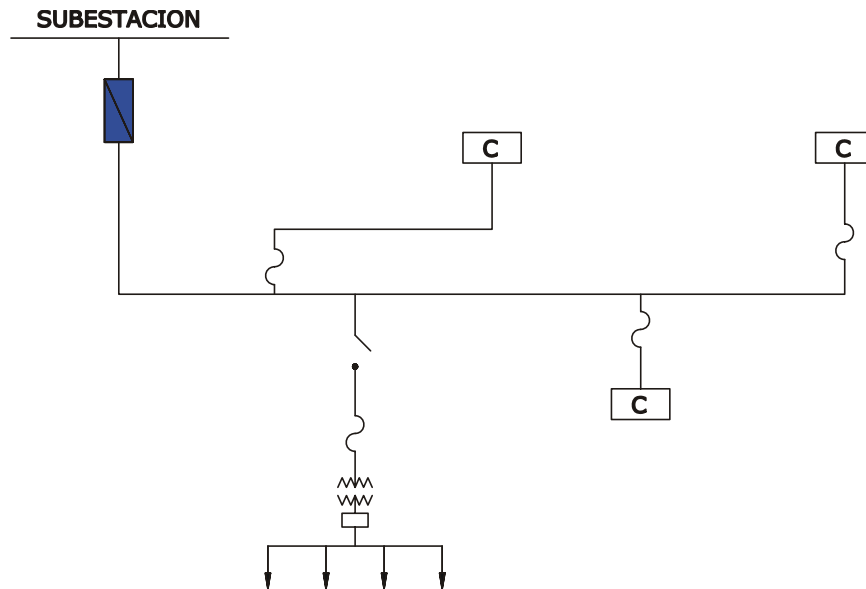
acuerdo con la forma de operación, solo existen dos tipos de redes de distribución:

- Radial
- Paralelo

Un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio.

La red radial es, probablemente, el sistema más antiguo y común, usado en la distribución de energía eléctrica. Este sistema tiene un bajo costo y es bastante sencillo de implementar, aunque existen sistemas más eficientes, este tipo de red se sigue utilizando. Se trata de mejorar sus características para hacerlo más eficiente. En la figura 13 se muestra una red de este tipo.

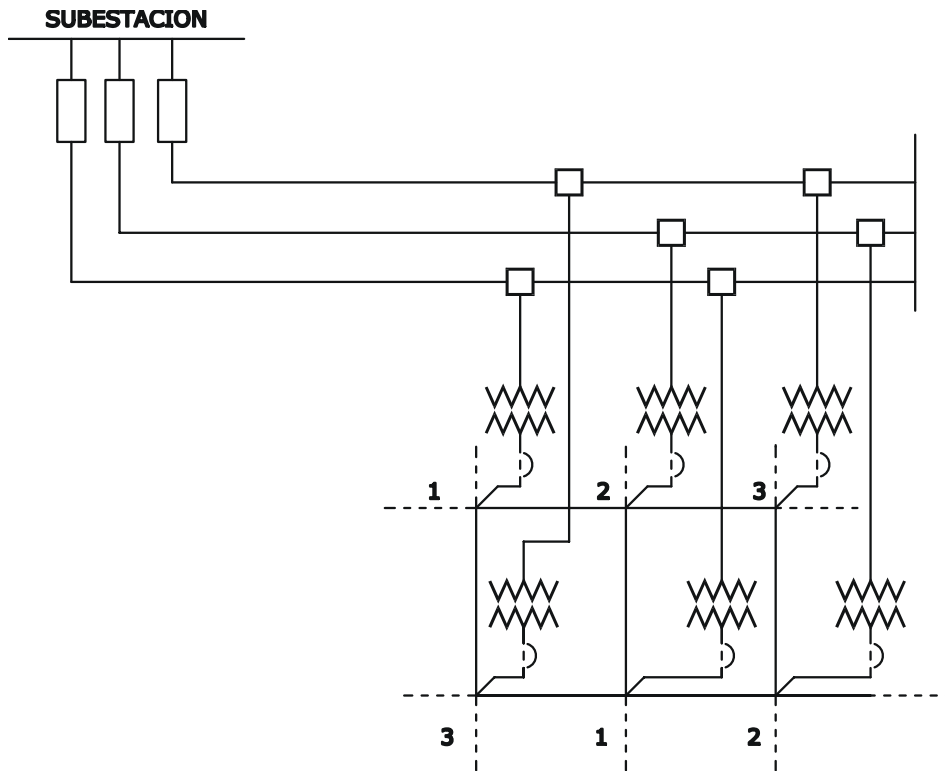
Figura 13. Red de operación radial



Los sistemas de operación en paralelo operan de manera que el flujo de energía se divide entre varios elementos, y tiene más de una trayectoria.

La operación en paralelo se utiliza, sobre todo, en redes de baja tensión. Con una red en paralelo se puede mantener una continuidad en la red de baja tensión. Para esta configuración de red las protecciones son colocadas en la salida de los alimentadores de red y en la salida de los transformadores. La protección en los cables de la red de baja tensión se realiza por medio de fusibles limitadores, los que son colocados en los extremos de los cables. Para esta configuración de red la continuidad está asegurada hasta las derivaciones que se utilizan para prestar directamente el servicio. En la figura 14 se observa la configuración.

Figura 14. Red de operación en paralelo



2.1 Estructuras en baja tensión

Las redes secundarias de distribución, constituyen el último paso entre las estaciones de generación y los usuarios del servicio de energía eléctrica, y no por ello tienen menor importancia; al contrario, es una de las partes más importantes, en la cual se decide la eficacia final del sistema. La diferencia entre los circuitos de distribución de baja tensión y los que no lo son consiste en que para los circuitos de baja tensión es posible trabajar con una línea energizada, ya que al tener las precauciones debidas no existe mayor peligro, mientras las líneas de media y alta tensión tendrían que ser desenergizadas.

Se puede definir tres tipos de estructuras para las redes secundarias en el sistema de distribución:

- Red radial sin amares
Red subterránea.
Red aérea.
- Red radial con amarres.
- Red mallada o red automática en baja tensión.

2.1.1 Red radial sin amarres

2.1.1.1 Red subterránea

Para este tipo de redes, los cables que alimentarán a los usuarios parten desde el sitio donde se realiza la transformación, hacia las distintas direcciones donde se requiera el servicio, tiene el inconveniente que una falla en el transformador dejaría sin servicio a todos los clientes que son alimentados por esta instalación.

Es posible tener, en este arreglo sencillo un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables una vez que la falla se localiza, el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si éste está conectado a la fuente puede ser normalizado y una parte de la carga volverá al servicio mientras se realiza la reparación.

Para los cables de baja tensión se colocan protecciones a la salida de los transformadores por medio de fusibles.

2.1.1.2 Red aérea

En este sistema, al igual que en el caso de la red subterránea, del secundario de cada transformador se alimentan los usuarios que corresponden al mismo, siguiendo también una distribución radial, para este caso, en algunos diseños puede ocurrir que se interconecten los secundarios de algunos transformadores adyacentes.

2.1.2 Red radial con amarres

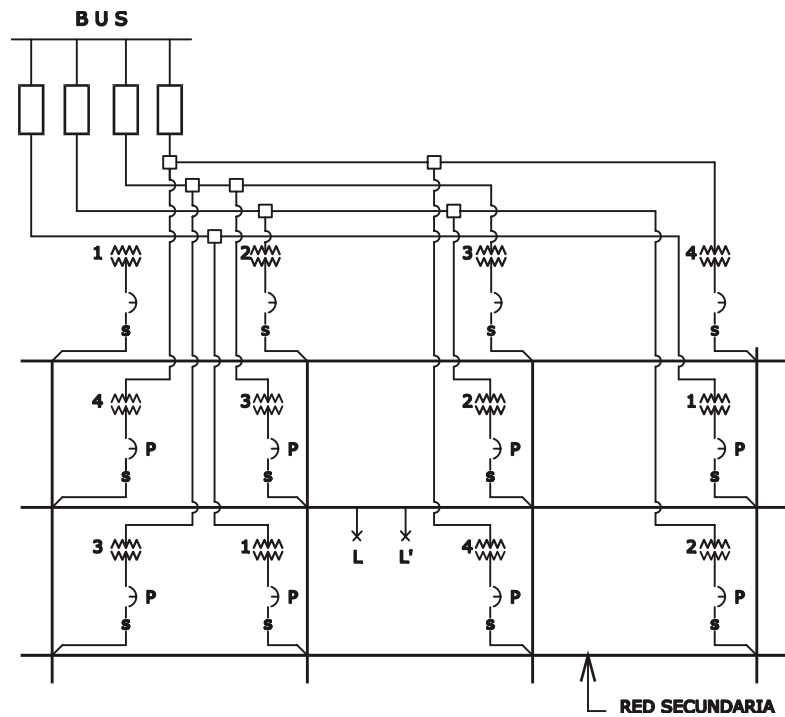
Para la configuración de la red radial sin amarres existe una gran desventaja, tal es el caso que al existir una falla en alguno de los alimentadores o bien en el transformador, todo el sistema queda sin energía, hasta que el daño se repara o el transformador se reemplaza. Una opción para solucionar esta situación, con el fin de facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, es que se instalen cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro.

Si se lleva a cabo un buen estudio para la repartición de cargas entre los transformadores, permitirá colocar de mejor forma las cajas de amarre y seccionalización, con esto se consigue facilitar la reparación de las fallas en alta tensión, ya que la carga de un transformador puede ser repartida entre transformadores adyacentes. En el momento de construir la sección de baja tensión debe tenerse el cuidado de que la secuencia de fases en los transformadores sea la misma y así poder transferir carga sin mayores complicaciones. Los cables de baja tensión se protegen, a la salida de los transformadores, por medio de fusibles, instalándose directamente enterrados a los largo de las calles y conectando directamente a los servicios.

2.1.3 Red mallada o red automática en baja tensión:

Este sistema de distribución para baja tensión, se utiliza en zonas importantes de ciudades donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente continuo ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios no afectan a los usuarios. Figura 15.

Figura 15. Red mallada de baja tensión



2.2 Estimación de la carga

Regularmente, los usuarios de energía eléctrica reciben distintas clasificaciones por las compañías de distribución a efecto de tener un mejor control de tarifas, estos se pueden clasificar como residenciales, comerciales, etc., conforme a sus respectivas actividades.

De acuerdo al tipo de consumidores se debe llevar un record de índices estadísticos, fórmulas teóricas y empíricas que permitan evaluar la demanda estándar de cada consumidor a partir de su carga instalada o la demanda de un grupo de consumidores pertenecientes a la misma clase. Para tener un archivo confiable es necesario desarrollar un estudio profundo, en el cual se incluya el levantamiento de carga instalada, iluminación, motores, aire acondicionado, conocimiento de planos urbanísticos, perspectivas de crecimiento del área y otros factores que, directa e indirectamente, puedan afectar a la demanda estimada, que será un elemento fundamental para la formulación de la carga y el diseño final de la red eléctrica.

2.3 Clasificación de las cargas

Dentro de los criterios para clasificar las cargas se encuentra:

- Localización Geográfica
- Tipo de utilización de la energía
- Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad)
- Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas)
- Tarifas
- Especiales

2.3.1 Localización geográfica

Los sistemas de distribución son diseñados tanto para zonas que se encuentran en ciudades, como para el área rural, de esto se puede comprender fácilmente la división que existe entre ambas.

La carga total de cada usuario será clasificada por su localización geográfica, ya que se puede tipificar la carga de acuerdo a las características de la zona. En la tabla I se puede observar densidades de carga con características de acuerdo a la zona de distribución:

Tabla I. Densidades de carga de acuerdo a la zona de distribución

ZONA	Densidad MVA/Km²
Urbana Central	40-100
Semiurbana	3-5
Urbana	5-40
Rural	<5

2.3.2 Tipo de utilización de la energía

Otra manera de clasificar las cargas es tomando en cuenta la aplicación que se le dará, así se ve:

- Cargas Residenciales
- Cargas de iluminación en predios comerciales

- Cargas de fuerza en predios comerciales
- Cargas industriales
- Cargas de municipios o gubernamentales
- Cargas hospitalarias.

2.3.3 Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad)

De acuerdo con la importancia que se da a la continuidad en el servicio se clasifican como:

- Sensibles
- Semisensibles
- Normales

Las cargas sensibles son aquellas en las cuales una falta mínima de energía causará problemas considerables.

Las cargas semisensibles son aquellas en las cuales pueden existir fallas en la energía, no mayores a 10 minutos ya que con ello no se causa grandes problemas a los usuarios.

Por último se tiene las cargas normales en las que se puede llegar a tener interrupciones en lapsos no mayores a 5 horas, sin que esto cause mayores problemas.

De acuerdo con el capítulo 54 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- emitidas por la comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- en septiembre de 1999; se puede dar la definición de interrupción.

Existe un límite admisible de interrupción en horas por usuario que es de 12 horas en no más de 6 interrupciones por semestre para usuarios de área urbana y de 14 horas en no más de 8 interrupciones por semestre para usuarios de área rural.

2.3.4 Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas

De acuerdo con la frecuencia de trabajo las cargas se pueden clasificar en:

- Transitorias cíclicas
- Transitorias acíclicas
- Normales

Las transitorias cíclicas son las que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico; las segundas desarrollan ciclos de trabajo por periodos no continuos; no así las normales, que trabajan continuamente. Cuando en la red van a existir cargas que trabajen transitoriamente se requerirá de estudios profundos para encontrar las soluciones indicadas en cada caso, sobre todo si se trata de cargas que consuman una gran cantidad de potencia, ya que deben evitarse las perturbaciones que puedan ocasionar al sistema.

2.3.5 Tarifas

Otro criterio de clasificación es la tarifa, es decir, la manera de cobro de la energía que se suministra. Para ello las compañías eléctricas acostumbran catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consumen. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía. Generalmente es el tipo de carga el que determina la tarifa a aplicar, porque la tarifa es una forma de recuperar los costos de prestar el servicio y eso depende de la forma o tipo de la carga.

2.3.6 Especiales

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo hornos monofásicos eléctricos. También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema, como una fábrica.

2.4 Caracterización de la carga

La carga o demanda eléctrica se puede caracterizar por medio de diversos términos o factores, que ayudan a realizar consideraciones matemáticas en los distintos cálculos eléctricos o económicos en los que interviene la demanda, tanto para el diseño de la red como las aplicaciones comerciales.

A continuación se presenta una breve definición de las relaciones más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución:

2.4.1 Potencia eléctrica

La potencia eléctrica representa la rapidez con la que un circuito eléctrico realiza un trabajo, transformando energía eléctrica en otra u otras formas de energía. La unidad usada es el watt que equivale a un Joule de trabajo durante un segundo. También se utiliza el múltiplo Kilowatt. El Kilowatt-hora representa la energía que se emplea durante una hora cuando actúa una potencia eléctrica de un kilowatt. Esto también permite definir el término de potencia media, que es la potencia supuesta constante que proporciona cierta energía en un intervalo de tiempo definido; por ejemplo, si durante una hora se consumió 10 kWh de energía eléctrica, entonces la potencia media en una hora es de 10 kW.

$$1 \text{ Kwh} = 60 \text{ Kw} * 1/60 \text{ h}$$

2.4.2 Demanda

La demanda es la potencia media en una instalación o en un sistema eléctrico, durante un intervalo determinado, generalmente cuarto horario. Entonces la demanda máxima es la mayor de las potencias medias ocurridas en esos intervalos, durante una hora, durante un día, durante una semana, un mes o un año. Así al decir la demanda máxima del día fue 36 kW, significa que la mayor potencia media registrada durante el día en un intervalo de 15 minutos fue de 36 kW, lo cual equivale a un consumo de energía de 9 kWh durante ese intervalo cuarto horario. (figura 16 y 17).

En la figura 16 se muestra una carga de 24 horas de un transformador de distribución. La carga representada tiene una variación en la que se puede

observar que el máximo sucede a las 19:30 horas y tiene un mínimo a las 3:30 de la mañana.

Figura 16. Curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución

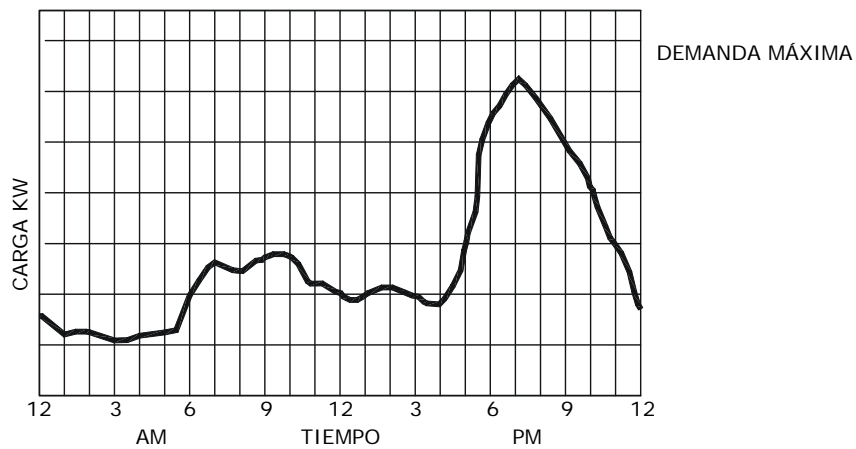
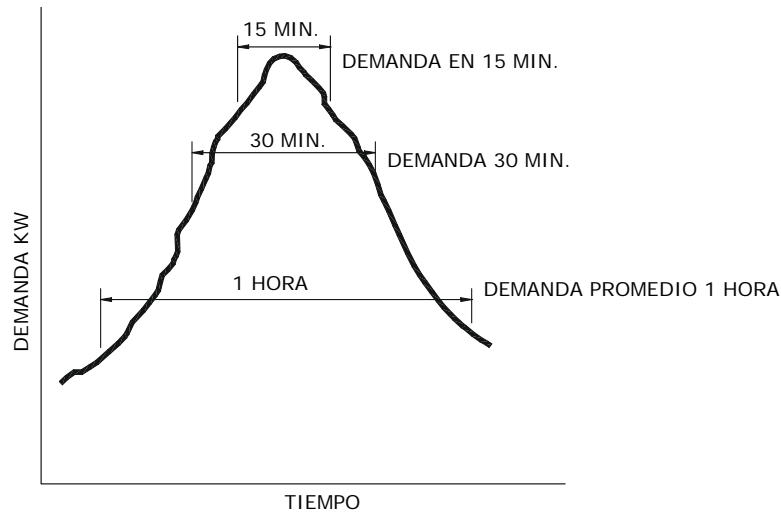


Figura 17. Magnitud de la demanda máxima



La magnitud de la demanda máxima varía con el periodo fijado para su medición; a medida que el intervalo se incrementa el valor decrece.

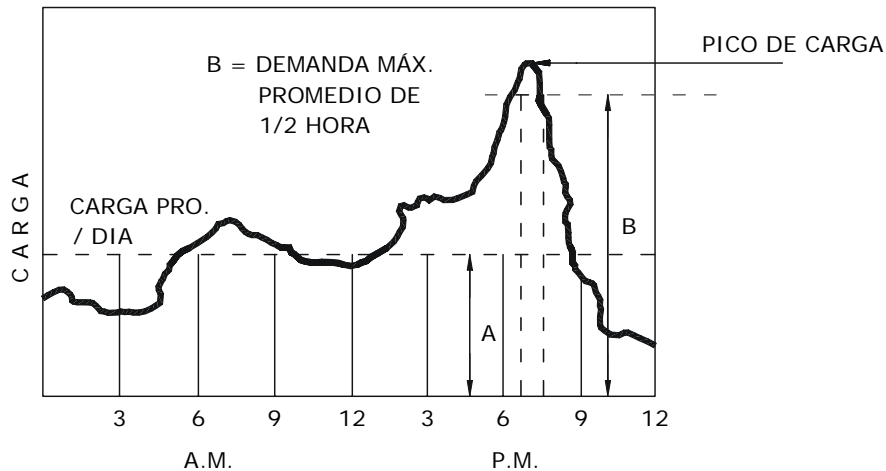
2.4.3 Carga conectada

Este parámetro se puede determinar por medio de una simple suma de las cargas nominales que tengan probabilidad de estar funcionando al mismo tiempo para producir la demanda máxima de ese instante. La carga conectada se puede referir a una parte o al total del sistema y se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, hp, kilovoltamperios, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

La carga que esté conectada representa la demanda de carga máxima posible.

Figura 18. Comportamiento de la carga

$$\frac{A}{B} = \text{FACTOR DE CARGA}$$



2.4.4 Demanda diversificada y factor de diversidad

Al planificar la creación de un alimentador para una cantidad determinada de usuarios siempre se debe tomar en cuenta su demanda máxima ya que cuando ésta ocurre, es el momento en que el sistema estará sometido a las condiciones más extremas de carga y caída de tensión.

Es importante hacer ver que no es lo mismo la demanda máxima de un conjunto de consumidores a la de la suma de las demandas máximas de los consumidores individuales; ya que en el sistema existe diversidad entre los usuarios, con ello se puede decir y tomar como regla general que la demanda máxima de un conjunto de cargas será menor que la suma de las demandas individuales.

Al momento de diseñar y ejecutar un proyecto para una red de distribución, no se tomarán en cuenta las demandas individuales, sino la

demanda que genere el conjunto de usuarios. La demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo (t_a) y el número de cargas. En particular, la demanda máxima diversificada será la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presenta la demanda máxima del mismo (t_{max}) y el número de cargas; la demanda máxima diversificada es la que se obtiene para la demanda máxima del conjunto.

De acuerdo con lo anterior se puede definir una demanda máxima coincidente de un conjunto de cargas como la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número de cargas:

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{i,t_a}}{n}$$

$$D_{mnc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{n}$$

En donde:

D_{div} = demanda diversificada del conjunto en el instante t_a .

$D_i(t_a)$ = demanda de la carga i en el instante t_a ($i = 1, 2, \dots, n$)

D_{mnc} = demanda máxima con coincidente del conjunto.

D_{mi} = demanda máxima de la carga individual.

El factor de diversidad se puede referir a dos o más cargas separadas o se pueden incluir todas las cargas de cualquier parte de un sistema eléctrico o de un sistema complejo; esto se puede expresar matemáticamente como sigue:

$$F_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{ms}}$$

El factor de diversidad deberá ser mayor que uno. No puede ser menor que uno, porque la demanda del grupo no puede ser mayor que la suma de las demandas individuales.

2.4.5 Distribución y densidad de carga

Dentro de los sistemas de distribución los consumidores individuales pueden ser considerados como cargas individuales, es decir, que un consumidor es una sola carga, sin importar como éste la tenga repartida dentro de su instalación. Para un grupo de cargas individuales, se puede poner como ejemplo un grupo de residencias, la cual produce una carga compuesta, pero con cargas semejantes, es más fácil tratarlas como cargas uniformemente distribuidas a lo largo de la línea.

Los errores que se introducen al diseñar las redes de distribución de esta manera son despreciables; sin embargo, existen ocasiones en las que es preferible considerar las cargas como que estuvieran concentradas en un punto, por ejemplo en un poste.

2.4.6 Crecimiento de la carga

Algunos de los aspectos más importantes que se deben tener en cuenta en la planeación y diseño de sistemas de distribución, es el hecho de hacer una proyección del crecimiento de la carga para dicho sistema. Son muy raros los casos en los que un sistema se puede diseñar en base a la carga actual, es decir, que el sistema tenga una forma lineal que no tienda a ningún crecimiento. Como regla general se debe tomar en consideración una tasa de crecimiento de carga, de acuerdo a los requerimientos del lugar en donde se va a realizar la construcción de la red de distribución, esta tolerancia debe aplicarse tanto para la capacidad de reserva que será dejada en el diseño actual, así también para realizar modificaciones y/o adiciones en el futuro.

Para determinar el grado de crecimiento que tendrá cierto grupo de cargas, se debe tomar en cuenta factores como las condiciones económicas de la zona, hábitos de los consumidores, condiciones económicas reales de la empresa suministradora, etc. Los crecimientos en diversas partes del sistema en general serán muy diferentes entre sí y distintos entre las tasas de crecimiento de cada una de las zonas en particular y la tasa del sistema de distribución en general. Por lo cual solo un estudio detallado y profundo de los distintos factores que puedan influir en el crecimiento de la carga en la zona a tratar, dará como resultado la selección más adecuada de la tasa de crecimiento a utilizar en el diseño de una red de distribución. A pesar de lo anterior, es realmente imposible llegar a una solución con alto grado de exactitud.

Para la realización de este estudio se tomará en cuenta los datos históricos del comportamiento de la carga en el sector que se desea actualizar o rediseñar, dentro de estos datos están:

- Carga total del sistema
- Carga total de varios tipos (iluminación, potencia, etc.)
- Carga en las subestaciones
- Carga individual de alimentadores de distribución
- Pruebas anuales en transformadores de distribución.

Tomando en consideración estos datos se realizan especificaciones de una manera más certera, aunque debe tenerse el cuidado de no sobredimensionar la capacidad del sistema, cuando se tiene una zona de crecimiento lento, ya que no se puede decir con seguridad que tipo de cargas surgirán en el futuro dentro del sistema. Es bueno, para este tipo de casos, realizar una proyección para no más de 4 ó 5 años.

Lo contrario sucede con cargas de crecimiento rápido, se debe ser un poco menos conservador, ya que el reemplazo de equipos con mucha frecuencia puede exceder fácilmente el costo adicional de instalar un porcentaje de capacidad extra. En estos casos es más difícil predecir la tasa de crecimiento, lo que da lugar a que la capacidad de reserva con que se debe contar en un periodo largo sea mucho mayor, por ello es conveniente hacer estimaciones por periodos más pequeños (de 2 ó 3 años solamente en vez de 5 años).

Al momento de determinar la tasa de crecimiento que refleje de forma aproximada el comportamiento del sistema, se puede obtener el incremento de la carga en un periodo determinado de años de la siguiente manera:

$$L_n = (1 + r)^n L_i$$

En donde,

L_n = carga a futuro

r = tasa de crecimiento

n = número de años a los cuales se desea saber la carga

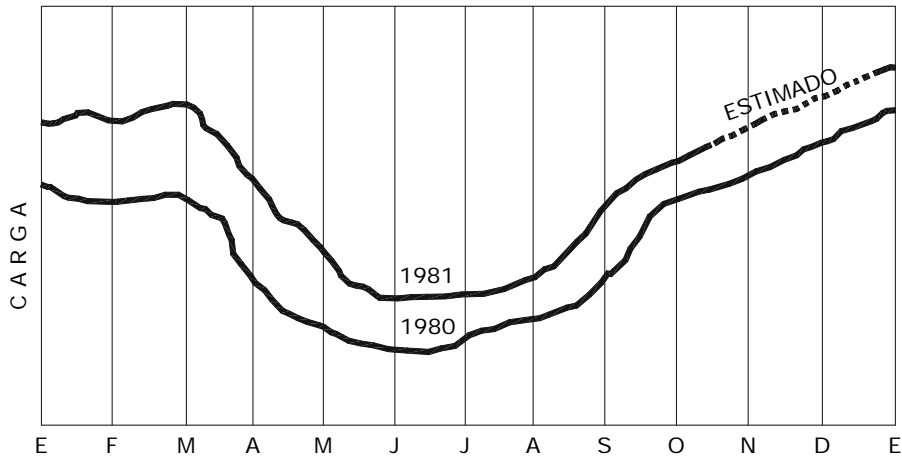
L_i = carga al momento del estudio.

El crecimiento de cargas es de suma importancia en un diseño económico, que a su vez tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como mecánico. Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema.

La tasa de crecimiento de carga r es de mucha importancia en un diseño económico, ya que tiene repercusiones tanto en el diseño eléctrico como en el mecánico.

El valor de la tasa de crecimiento de la demanda viene asociado a la zona a que se refiere y al tipo de consumidores que existen en la misma. La experiencia indica que en zonas urbanas desarrolladas, el crecimiento puede ser entre el 2% y el 5% en zonas ya construidas, entre el 5% y el 8% en lugares con lotes baldíos pequeños y más del 10% para zonas periféricas. Estos valores van a depender de la zona que cubra cada empresa distribuidora, la cual debe construir gráficos con curvas propias para determinar el crecimiento de la carga. Para el casco urbano de la ciudad capital de Guatemala la Empresa Eléctrica tiene determinado un valor de 4.28% de crecimiento anual.

Figura 19. Predicción de la carga



2.4.7 Factor de potencia

El factor de potencia tiene una definición bastante sencilla y es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

Para el caso de cargas distribuidas o un grupo de cargas individuales, las cuales cambian continuamente, el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga, siempre es necesario tener en cuenta que puede existir una carga muy grande y que el factor de potencia no sea representativo de las cargas restantes.

En la legislación actual de la república de Guatemala se establece para usuarios con consumo menor de 11 kW un valor mínimo de factor de potencia de 0.85, razón por la cual será utilizado este valor para el presente estudio.

3. ELABORACION DE UN PROCEDIMIENTO PARA CÁLCULO DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO CON LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONSUMO

En los sistemas de distribución eléctrica existe una innumerable cantidad de factores que contribuyen al buen funcionamiento de la misma, del mismo modo existen en su diseño variables que pueden ser causantes de que la red de distribución sea económica o no para las empresas distribuidoras.

Dentro de estas últimas se puede mencionar, como variables críticas, los conductores de media y baja tensión, la selección adecuada del transformador de distribución, la correcta colocación de postes para distribución, la buena conexión de las acometidas para los usuarios, la tasa de crecimiento estimada de la carga del sector, etc.

De la correcta selección de los elementos anteriormente mencionados dependerá la cantidad de pérdidas que se tendrá tanto en el tendido primario como el secundario, así como la mejor utilización del conductor en cuanto a recorrido, la cantidad de usuarios a los que se les preste un buen servicio, debido a la regulación de tensión, y por último la vigencia de la red de distribución.

En el transformador de distribución en estudio, influyen variables como la cantidad de tiempo que se espera que éste funcione, las pérdidas que tendrá durante este tiempo, las pérdidas debidas a los conductores de media y baja tensión durante el mismo tiempo, el costo de los cortes de energía debidos a el transformador de distribución, y por último, el valor que tendrá el transformador al final su vida útil estimada.

Para obtener un transformador económico de distribución, se debe de sumar todas las pérdidas que se tendrán a lo largo de su vida útil, así como el valor presente del transformador y conductores, al final quién tenga un menor valor será el transformador a utilizar según sea el caso.

Ahora bien, para realizar la correcta selección de la capacidad de un transformador monofásico de distribución que proporcionará energía de buena calidad a los consumidores, es necesario recopilar la mayor cantidad de datos posibles del área a servir y realizar divisiones y subdivisiones dentro de la misma, hasta encontrar que en ellas las variables presenten un comportamiento homogéneo que facilite la comparación de costos de servir con un transformador de **10, 15, 25, 37.5, 50 y 75 kVA**.

El análisis toma en cuenta que los demás elementos de la red a emplear, son los óptimos, como producto de otro estudio comparativo. De esa forma, la red se supondrá construida con conductores **1/0; 3/0 ó 4/0**.

3.1 Limitantes dentro del estudio

En el desarrollo de las ecuaciones que permiten la comparación de las diferentes capacidades en transformadores de distribución, se supondrá que existe al menos 3 postes por transformador de distribución para que en todos los casos a evaluar haya red de baja tensión.

Es necesario conocer algunos datos básicos de la red de distribución (características del área de consumo) tales como:

- Longitud de vano en metros
- Demanda promedio por poste en kW
- Costo de la energía y de la potencia en Q/kWh
- Factor de potencia promedio en la red de distribución
- Factor de carga para baja tensión
- Factor de carga para media tensión
- Tasa de crecimiento de la carga
- Factor de pérdidas en baja tensión
- Factor de pérdidas en media tensión
- Factor de sobre carga del transformador de distribución
- Resistencia del conductor de media tensión en Ω
- Costo del conductor de media tensión en Q/Km.
- Tasa de actualización
- Caída de voltaje permitida.
- Tipo de cambio del quetzal frente al dollar
- Impedancias de los conductores 1/0; 3/0; 4/0
- Reactancia de los Conductores 1/0; 3/0; 4/0
- Factor de potencia de los conductores 1/0; 3/0; 4/0.

Una vez obtenidas las características del área a servir, se puede empezar con los cálculos para determinar el transformador de distribución más económico.

3.2 El transformador y su alcance en la red de distribución

3.2.1 Cálculo del número de postes que puede servir un transformador según su capacidad

Como se expuso, se utilizará la capacidad del transformador, el cual debe tener la aptitud, como mínimo, de cubrir 3 postes, haciendo el cálculo siguiente:

$$N_{pr} := \frac{\text{Captrafo} \cdot F_{sc} \cdot F_p}{C_{poste}}$$

En donde:

N_{pr} = número de postes reales

Captrafo= capacidad del transformador en kVA

F_{sc} = factor de sobrecarga, el que vamos a tomar como 1.25 toda vez que se pueda sobrecargar eventualmente un transformador un 25%

F_p = factor de potencia

C_{poste} = carga o demanda por poste.

Del resultado anterior se toma el número impar inferior, para determinar el número de postes asignado (N_p = número impar inferior de N_{pr}) para un transformador.

3.2.2 La longitud del alimentador de baja tensión

Se puede definir a partir de:

$$L_{c\text{bt}} := (N_p - 1) \cdot L_v$$

En donde:

$L_{c\text{bt}}$ = Longitud del conductor de baja tensión en metros

N_p = Número de postes asignados

L_v = Longitud del vano en metros

3.2.3 Carga del transformador de baja tensión

Es aquella a la que estará sometido el transformador de distribución a partir de la cantidad de postes que pueda servir:

$$C_{\text{trafo}} := N_p \cdot C_{\text{poste}}$$

En donde:

C_{trafo} = Carga por transformador en (kW)

N_p = Número de postes asignados

C_{poste} = Carga o demanda por poste

3.2.4 La corriente por poste

Es el valor de la corriente que circula por la red de baja tensión, debida a los usuarios conectados a un mismo poste, y se calcula a partir de:

$$I_{\text{poste}} := \frac{C_{\text{poste}} \cdot 1000}{240 F_p}$$

En donde:

I_{poste} = Corriente por poste en (A)

C_{poste} = Carga o demanda por poste

1000 = para realizar la conversión a kW

F_p = Factor de potencia

240 = valor nominal de voltaje

3.2.5 La corriente por lado

Es la corriente que circulará hacia cada lado de la red que alimenta el transformador de distribución, tomando en cuenta que de un transformador se toman únicamente 2 ramales,

$$I_{\text{lado}} := (N_p - 1) \cdot \frac{I_{\text{poste}}}{2}$$

En donde:

I_{lado} = Corriente que va a circular hacia cada lado del transformador de distribución en (A)

N_p = Número de postes asignados

I_{poste} = Corriente por poste

3.2.6 Número de vanos por ramal en cada lado

Si se parte del hecho que el transformador de distribución alimentará 2 ramales distintos, se debe también saber cuántos vanos se tendrá en cada ramal, es decir, se debe calcular el número de vanos por lado,

$$V_{\text{lado}} := \frac{(N_p - 1)}{2}$$

En donde:

V_{lado} = Número de vanos a cada lado del transformador de distribución

N_p = Número de postes asignados

Para el caso que diera como resultado un número no entero, se aproxima al número entero superior.

3.2.7 Limitación por regulación de voltaje

Para realizar una buena distribución de la energía eléctrica, se debe minimizar las pérdidas en los conductores de distribución, para cuyo efecto existe una impedancia límite para los conductores, en función de la caída de tensión permisible:

$$Z_{\text{limite}} := \frac{(2 \cdot \%V)}{\left[I_{\text{poste}} \cdot (V_{\text{lado}} + 1) \cdot V_{\text{lado}} \cdot \left(\frac{L_v}{1000} \right) \right]}$$

En donde:

Zlímite= impedancia límite para el conductor que se va a utilizar para construir la red de distribución

%V= valor de regulación de tensión permitido

Iposte= corriente por poste

Vlado= número de vanos a cada lado del transformador de distribución

Lv= longitud del vano

Luego de determinar las características del transformador en una red de distribución de baja tensión, así como también cuales son los valores límite a los cuales se ajusta el conductor que se va a utilizar, en el siguiente punto, se analiza la impedancia que ofrecen cada uno de los distintos tipos de conductores disponibles para este análisis.

3.3 Impedancias disponibles de acuerdo al tipo de conductor utilizado en la construcción de redes de baja tensión

Estudios previos realizados por la Empresa Eléctrica de Guatemala (a los cuales simplemente se hace referencia por ser exclusivos de la misma), concluyen que para prestar un buen servicio de distribución de energía eléctrica, por ser económicos, tanto como eficientes, en el presente durante un periodo de 25 años, deben ser utilizados los conductores 1/0, 3/0 y 4/0.

Debido a esto se utiliza en el presente documento los mismos conductores para el diseño o remodelación de una red de distribución.

Las características de los conductores a utilizar se observan en la tabla II.

Tabla II. Características de conductores disponibles para construcción de redes de distribución

CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES DISPONIBLES			
Impedancias disponibles	1/0	3/0	4/0
resistencia ohmio/kp	0,2002	0,1259	0,1001
r en ohm/km a 75 GC	0,656656	0,412952	0,328328
Reactancia ohmio/kp	0,0256	0,0251	0,0249
x en ohmio/km	0,083968	0,082328	0,081672
Factor de potencia	0,95	0,95	0,95
Impedancia en ohmio/km	0,6500422	0,41801131	0,337413674

De los conductores sugeridos, se utilizará cualquiera, ya que como se demuestra posteriormente, la impedancia de todos en ohm/km es menor a la impedancia límite para las construcciones con que actualmente cuenta la distribuidora.

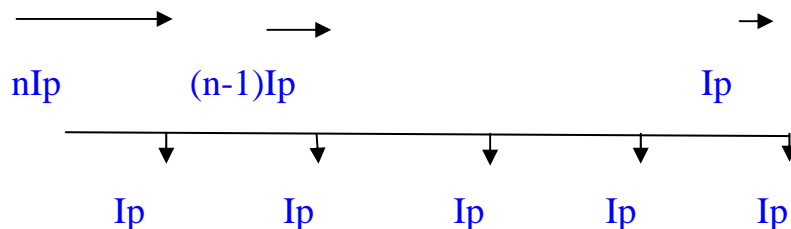
3.4 Cálculo de pérdidas en conductores de baja tensión por transformador

Inicialmente se proyectará el cálculo de las pérdidas que se darán en los conductores de baja tensión por cada unidad de transformación del año 1 hasta el año 30; es decir, que se realizará el diseño para que la red de distribución sirva sin problemas durante los próximos 30 años, suponiendo que la carga por transformador va a aumentar de manera gradual de el año 1 hasta el año 5, mientras que de allí al año 30 va a permanecer constante, debido a que una red de distribución es sumamente dinámica y casi imprevisible a partir del mediano plazo.

3.4.1 Pérdidas de potencia en la baja tensión

Estas pérdidas se calculan considerando la corriente que pasa por cada tramo, es decir, en el primer tramo pasa la corriente a los n postes que hay en ese lado, en el segundo tramo pasa la corriente debida a $n-1$ postes, etc., hasta llegar al último tramo donde la corriente es la debida al último poste.

Figura 20. Sumatoria de corriente por poste



La consideración anterior y las anteriores definiciones de términos, permiten formular la siguiente ecuación para calcular las pérdidas de potencia en el año 5:

$$P_{\text{paño5}} = R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 + 4 \cdot R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 + 9 R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 + \dots + (n-1)^2 \cdot R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 + n^2 R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2$$

Lo cual se puede simplificar así:

$$P_{\text{paño5}} = R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 (1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + (n-1)^2 + n^2)$$

Pero:

$$(1^2 + 2^2 + 3^2 + \dots + (n-1)^2 + n^2) = n(n+1)(2n+1)/6$$

Entonces:

$$P_{\text{paño5}} = 4 R L_v \cdot I_{\text{poste}}^2 (n)(n+1)(2n+1)/6000$$

$$P_{\text{paño5}} = 4 \cdot ((L_v/1000) \cdot I_{\text{poste}}^2) \cdot R \cdot (V_{\text{lado}} \cdot (V_{\text{lado}}+1) \cdot (2 \cdot V_{\text{lado}}+1)/6000)$$

Siendo:

$P_{\text{paño5}}$ = Pérdidas del potencia en el año 5

Lv= Longitud del vano en Km

Iposte= Corriente por poste

R= Resistencia del conductor utilizado en Ohm-Km

N = Vlado= Número de vanos a cada lado del transformador de distribución y se ha dividido por 1000 para expresar las pérdidas en Kw.

El factor 4 se debe a que son dos ramales y a que en cada ramal hay dos hilos de 120 V.

Si se parte de las pérdidas de potencia del año 5, se pueden calcular las pérdidas de potencia en el año 4, tomando en cuenta la tasa de crecimiento Tc, mediante:

$$P_{\text{paño4}} = (P_{\text{paño5}})/(1+Tc)^2$$

En donde:

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

Ppaño5= Pérdidas de potencia en el año 5

Tc= Tasa de crecimiento estimada

Y en forma similar, las pérdidas de potencia en el año 3:

$$P_{\text{paño3}} = (P_{\text{paño4}})/(1+Tc)^2$$

En donde:

Ppaño3= Pérdidas de potencia en el año 3

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

Tc= Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 2:

$$P_{\text{paño2}} = (P_{\text{paño3}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño2}}$ = Pérdidas de potencia en el año 2

$P_{\text{paño3}}$ = Pérdidas de potencia en el año 3

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 1:

$$P_{\text{paño1}} = (P_{\text{paño2}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño1}}$ = Pérdidas de potencia en el año 1

$P_{\text{paño2}}$ = Pérdidas de potencia en el año 2

T_c = Tasa de crecimiento estimada

A partir de estos datos, y bajo la premisa de que la carga para el transformador va a permanecer constante del año 5 hasta el año 30 se puede realizar el cálculo de valor presente de pérdidas de potencia a partir de:

$$VP_{pp} = ((P_{\text{paño1}}*(1+T_a)^{-1}) + (P_{\text{paño2}}*(1+T_a)^{-2}) + (P_{\text{paño3}}*(1+T_a)^{-3}) + (P_{\text{paño4}}*(1+T_a)^{-4}) + (P_{\text{paño5}}*(1+T_a)^{-25-1})) / (T_a*(1+T_a)^{25}*(1+T_a)^{-5})$$

En donde:

VPpp= Valor presente de pérdidas de potencia

Ppaño1= Pérdidas de potencia en el año 1

Ppaño2= Pérdidas de potencia en el año 2

Ppaño3= Pérdidas de potencia en el año 3

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

Ppaño5= Pérdidas de potencia en el año 5

Todas las pérdidas expresadas en kW.

Ta= Tasa de actualización

3.4.2 Pérdidas de energía en baja tensión

En los conductores de la red de distribución de baja tensión, no solo existen pérdidas de potencia, también se dan pérdidas de energía las cuales se calculan a partir de las pérdidas de potencia, el factor de pérdidas en conductores de baja tensión y la cantidad de horas en un año.

Las pérdidas de energía para el año 5, se calculan de la siguiente manera:

$$PEaño5 = Ppaño5 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

PEaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ppaño5= Pérdidas de potencia en el año 5

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 4:

$$Peaño4 = Ppaño4 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 3:

$$Peaño3 = Ppaño3 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Ppaño3= Pérdidas de potencia en el año 3

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 2:

$$Peaño2 = Ppaño2 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Ppaño2= Pérdidas de potencia en el año 2

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 1:

$$Peaño1 = Ppaño1 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Ppaño1= Pérdidas de potencia en el año 1

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Recordando la suposición que dice que la carga para el transformador permanecerá constante del año 5 hasta el año 30, en consecuencia se puede realizar el cálculo de valor presente de pérdidas de energía a partir de:

$$VPpe = ((Peaño1*(1+Ta)^{-1}) + (Peaño2*(1+Ta)^{-2}) + (Peaño3*(1+Ta)^{-3}) + (Peaño4*(1+Ta)^{-4}) + (Peaño5*(1+Ta)^{-25-1})) / (Ta*(1+Ta)^{25}*(1+Ta)^{-5})$$

En donde:

VPpe= Valor presente de pérdidas de energía

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Peaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ta= Tasa de actualización

3.4.3 Valor presente del costo de pérdidas

A partir de los resultados de los incisos anteriores se va a calcular el valor presente de pérdidas:

$$VPp = VPpp * \text{costo anual del kW} + VPpe * \text{costo kWh}$$

En donde se tiene que:

VPp= Valor presente de pérdidas

VPpp= Valor presente de pérdidas de potencia

Costo anual del kW= Quetzales / Kilowatt*año.

VPpe= Valore presente de pérdidas de energía

Costo kWh = Quetzales / Kilowatt –hora.

3.4.3.1 Costo en quetzales del conductor por Km

Ahora bien, a partir del precio de los distintos conductores que pueden se utilizados: 1/0, 3/0 ó 4/0 y el valor de cada uno de ellos el cual se tomará como US\$ 12,000, US\$ 12,500 y US\$ 13,000 por kilómetro respectivamente, se obtiene el costo en Quetzales por kilómetro de conductor:

$$\text{Conductor Q/Km} = \text{costo conductor \$} * \text{Tasa de Cambio}$$

En donde se utiliza la tasa de cambio vigente en la fecha que se realizan los cambios (Q7.82354 por \$1), tomando en cuenta las eventuales variaciones que pudiera sufrir la misma, al momento de implementar una red de distribución.

3.4.3.2 Costo en quetzales del conductor

Se calcula el precio total del conductor a utilizar de acuerdo con la longitud necesaria para cada calibre de conductor:

$$\text{Costo conductor Bt} = \text{Costo conductor Q/Km} * \text{Lcbit}/1000$$

En donde:

Costo Conductor Bt = Costo conductor baja tensión debido a su longitud

Costo Conductor Q/Km = Costo del conductor expresado en Q/Km

Lcbit = Longitud del conductor de baja tensión expresado en metros

3.4.3.3 Costo del conductor de baja tensión, incluyendo su valor presente de pérdidas

A partir de los datos anteriores se obtiene el valor total del conductor de baja tensión por transformador:

$$\text{Costo en Vp} = \text{VPp} + \text{costo del Conductor Bt}$$

En donde:

VPp = Valor presente de pérdidas

Costo del Conductor Bt = Costo del conductor de baja tensión en Q

Este mismo procedimiento deberá realizarse para cada calibre de conductor y cada valor sugerido de potencia de transformador en análisis.

3.5 Cálculo del costo de las instalaciones de baja tensión por transformador

Para continuar con el análisis respectivo, corresponde ahora calcular el costo que representa instalar la red de baja tensión por cada transformador en una red de distribución, a partir del conductor que tenga la menor cantidad de pérdidas para cada potencia de transformador sugerida (10, 15, 25, 37.5, 50 y 75 kVA):

$$\text{Costo conductor Bt} = \text{Costo conductor Q/Km} * \text{Lcbt}$$

En donde:

Costo conductor Bt = Costo del conductor de baja tensión

Costo conductor Q/Km = Valor en Quetzales del conductor que represente menores pérdidas para cada valor de potencia sugerida por transformador.

Lcbt= Longitud del conductor de baja tensión en km.

El valor obtenido debe corresponder con el valor obtenido en el inciso 3.4.3.2, para cada calibre de conductor.

3.6 Cálculo del valor presente de un transformador de distribución monofasico

En esta parte del estudio se pretende precisar el valor presente de un transformador monofásico de distribución, luego de un servicio de 30 años, teniendo en cuenta las pérdidas que se puedan dar en el núcleo, así como las que se dan debidas a la carga a la que esta sometido el transformador.

Se iniciará por dar el precio de un transformador de distribución, para una empresa distribuidora de electricidad:

Tabla III. Valor en dólares de un transformador de distribución

Valor de un transformador de distribución en \$	
CAPACIDAD en KVA	COSTO Transformador (\$)
10	402.18
15	454.61
25	653.98
37.5	822.31
50	996.59
75	1173.60

En los cálculos anteriores únicamente se ha trabajado en Quetzales por lo que se debe calcular el precio de cada transformador en esta moneda:

$$\text{Costo Trafo en Q} = \text{Valor Trafo en \$} * \text{Tasa de cambio}$$

De igual forma que para los transformadores, la instalación de un transformador de Distribución tiene un costo:

Tabla IV. Valor en dólares de la instalación de un transformador de distribución

Valor de instalación de un transformador de distribución en \$	
CAPACIDAD en KVA	COSTO de instalación (\$)
10	228.00
15	228.00
25	228.00
37.5	228.00
50	228.00
75	228.00

3.6.1 Costos de instalación

En este caso, en virtud de que la instalación del transformador es realizada por personal de la empresa de distribución, el costo de instalación es el mismo, el precio en Quetzales es:

$$\text{Costo Instalación Trafo en Q} = \text{Costo Instalación Trafo en \$} * \text{Tasa de cambio}$$

De lo anterior se puede establecer que el costo de un transformador de distribución Instalado es:

$$\text{Costo Trafo Instalado} = \text{Costo del Trafo en Q} + \text{Costo Instalación Trafo en Q}$$

3.6.2 Costo de pérdidas de potencia en un transformador

Los fabricantes de transformadores colocan dentro de la placa de características los datos de pérdidas en el núcleo y de pérdidas con carga, en razón de lo cual se colocan algunos datos como referencia en la tabla V:

Tabla V. Valores característicos de pérdidas en transformadores de distribución monofásicos

Valores característicos de pérdidas en transformadores de distribución monofásicos.		
CAPACIDAD en KVA	Pérdidas en el Núcleo (kW)	Pérdidas con Carga. (kW)
10	0.04	0.07
15	0.06	0.11
25	0.07	0.14
37.5	0.11	0.21
50	0.13	0.28
75	0.17	0.21

De los datos de pérdidas con carga en kW, los cuales se asumen como constantes desde el año 5 hasta el año 30, se realiza el cálculo de valor presente de pérdidas, asumiendo que en el año 5 las pérdidas con carga en el transformador serán las que se encuentran en la tabla V.

Pérdidas de potencia en el año 4:

$$P_{\text{paño4}} = (P_{\text{paño5}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño4}}$ = Pérdidas de potencia en el año 4

$P_{\text{paño5}}$ = Pérdidas de potencia en el año 5

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 3:

$$P_{\text{paño3}} = (P_{\text{paño4}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño3}}$ = Pérdidas de potencia en el año 3

$P_{\text{paño4}}$ = Pérdidas de potencia en el año 4

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 2:

$$P_{\text{paño2}} = (P_{\text{paño3}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño2}}$ = Pérdidas de potencia en el año 2

$P_{\text{paño3}}$ = Pérdidas de potencia en el año 3

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 1:

$$P_{\text{paño1}} = (P_{\text{paño2}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

Ppaño1= Pérdidas de potencia en el año 1

Ppaño2= Pérdidas de potencia en el año 2

Tc= Tasa de crecimiento estimada

A partir de estos datos bajo la suposición de que la carga para el transformador va a permanecer constante del año 5 hasta el año 30 se puede realizar el cálculo de valor presente de pérdidas de potencia a partir de:

$$VP_{pc} = ((P_{paño1} \cdot (1+T_c)^{-1}) + (P_{paño2} \cdot (1+T_c)^{-2}) + (P_{paño3} \cdot (1+T_c)^{-3}) + (P_{paño4} \cdot (1+T_c)^{-4}) + (P_{paño5} \cdot (1+T_c)^{-25-1})) / (T_c \cdot (1+T_c)^{25} \cdot (1+T_c)^{-5})$$

En donde:

VP_{pc}= Valor presente de pérdidas de potencia con carga

Ppaño1= Pérdidas de potencia en el año 1

Ppaño2= Pérdidas de potencia en el año 2

Ppaño3= Pérdidas de potencia en el año 3

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

Ppaño5= Pérdidas de potencia en el año 5

Ta= Tasa de actualización

De estos datos el valor presente de pérdidas de potencia expresado en quetzales será:

$$VP_{pc} \text{ en Q} = VP_{pc} \cdot \text{costo anual del kW}$$

En donde:

VPpc en Q= Valor presente de pérdidas con carga en quetzales

VPpc= Valor presente de pérdidas de potencia con carga

Costo anual del kW= Quetzales / kW * año

3.6.3 Costo de pérdidas de energía en un transformador

También se realiza el cálculo de las pérdidas de energía, en donde las pérdidas de energía para el año 5, se calculan de la siguiente manera:

$$PE_{\text{año5}} = P_{\text{paño5}} * 8760 * F_{\text{perbt}}$$

En donde:

PEaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ppaño5= Pérdidas de potencia con carga año 5 – pérdidas en el núcleo

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 4:

$$Pe_{\text{año4}} = P_{\text{paño4}} * 8760 * F_{\text{perbt}}$$

En donde:

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Ppaño4= Pérdidas de potencia con carga año 4 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 3:

$$Pe_{\text{año3}} = P_{\text{paño3}} * 8760 * F_{\text{perbt}}$$

En donde:

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Ppaño3= Pérdidas de potencia con carga año 3 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 2:

$$\text{Peaño2} = \text{Ppaño2} * 8760 * \text{Fperbt}$$

En donde:

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Ppaño2= Pérdidas de potencia con carga año 2 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 1:

$$\text{Peaño1} = \text{Ppaño1} * 8760 * \text{Fperbt}$$

En donde:

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Ppaño1= Pérdidas de potencia con carga año 1 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

De conformidad con las limitantes planteadas para el diseño de la red de distribución, el valor presente de pérdidas de energía será:

$$\text{VPpe} = ((\text{Peaño1} * (1 + \text{Ta})^{-1}) + (\text{Peaño2} * (1 + \text{Ta})^{-2}) + (\text{Peaño3} * (1 + \text{Ta})^{-3}) + (\text{Peaño4} * (1 + \text{Ta})^{-4}) + (\text{Peaño5} * (1 + \text{Ta})^{-25-1})) / (\text{Ta} * (1 + \text{Ta})^{25} * (1 + \text{Ta})^{-5})$$

En donde:

VPpe= Valor presente de pérdidas de energía

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Peaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ta= Tasa de actualización

De lo anterior se establece que el valor presente de pérdidas de energía expresado en quetzales será:

$$\text{VPpe en Q} = \text{VPpe} * \text{costo del kWh}$$

En donde:

VPpe en Q= Valor presente de pérdidas de energía en quetzales

VPpe= Valor presente de pérdidas energía

Costo del kWh= Valor en quetzales de Kilowatt-hora

3.6.4 Valor presente total de un transformador

Entonces el valor presente total del transformador es:

$$\text{VP total transformador} = \text{VPpe en Q} + \text{VPpc en Q} + \text{costo trafo instalado}$$

En donde:

VP total Transformador = Valor presente total del transformador de distribución en quetzales

VP_{pe} en Q = Valor presente de pérdidas de energía en quetzales

VP_{pc} en Q = Valor presente de pérdidas de potencia con carga en quetzales.

costo trafo instalado = Costo de la instalación de un transformador de distribución.

3.7 Valor presente de un transformador y de la baja tensión asociada

Con los datos obtenidos y precisados en el apartado anterior se completan los datos que se requieren para obtener el valor presente del costo de un transformador y su red de baja tensión:

$$VP \text{ trafo y Bt} = Vp \text{ total del Transformador} + \text{Costo conductor Bt} + VPp$$

En donde:

VP trafo y Bt = Valor presente de un transformador y su red de baja tensión

Vp total del Transformador = El costo de un transformador y sus pérdidas

Costo conductor Bt = Valor del conductor de la red de Bt

VPp = Valor presente de pérdidas en conductor más económico

3.8 Caso de comparación

Ahora que se tiene el valor de un transformador de distribución y su red de baja tensión, surge la duda acerca de ¿cómo se puede comparar transformadores de distintas capacidades, si cada transformador va a cubrir distinta área y distinta capacidad de usuarios de acuerdo a su valor?

Esta interrogante se resolverá definiendo un área que debe ser cubierta por un grupo de transformadores de cualquier capacidad y para definirla se emplea el área que puede ser cubierta por dos transformadores de 75 kVA, ya que este valor es múltiplo de las otras capacidades disponibles. Con un grupo de 2 Transformadores de 75 kVA se puede cubrir lo que abarcarían 15 transformadores de 10 kVA, 10 transformadores de 15 kVA, 6 transformadores de 25 kVA, 4 transformadores de 37.5 kVA o bien 3 transformadores de 50 kVA.

Para realizar la comparación se toma como referencia el número de postes que cubrirían 2 transformadores de 75 kVA:

$$\text{Número total Postes} = N_p * 2$$

En donde:

Número total postes = número de postes que cubren 2 transformadores de 75 kVA (un grupo)

N_p = Número de postes que cubre 1 transformador de 75 kVA.

De esto la carga que deberá ser cubierta por un grupo será:

$$\text{Carga total grupo} = \text{Número total de postes} * \text{Cposte}$$

En donde:

Carga total grupo = Carga a la que estará sometido un grupo

Número total postes = número de postes que cubren 2 transformadores de 75 kVA (un grupo)

Cposte = Carga por poste

El número de transformadores para cubrir la cantidad total de postes estará dado por:

$$\text{Número transformadores} = \text{Número total de postes} / N_p$$

En donde:

Número transformadores = Número de transformadores que se necesitan para cubrir los postes del grupo.

Número total postes = número de postes que cubren 2 transformadores de 75 kVA (un grupo)

N_p = Número de postes que puede cubrir un transformador de acuerdo a su capacidad

3.8.1 El transformador excedente

En ocasiones el número de transformadores obtenido, para las capacidades que son distintas al valor con que se ha formado el grupo (2 transformadores de 75 kVA), serán cantidades no enteras, dando lugar a fracciones de carga que no puede ser cubierta por grupos de transformadores, a pesar de lo dicho con respecto al área de estudio. Por lo tanto, será necesario asignar un transformador excedente por grupo. Esto quiere decir que, si para dar servicio a una determinada cantidad de usuarios, se forma un grupo de transformadores, el cual no es suficiente para cubrir la totalidad de usuarios, se deberá instalar uno o más transformadores de la misma capacidad que cubrirán la demanda faltante.

El valor entero del número de transformadores obtenido (al cual se denomina número entero transformadores), se utilizará hasta el momento de realizar el cálculo final, por ahora únicamente se ha visto la parte decimal del número de transformadores, la cual en el caso de existir, se aproximará a 1.

La carga por poste es una variable, razón por lo cual, pueden darse casos en los que para ciertas capacidades no existan transformadores excedentes, hay que tener esto muy en cuenta al momento de realizar los cálculos.

Por otra parte, dependiendo de la carga por poste existente, puede ocurrir que el transformador excedente no esté suministrando toda su capacidad, únicamente estará proporcionando la parte que se necesite para completar la totalidad de la carga requerida.

Por tanto, se debe obtener el número de postes que alimentará el transformador excedente:

$$\text{Número postes transformador excedente} = \text{Número total postes} - (\text{Número entero de transformadores} * N_p)$$

En donde:

Número postes transformador excedente = Número de transformadores que cubrirá el transformador excedente.

Número entero transformadores = Número entero de transformadores que se necesitan para cubrir los postes del grupo.

Número total postes = número de postes que cubren 2 transformadores de 75 kVA (un grupo)

N_p = Número de postes que puede cubrir un transformador de acuerdo a su capacidad.

3.9 Costo del transformador excedente por grupo

Un valor que no tendrá ninguna variación será el valor presente de un transformador de distribución, que se calculó en el inciso **3.6**; sin embargo, el costo asociado a un transformador excedente será diferente, según la carga que deba alimentar.

Para realizar los cálculos habrá que determinar la longitud del conductor de baja tensión que estará asociado al transformador de distribución excedente, si se diera el caso que el transformador excedente tenga que cubrir más de 1 poste:

$$LBt \text{ trafo excedente} = (\text{Número postes transformador excedente} - 1) * (L_v / 1000)$$

En donde:

LBt trafo excedente = longitud de la baja tensión del transformador excedente

Número de postes transformador excedente = Número de transformadores que cubrirá el transformador excedente.

Lv = Longitud del vano en metros

Ahora bien, con los cálculos realizados en la sección **3.4** en donde se obtuvo el valor presente de pérdidas de la red de baja tensión a partir del número de vanos, la longitud del vano, la capacidad del transformador, el calibre del conductor y el precio del conductor, se puede entonces obtener a partir del número de vanos que está sirviendo el transformador, el valor de pérdidas por vano.

$$\text{Pérdidas por vano} = \text{Costo en } V_p / (V_{lado} * 2)$$

En donde:

Pérdidas por vano = Costo de las pérdidas en cada vano de la red de baja tensión

Vlado= Número de vanos a cada lado del transformador de distribución
costo en V_p = Valor total del conductor de baja tensión, incluyendo pérdidas

Del número de postes para el transformador excedente se puede encontrar el número de vanos que tendrá el transformador excedente:

$$\text{Vanos transformador excedente} = \text{Número postes transformador excedente} - 1$$

Entonces el costo de la baja tensión del transformador excedente será:

$$\text{Costo Bt transformador excedente} = \text{Pérdidas por vano} * \text{vanos transformador excedente}$$

Y al sumar el valor del costo de la baja tensión del transformador excedente al precio del transformador, se obtiene el costo del transformador excedente por grupo:

$$\text{Costo transformador excedente} = \text{Costo Bt transformador excedente} + \text{VP total transformador}$$

En donde:

Costo del transformador excedente = Costo total del transformador excedente

Costo Bt transformador excedente = Valor de pérdidas y conductores de baja tensión

VP total transformador = Valor presente total del transformador

3.10 Cálculos por grupo incluyendo la media tensión

Ahora que se conoce el costo de colocar un transformador excedente, se pueden realizar los cálculos de un grupo completo de transformadores.

Habrá que recalcular la longitud del conductor de baja tensión de todos los transformadores de distribución.

3.10.1 Baja tensión del grupo simétrico de transformadores

El grupo simétrico es el número de transformadores que surge de la parte entera de la carga a alimentar. La longitud de conductor de baja tensión para el número simétrico de transformadores será:

$$\text{Lbt trafos simétricos} = \text{Lcbt en km} * \text{Número entero de transformadores}$$

En donde:

Lbt Trafos simétricos = Longitud del conductor de baja tensión para un número simétrico de transformadores.

Lcbt en Km = Longitud del conductor de baja tensión de un transformador
Número entero transformadores = Número entero de transformadores que se necesitan para cubrir los postes del grupo.

3.10.2 Longitud total de la baja tensión

Calculando la longitud total del conductor de baja tensión, incluyendo el transformador excedente:

$$\text{Lbt en Km total trafos} = \text{Lbt trafos simétricos} + \text{Lbt trafo excedente}$$

En donde:

Lbt en Km total trafos = Longitud total en kilómetros del conductor de baja tensión

Lbt trafos simétricos = Longitud del conductor de baja tensión para un número simétrico de transformadores en Km

Lbt trafo excedente = Longitud de la baja tensión del transformador Excedente en Km

3.10.3 Longitud de la línea en media tensión

Se debe conocer también la longitud del primario, es decir, la longitud del conductor de media tensión.

Si no existe transformador excedente se puede obtener a partir de:

$$\text{Longitud del primario} = (L_v/1000) * (\text{Número total postes}-1) - 0.5 * (N_p-1)$$

Si existe transformador excedente será:

$$\text{Longitud del primario} = (L_v/1000) * (\text{Número total postes}-1) - (\text{Número postes transformador excedente} - 0.5 * N_p - 1.5)$$

En donde:

Longitud del primario = Longitud total del conductor de media tensión

L_v = Longitud del vano del conductor de baja tensión en metros

Número postes transformador excedente = Número de transformadores que cubrirá el transformador excedente.

Número total postes = número de postes que cubren 2 transformadores de 75 kVA (un grupo)

N_p = Número de postes que puede cubrir un transformador de acuerdo a su capacidad

Otro dato que se puede obtener fácilmente es el del número total de transformadores de distribución que se utilizará:

Num total de transformadores = Número entero de transformadores + Número
excedente de transformadores

3.10.4 Pérdidas en media tensión

Para calcular las pérdidas que existirán en el conductor de media tensión, se debe realizar el cálculo por cada transformador de distribución, entonces la longitud de un tramo de conductor de media tensión estará dada por (este cálculo se realiza siempre que exista más de un transformador de distribución):

$$Lmt := (Np - 1) \cdot \left(\frac{Lv}{1000} \right)$$

En donde:

Lmt = Longitud de un tramo de conductor de media tensión

Np = Número de postes que puede cubrir un transformador de acuerdo a su capacidad

Lv = Longitud del vano del conductor de baja tensión en metros

3.10.5 Corriente por transformador en lado de baja tensión

Calculando la corriente que circula por el conductor de baja tensión:

Corriente en bt por transformador = $I_{\text{poste}} * Np$

En donde:

Corriente en bt por transformador = Corriente que circula por el conductor de baja tensión en un transformador de distribución en amperios

N_p = Número de postes que puede cubrir un transformador de acuerdo a su capacidad

I_{poste} = Corriente por poste en amperios

3.10.6 Corriente por transformador en el lado de media tensión

A partir de esto se hará la relación, para determinar la corriente que circulara en el lado de media tensión por cada transformador de distribución:

Corriente por transformador en Mt = Corriente en bt por transformador * (V_2/V_1)

En donde:

Corriente por transformador en Mt = corriente que circula por el conductor de media tensión por cada transformador en amperios

Corriente en bt por transformador = Corriente que circula por el conductor de baja tensión en un transformador de distribución en amperios

V_2 = Voltaje en el lado de baja tensión en voltios

V_1 = Voltaje en el lado de media tensión en voltios

3.10.7 Cálculo de pérdidas en media tensión por transformador

Con fundamento en estos datos se obtendrá el valor de las pérdidas que se darán en cada tramo de los transformadores de distribución, debida al conductor de media tensión:

Pérdidas en W/trafo en un tramo de mt= $(\text{Corriente por transformador en Mt})^2 * R_{\text{mt}} * L_{\text{mt}}$

En donde:

Pérdidas en W/trafo en un tramo de mt = Las pérdidas de potencia en Watts que se darán en un tramo de media tensión

Corriente por transformador en Mt = corriente que circula por el conductor de media tensión por cada transformador en amperios

Rmt = Resistencia del conductor de media tensión en ohms

Lmt = Longitud de un tramo de conductor de media tensión

3.10.8 Cálculo de pérdidas totales en media tensión

Ahora se debe obtener una relación para el cálculo de las pérdidas totales en media tensión, la cual se supone como:

$$\text{Factor cuadrático} = (\text{Num Total de transformadores} * (\text{Num total de transformadores} + 1) * (2 * \text{Num total de transformadores} + 1)) / 6$$

En donde:

Factor cuadrático = factor que dará el total de pérdidas en media tensión

Num total de transformadores = Es el número total de transformadores de distribución que se utilizará

Al igual que en el apartado de pérdidas de potencia en la baja tensión (3.4.1), el factor cuadrático que se utiliza hace referencia a la sumatoria de pérdidas que se tiene en cada uno de los postes por los que circula corriente en este caso en el lado de media tensión, por lo que la forma de cálculo del factor cuadrático tiene la misma vigencia.

3.10.9 Pérdidas de potencia en media tensión

Seguidamente se procede a calcular las pérdidas en kW totales en media tensión:

$$\text{Pérdidas totales en Mt (kW)} = \text{Factor cuadrático} * \text{Pérdidas en W/trafo en un tramo de Mt/1000}$$

En donde:

Pérdidas totales en Mt(kW) = Pérdidas totales en los conductores de media tensión

Factor cuadrático = factor que dará el total de pérdidas en media tensión

Pérdidas en W/trafo en un tramo de mt = Las pérdidas de potencia en Watts que se darán en un tramo de media tensión

3.10.10 Porcentaje de pérdidas

Con estos elementos se calcula el porcentaje de pérdidas que está dado por:

$$\text{Porcentaje de pérdidas} = \text{Pérdidas totales en Mt/ Carga total grupo}$$

En donde:

Porcentaje de pérdidas = porcentaje de pérdidas en media tensión

Pérdidas totales en Mt(kW) = Pérdidas totales en los conductores de media tensión

Carga total grupo = Carga a la que estará sometido un grupo

3.10.11 Valor presente de pérdidas de potencia

De conformidad con la información que se ha recopilado del sistema de distribución hasta el momento, se procede a calcular la proyección de pérdidas hasta el año 30, como en los casos anteriores bajo la suposición de que la carga va a permanecer constante desde el año 5 hasta el 30:

Las pérdidas en el año 5 serán:

$$P_{\text{paño5}} = \text{Pérdidas totales en Mt (kW)}$$

Pérdidas de potencia en el año 4:

$$P_{\text{paño4}} = (P_{\text{paño5}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño4}}$ = Pérdidas de potencia en el año 4

$P_{\text{paño5}}$ = Pérdidas de potencia en el año 5

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 3:

$$P_{\text{paño3}} = (P_{\text{paño4}})/(1+T_c)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño3}}$ = Pérdidas de potencia en el año 3

$P_{\text{paño4}}$ = Pérdidas de potencia en el año 4

T_c = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 2:

$$P_{\text{paño}2} = (P_{\text{paño}3}) / (1+Tc)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño}2}$ = Pérdidas de potencia en el año 2

$P_{\text{paño}3}$ = Pérdidas de potencia en el año 3

Tc = Tasa de crecimiento estimada

Pérdidas de potencia en el año 1:

$$P_{\text{paño}1} = (P_{\text{paño}2}) / (1+Tc)^2$$

En donde:

$P_{\text{paño}1}$ = Pérdidas de potencia en el año 1

$P_{\text{paño}2}$ = Pérdidas de potencia en el año 2

Tc = Tasa de crecimiento estimada

Entonces, el valor presente de pérdidas de potencia será:

$$VP_{pc} = ((P_{\text{paño}1} * (1+Ta)^{-1}) + (P_{\text{paño}2} * (1+Ta)^{-2}) + (P_{\text{paño}3} * (1+Ta)^{-3}) + (P_{\text{paño}4} * (1+Ta)^{-4}) + (P_{\text{paño}5} * (1+Ta)^{-25-1})) / (Ta * (1+Ta)^{25} * (1+Ta)^{-5})$$

En donde:

VPpc= Valor presente de pérdidas de potencia con carga

Ppaño1= Pérdidas de potencia en el año 1

Ppaño2= Pérdidas de potencia en el año 2

Ppaño3= Pérdidas de potencia en el año 3

Ppaño4= Pérdidas de potencia en el año 4

Ppaño5= Pérdidas de potencia en el año 5

Ta= Tasa de actualización

De estos datos el valor presente de pérdidas de potencia expresado en quetzales será:

$$VPpc \text{ en Q} = VPpc * \text{costo kW}$$

En donde:

VPpc en Q= Valor presente de pérdidas con carga en quetzales

VPpc= Valor presente de pérdidas de potencia con carga

Costo kW= Valor en quetzales de Kilowatt

3.10.12 Valor presente de pérdidas de energía

También se realiza el cálculo de las pérdidas de energía a partir de:

Las pérdidas de energía para el año 5, se calculan de la siguiente manera:

$$PEaño5 = Ppaño5 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

PEaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ppaño5= Pérdidas de potencia con carga año 5 – pérdidas en el núcleo

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 4:

$$Peaño4 = Ppaño4 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Ppaño4= Pérdidas de potencia con carga año 4 – pérdidas en el núcleo

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 3:

$$Peaño3 = Ppaño3 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Ppaño3= Pérdidas de potencia con carga año 3 – pérdidas en el núcleo

8760= Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 2:

$$Peaño2 = Ppaño2 * 8760 * Fperbt$$

En donde:

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Ppaño2= Pérdidas de potencia con carga año 2 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

Pérdidas de energía en el año 1:

$$\text{Peaño1} = \text{Ppaño1} * 8760 * \text{Fperbt}$$

En donde:

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Ppaño1= Pérdidas de potencia con carga año 1 – pérdidas en el núcleo 8760=

Resultado de la multiplicación de 24 horas * 365 días

Fperbt= Factor de pérdidas en baja tensión

De la misma forma como quedó puntualizado con anterioridad, el valor presente de pérdidas de energía se puede obtener de:

$$\text{VPpe} = ((\text{Peaño1} * (1 + \text{Ta})^{-1}) + (\text{Peaño2} * (1 + \text{Ta})^{-2}) + (\text{Peaño3} * (1 + \text{Ta})^{-3}) + (\text{Peaño4} * (1 + \text{Ta})^{-4}) + (\text{Peaño5} * (1 + \text{Ta})^{-25-1})) / (\text{Ta} * (1 + \text{Ta})^{25} * (1 + \text{Ta})^{-5})$$

En donde:

VPpe= Valor presente de pérdidas de energía

Peaño1= Pérdidas de energía en el año 1

Peaño2= Pérdidas de energía en el año 2

Peaño3= Pérdidas de energía en el año 3

Peaño4= Pérdidas de energía en el año 4

Peaño5= Pérdidas de energía en el año 5

Ta= Tasa de actualización

De estos datos el valor presente de pérdidas de energía expresado en quetzales será:

$$VPpe \text{ en Q} = VPpe * \text{costo kW}$$

En donde:

VPpe en Q= Valor presente de pérdidas de energía en quetzales

VPpe= Valor presente de pérdidas energía

Costo kWh= Valor en quetzales de Kilowatt-hora

Queda hasta aquí el tema de las pérdidas en los transformadores, ya que se tomarán en cuenta estos valores en el momento de realizar los cálculos finales.

Por consiguiente se procede, a analizar otra de las causas de costos en las redes de distribución:

3.11 Costo de la energía no servida (cálculo por grupo)

Dentro de los factores a analizar se debe tomar en cuenta la cantidad de fallas que pueda tener un transformador de distribución a lo largo de su vida útil, o del tiempo que esté instalado. En este punto de el trabajo se realizará el cálculo para 30 años que es la cantidad de tiempo para la que se están realizando las modificaciones para una red de distribución.

Con ese objetivo se toman en cuenta las siguientes variables:

P = número de fallas por transformador, es una característica de acuerdo a la capacidad del transformador, en este caso se tomarán las establecidas por la empresa de distribución en la que se fija este análisis.

T = Tiempo estimado de interrupción por falla, éste también varía dependiendo de la rapidez con que el personal de mantenimiento de la empresa de distribución atiende las fallas en cada red de distribución, para este caso se tomará el valor estimado de la empresa propietaria de los circuitos en análisis.

Tabla VI. Características de falla en transformadores de distribución

CAPACIDAD en KVA	Porcentaje de Interrupción P en 1 año	Tiempo de interrupción por Falla T (horas)
10	0.048	3
15	0.040	3
25	0.040	3
37.5	0.040	3
50	0.042	3
75	0.035	3

3.11.1 Cálculo del número de fallas por año

A partir de los datos de la tabla anterior se calcula el número de fallas en un año:

$$N_f = P * \text{Num total de transformadores}$$

En donde:

N_f = número de fallas en un año.

P = Porcentaje de interrupciones en un año

Num total de transformadores = Es el número total de transformadores de distribución que se utilizarán

3.11.2 Tiempo de interrupción

Calculando el tiempo de interrupción:

$$TT = Nf * T$$

En donde:

TT = Tiempo de interrupción en horas, para un año

Nf = número de fallas en un año

T = Tiempo de interrupción por falla

3.11.3 Valor de la energía no servida

Se calcula entonces el valor de la energía no servida durante el quinquenio, toda vez que a partir del año 5 hasta el año 30, ésta permanecerá constante, se inicia con el año 5:

$$\text{Pensaño5} = \text{Captrafo} * TT$$

En donde:

Pensaño5 = Energía no servida en el año 5

Captrafo= Capacidad de los transformadores de la red de distribución

TT = Tiempo de interrupción en horas, para un año

Energía no servida en el año 4:

$$\text{Pensaño4} = (\text{Pensaño5}) / (1 + Tc)^2$$

En donde:

Pensaño4 = Energía no servida en el año 4

Pensaño5 = Energía no servida en el año 5

Tc= Tasa de crecimiento estimada

Energía no servida en el año 3:

$$\text{Pensaño3} = (\text{Pensaño4}) / (1 + \text{Tc})^2$$

En donde:

Pensaño3 = Energía no servida en el año 3

Pensaño4 = Energía no servida en el año 4

Tc= Tasa de crecimiento estimada

Energía no servida en el año 2:

$$\text{Pensaño2} = (\text{Pensaño3}) / (1 + \text{Tc})^2$$

En donde:

Pensaño2 = Energía no servida en el año 2

Pensaño3 = Energía no servida en el año 3

Tc= Tasa de crecimiento estimada

Energía no servida en el año 1:

$$\text{Pensaño1} = (\text{Pensaño2}) / (1 + \text{Tc})^2$$

En donde:

Pensaño1 = Energía no servida en el año 1

Pensaño2 = Energía no servida en el año 2

Tc= Tasa de crecimiento estimada

A partir de estos datos, y como fue puntualizado anteriormente, bajo la suposición de que la carga para el transformador permanecerá constante del año 5 hasta el año 30, se puede realizar el cálculo de valor presente de energía no servida a partir de:

$$VP_{pens} = ((Pensaño1*(1+Ta)^{-1})+(Pensaño2*(1+Ta)^{-2})+(Pensaño3*(1+Ta)^{-3})+(Pensaño4*(1+Ta)^{-4})+(Pensaño5*(1+Ta)^{-25-1}))/Ta*(1+Ta)^{25}*(1+Ta)^{-5}$$

En donde:

VP_{pens}= Valor presente energía no servida

Pensaño1= Energía no servida en el año 1

Pensaño2= Energía no servida en el año 2

Pensaño3= Energía no servida en el año 3

Pensaño4= Energía no servida en el año 4

Pensaño5= Energía no servida en el año 5

Ta= Tasa de actualización

De estos datos el valor presente del costo de la energía no servida expresado en quetzales será:

$$VP_{Pens \text{ en } Q} = VP_{pens} * \text{costo kW} * 10$$

En donde:

VP_{Pens en Q}= Valor presente de energía no servida en quetzales

VP_{pens}= Valor presente de pérdidas por energía no servida

Costo kWh= Valor en quetzales de Kilowatt-hora

10 = Factor con que se penaliza el costo de la energía no servida, según las normas técnicas de calidad del servicio de distribución.

3.12 Cálculos finales para obtener el transformador económico de distribución de acuerdo con las características del área de consumo

El costo total en valor presente del número simétrico de transformadores de distribución será:

$$\text{VP trafos simétricos} = \text{Num total transformadores} * \text{Vp trafo y Bt}$$

En donde:

VP trafos simétricos = valor presente de los transformadores simétricos y su baja tensión

Num total de transformadores = Es el número total de transformadores de distribución que se utilizarán

VP trafo y Bt = Valor presente de un transformador y su red de baja tensión

El valor Presente total de las pérdidas en media tensión:

$$\text{VP pérdidas MT} = \text{VPpec en Q} + \text{VPppc en Q}$$

En donde:

VP pérdidas en MT = Valor presente total de pérdidas en media tensión.

VPpec = Valor presente de pérdidas de energía con carga en quetzales

VPppc = Valor presente de pérdidas de potencia con carga en quetzales

El costo total del conductor de la línea de media tensión:

$$\text{Costo Línea MT} = \text{Longitud del primario} * \text{Costo Lmt/km}$$

En donde:

Costo Línea MT = Costo total del conductor de la línea de media tensión.

Lmt = Longitud de la línea de media tensión

Costo Lmt/Km = Costo del conductor de media tensión en Q/km

Con los datos anteriores y el valor presente de la energía no servida, se tiene:

$$\text{VP transformador económico} = \text{VP trafos simétricos} + \text{VP trafo excedente} \\ + \text{VP pérdidas MT} + \text{Costo línea MT} + \text{VPens}$$

En donde:

VP transformador económico = Valor presente del transformador económico de distribución para servir al área bajo análisis, durante los próximos 30 años.

VP trafos simétricos = valor presente de los transformadores simétricos y su baja tensión

VP trafo excedente = Valor presente de un transformador excedente

VP pérdidas en MT = Valor presente total de pérdidas en media tensión.

Costo Línea MT = Costo total del conductor de la línea de media Tensión.

VPens = Valor presente de la energía no servida.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PARA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO CON LAS CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONSUMO

En esta parte del trabajo se procede, en base al procedimiento creado en el capítulo anterior, a analizar y obtener el transformador económico de distribución. Se realiza el análisis tomando como referencia la carga por poste que sea exigida, de acuerdo a las distintas áreas en las que se distribuye la energía eléctrica.

Para comenzar se dan las características de la red de distribución bajo análisis, dejando como variables únicamente la capacidad de los Transformadores de distribución, la cual puede variar dentro de 10, 15, 25, 37.5, 50 y 75 kVA, y la demanda por poste que exista en el circuito de distribución.

Los vanos de las líneas de distribución que se encuentran en lugares poblados densamente como es el caso de la ciudad de Guatemala, no tienen cambios significativos de circuito a circuito, por lo que se tomará un vano promedio para todo el análisis.

Se introducirán los siguientes valores como constantes:

Tabla VII. Datos para evaluación de transformador económico

Variable	Valor
Longitud del Vano en metros	42.308
Tasa de Cambio Q/\$	7.82354
Precio Energía Q/kWh	.6408
Resistencia Conductor Media Tensión	0.1253 Ω
Precio de la Potencia Q/kW mes	71.2
Precio del Conductor Media Tensión en Q/Km	120000
Factor de Potencia promedio en Zonas Residenciales	0.79
Factor de Carga en Baja Tensión	0.43
Factor de Carga en Media Tensión	0.48
Tasa de Crecimiento	4.28 %
Factor de Pérdidas en Baja Tensión	0.32
Factor de Pérdidas en Media Tensión	0.35
Tasa de Actualización	14.18%
Caída de Voltaje permitido en V.	7

Únicamente se dejará como variable la carga que puede existir por cada poste de la red de distribución, la cual variará desde 1 hasta 24 kW.

Por razones de simplicidad solamente se despliegan valores de los resultados obtenidos de los procedimientos, a fin de realizar el análisis para el transformador económico, cuando exista demanda por poste que pueda variar según el área de consumo de 1 a 24 kW.

Se inicia el análisis, con el aprovechamiento que tendrá cada transformador que esté en uso, es decir, que tanto de la capacidad del transformador está en uso.

Tabla VIII. Potencia que suministra cada transformador en kW

Capacidad(kVA)/Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75
1	7,00	11,00	19,00	29,00	39,00	59,00
2	6,00	10,00	18,00	30,00	38,00	58,00
3	9,00	9,00	21,00	27,00	39,00	57,00
4		12,00	20,00	28,00	36,00	60,00
5			15,00	25,00	35,00	55,00
6			18,00	30,00	42,00	54,00
7			21,00	35,00	35,00	63,00
8			24,00	24,00	40,00	56,00
9				27,00	45,00	63,00
10				30,00	30,00	50,00
11				33,00	33,00	55,00
12				36,00	36,00	60,00
13					39,00	65,00
14					42,00	70,00
15					45,00	45,00
16					48,00	48,00
17						51,00
18						54,00
19						57,00
20						60,00
21						63,00
22						66,00
23						69,00
24						72,00

De la tabla VIII se concluye que cuanto menor es la carga que exista por poste, serán los transformadores de menor capacidad los que se estarán utilizando de mejor manera, es decir, se estará aprovechando de los mismos una mayor cantidad de potencia con respecto a la que pueden proporcionar.

De acuerdo con las características del circuito de distribución, se observa en la siguiente tabla que, según la definición de grupo, que es la capacidad en kW que puede ser cubierta por dos transformadores de 75 kVA, ya que esta capacidad es múltiplo de las otras bajo análisis. El número de transformadores de distribución, de una determinada capacidad que puede ser utilizada para cubrir un circuito de distribución no crece de la misma forma que la demanda por poste, no tiene un comportamiento lineal el número de transformadores y la demanda por poste.

Tabla IX. Número de transformadores según capacidad

Capacidad(kVA)/Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75
1	17	11	7	5	3	2
2	20	12	7	4	3	2
3	13	13	6	5	3	2
4		10	6	5	3	2
5			8	5	3	2
6			6	4	3	2
7			6	4	4	2
8			5	5	3	2
9				5	3	2
10				4	3	2
11				4	3	2
12				4	3	2
13					3	2
14					3	2
15					2	2
16					2	2
17						2
18						2
19						2
20						2
21						2
22						2
23						2
24						2

El número de postes que alimentará un transformador tiende a disminuir de manera gradual a manera que aumenta la demanda por poste, hasta llegar a 3 que es una de las limitantes en el análisis, que cada transformador de distribución debería de alimentar al menos 3 postes, esto se observa con claridad en la tabla X.

Tabla X. Número de postes que alimentará un transformador

Capacidad(kVA)/Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75
1	7	11	19	29	39	59
2	3	5	9	15	19	29
3	3	3	7	9	13	19
4		3	5	7	9	15
5			3	5	7	11
6			3	5	7	9
7			3	5	5	9
8			3	3	5	7
9				3	5	7
10				3	3	5
11				3	3	5
12				3	3	5
13					3	5
14					3	5
15					3	3
16					3	3
17						3
18						3
19						3
20						3
21						3
22						3
23						3
24						3

Al tener los datos de la cantidad de transformadores y los valores de utilización de cada uno, se analiza el valor presente de los transformadores según su capacidad, lo que se hace a partir de la Tabla XI; como se observa en la columna que refleja la capacidad económica, los transformadores que tienen un Valor menor son los de mayor capacidad, es decir en su mayoría el transformador de 75 kVA sería el de menor costo para cubrir un grupo.

Tabla XI. Valor presente de transformadores por grupo según capacidad

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q112.847,98	Q86.718,54	Q70.957,94	Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
2	Q132.762,33	Q94.602,04	Q70.957,94	Q52.777,39	Q46.898,16	Q39.177,06	75
3	Q86.295,52	Q102.485,55	Q60.821,09	Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
4		Q78.835,03	Q60.821,09	Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
5			Q81.094,79	Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
6			Q60.821,09	Q52.777,39	Q46.898,16	Q39.177,06	75
7			Q60.821,09	Q52.777,39	Q62.530,87	Q39.177,06	75
8			Q50.684,25	Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
9				Q65.971,74	Q46.898,16	Q39.177,06	75
10				Q52.777,39	Q46.898,16	Q39.177,06	75
11				Q52.777,39	Q46.898,16	Q39.177,06	75
12				Q52.777,39	Q46.898,16	Q39.177,06	75
13					Q46.898,16	Q39.177,06	75
14					Q46.898,16	Q39.177,06	75
15					Q31.265,44	Q39.177,06	50
16					Q31.265,44	Q39.177,06	50
17						Q39.177,06	75
18						Q39.177,06	75
19						Q39.177,06	75
20						Q39.177,06	75
21						Q39.177,06	75
22						Q39.177,06	75
23						Q39.177,06	75
24						Q39.177,06	75

Para realizar el análisis de baja tensión, se debe saber qué conductor utilizar, de acuerdo a las características de consumo y la capacidad del transformador de distribución. En la tabla XII, se observa como resultado del análisis del capítulo 3, y bajo las circunstancias descritas al inicio de este capítulo, el calibre del conductor a utilizar aumentará de la misma forma en que aumenta la capacidad del transformador de distribución a utilizar. Para un transformador de distribución de mayor capacidad, deberá utilizarse en la red de baja tensión un calibre de conductor mayor.

Tabla XII. Calibre del conductor económico a utilizar

Capacidad(kVA)/Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75
1	1/0	1/0	3/0	3/0	4/0	4/0
2	1/0	1/0	3/0	4/0	4/0	4/0
3	1/0	1/0	3/0	3/0	4/0	4/0
4		1/0	3/0	3/0	4/0	4/0
5			1/0	3/0	4/0	4/0
6			3/0	4/0	4/0	4/0
7			3/0	4/0	4/0	4/0
8			3/0	3/0	4/0	4/0
9				4/0	4/0	4/0
10				4/0	4/0	4/0
11				4/0	4/0	4/0
12				4/0	4/0	4/0
13					4/0	4/0
14					4/0	4/0
15					4/0	4/0
16					4/0	4/0
17						4/0
18						4/0
19						4/0
20						4/0
21						4/0
22						4/0
23						4/0
24						4/0

Cuando se analiza el valor presente de pérdidas en baja tensión debidas a los transformadores que cubren un grupo, siempre y cuando sea posible utilizar un transformador de distribución para cubrir la demanda por poste, resultará mucho más económico utilizar transformadores de menor capacidad.

Tabla XIII. Valor presente de pérdidas en baja tensión por grupo

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q4.007,83	Q10.187,97	Q33.595,05	Q85.461,09	Q124.781,60	Q288.125,94	10
2	Q1.347,17	Q4.041,51	Q14.145,28	Q37.720,75	Q57.591,51	Q136.737,74	10
3	Q1.970,24	Q1.970,24	Q12.730,75	Q22.733,49	Q41.374,95	Q86.387,26	10
4		Q2.694,34	Q8.083,02	Q18.860,38	Q24.249,06	Q75.441,51	15
5			Q3.367,92	Q10.524,76	Q17.681,60	Q46.308,96	25
6			Q3.637,36	Q12.124,53	Q25.461,51	Q36.373,59	25
7			Q4.950,85	Q16.502,83	Q16.502,83	Q49.508,49	25
8			Q5.388,68	Q5.388,68	Q16.166,04	Q30.176,60	25
9				Q6.820,05	Q20.460,14	Q38.192,26	37,5
10				Q6.735,85	Q5.051,89	Q16.839,62	50
11				Q8.150,38	Q6.112,78	Q20.375,94	50
12				Q9.699,62	Q7.274,72	Q24.249,06	50
13					Q8.537,69	Q28.458,96	50
14					Q9.901,70	Q33.005,66	50
15					Q7.577,83	Q7.577,83	50
16					Q8.621,89	Q8.621,89	50
17						Q9.733,30	75
18						Q10.912,08	75
19						Q12.158,21	75
20						Q13.471,70	75
21						Q14.852,55	75
22						Q16.300,75	75
23						Q17.816,32	75
24						Q19.399,25	75

En cuanto al costo total de la línea de baja tensión, se observa en la tabla XIV que, al utilizar transformadores de baja tensión con baja capacidad, los costos de la línea de baja tensión disminuyen con respecto a utilizar transformadores de mayor capacidad.

Tabla XIV. Costo total de la línea de baja tensión por grupo

Capacidad(kVA) /Demanda*poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q401.169,9	Q425.001,8	Q459.260,1	Q467.535,1	Q490.539,5	Q499.145,4	10
2	Q150.935,2	Q182.711,08	Q211.011,44	Q232.360,83	Q232.360,83	Q240.966,7	10
3	Q99.299,50	Q99.299,50	Q132.399,33	Q136.536,81	Q150.604,24	Q154.907,22	10
4		Q79.439,60	Q99.299,50	Q103.436,98	Q103.271,48	Q120.483,39	15
5			Q55.607,72	Q70.337,15	Q77.453,61	Q86.059,57	25
6			Q49.649,75	Q60.241,70	Q64.544,67	Q68.847,65	25
7			Q49.649,75	Q60.241,70	Q60.241,70	Q68.847,65	25
8			Q37.237,31	Q37.237,31	Q47.332,76	Q51.635,74	25
9				Q38.726,80	Q47.332,76	Q51.635,74	37,5
10				Q25.817,87	Q25.817,87	Q34.423,83	37,5
11				Q25.817,87	Q25.817,87	Q34.423,83	37,5
12				Q25.817,87	Q25.817,87	Q34.423,83	37,5
13					Q25.817,87	Q34.423,83	50
14					Q25.817,87	Q34.423,83	50
15					Q17.211,91	Q17.211,91	50
16					Q17.211,91	Q17.211,91	50
17						Q17.211,91	75
18						Q17.211,91	75
19						Q17.211,91	75
20						Q17.211,91	75
21						Q17.211,91	75
22						Q17.211,91	75
23						Q17.211,91	75
24						Q17.211,91	75

De la misma forma que en baja tensión, también se tendrá menor cantidad de pérdidas en la línea de media tensión, cuando la demanda por poste se sitúa en valores que pueden ser cubiertos por transformadores de poca capacidad, 10 y 15 kVA, pero a manera que la demanda por postes exige transformadores de mayor capacidad, el costo de las pérdidas también se reduce al aumentar la capacidad del transformador de distribución.

Tabla XV. Valor presente de pérdidas en media tensión por grupo

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q214,32	Q250,04	Q371,52	Q528,93	Q330,46	Q412,27	10
2	Q84,39	Q106,18	Q148,20	Q154,37	Q148,61	Q192,34	10
3	Q54,18	Q54,18	Q98,34	Q131,00	Q104,36	Q119,42	10
4		Q45,28	Q59,46	Q105,66	Q59,28	Q102,92	15
5			Q37,49	Q56,15	Q42,02	Q61,77	25
6			Q24,08	Q44,11	Q60,51	Q47,63	25
7			Q32,78	Q60,03	Q60,03	Q64,84	25
8			Q25,88	Q25,88	Q36,59	Q38,42	25
9				Q32,75	Q46,31	Q48,63	37,5
10				Q22,05	Q10,29	Q20,42	50
11				Q26,68	Q12,45	Q24,71	50
12				Q31,76	Q14,82	Q29,40	50
13					Q17,39	Q34,51	50
14					Q20,17	Q40,02	50
15					Q8,27	Q8,27	50
16					Q9,41	Q9,41	50
17						Q10,62	75
18						Q11,91	75
19						Q13,27	75
20						Q14,70	75
21						Q16,21	75
22						Q17,79	75
23						Q19,44	75
24						Q21,17	75

El valor del conductor de la línea de media tensión siempre será menor al instalar transformadores de mayor capacidad como el de 75 kVA, ya que al tener transformadores más grandes se reduce el número de elementos necesarios para cubrir a los usuarios que forman parte del grupo, y con esto se reduce la longitud del tramo de media tensión que se requiere, esto puede observarse claramente en la tabla siguiente:

Tabla XVI. Costo total de la línea de media tensión

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q588.927,3	Q588.927,3	Q629.543,0	Q665.081,7	Q497.542,0	Q446.772,4	75
2	Q299.540,6	Q294.463,6	Q299.540,6	Q269.078,8	Q243.694,0	Q218.309,2	75
3	Q192.924,4	Q192.924,48	Q198.001,44	Q208.155,36	Q167.539,68	Q142.154,88	75
4		Q142.154,88	Q137.077,92	Q162.462,72	Q126.924,00	Q111.693,12	75
5			Q116.770,08	Q116.770,08	Q91.385,28	Q81.231,36	75
6			Q81.231,36	Q91.385,28	Q91.385,28	Q66.000,48	75
7			Q81.231,36	Q91.385,28	Q91.385,28	Q66.000,48	75
8			Q71.077,44	Q71.077,44	Q66.000,48	Q50.769,60	75
9				Q71.077,44	Q66.000,48	Q50.769,60	75
10				Q55.846,56	Q40.615,68	Q35.538,72	75
11				Q55.846,56	Q40.615,68	Q35.538,72	75
12				Q55.846,56	Q40.615,68	Q35.538,72	75
13					Q40.615,68	Q35.538,72	75
14					Q40.615,68	Q35.538,72	75
15					Q20.307,84	Q20.307,84	50
16					Q20.307,84	Q20.307,84	50
17						Q20.307,84	75
18						Q20.307,84	75
19						Q20.307,84	75
20						Q20.307,84	75
21						Q20.307,84	75
22						Q20.307,84	75
23						Q20.307,84	75
24						Q20.307,84	75

En cuanto al valor de la energía no servida, se puede observar, que a pesar de que cuando un transformador de mayor capacidad sale de servicio, deja sin energía eléctrica a una cantidad mayor de usuarios, no implica, que el Valor presente de costo de la energía no servida sea mayor en los transformadores de mayor capacidad.

Tabla XVII. Valor presente de costo de energía no servida

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q915,15	Q740,20	Q785,06	Q841,13	Q706,55	Q588,79	75
2	Q1.076,65	Q807,49	Q785,06	Q672,91	Q706,55	Q588,79	75
3	Q699,82	Q874,78	Q672,91	Q841,13	Q706,55	Q588,79	75
4		Q672,91	Q672,91	Q841,13	Q706,55	Q588,79	75
5			Q897,21	Q841,13	Q706,55	Q588,79	75
6			Q672,91	Q672,91	Q706,55	Q588,79	75
7			Q672,91	Q672,91	Q942,07	Q588,79	75
8			Q560,76	Q841,13	Q706,55	Q588,79	25
9				Q841,13	Q706,55	Q588,79	75
10				Q672,91	Q706,55	Q588,79	75
11				Q672,91	Q706,55	Q588,79	75
12				Q672,91	Q706,55	Q588,79	75
13					Q706,55	Q588,79	75
14					Q706,55	Q588,79	75
15					Q471,04	Q588,79	50
16					Q471,04	Q588,79	50
17						Q588,79	75
18						Q588,79	75
19						Q588,79	75
20						Q588,79	75
21						Q588,79	75
22						Q588,79	75
23						Q588,79	75
24						Q588,79	75

Para concluir y realizar la adecuada selección del transformador económico de distribución de acuerdo con las características del área de consumo se debe realizar la suma de todos los costos que implica, tanto la instalación del transformador, las pérdidas de los conductores de baja y media tensión, y el costo que conlleva que un transformador se mantenga fuera de servicio.

Como se observa en la tabla de resultados finales (tabla XVIII), la capacidad óptima de transformadores de distribución varía conforme crece la demanda por poste, así como también se observa que existen capacidades de transformadores que no resultan económicos de utilizar, como el caso de los transformadores de 37.5 kVA, mientras que las capacidades restantes pueden ser utilizadas al menos para un tipo específico de demanda.

Hay que recordar que se establece como parámetro de selección económica de transformador de distribución que la carga va a aumentar del año 1 al año 5 y de allí al año 30 va a permanecer constante.

Tabla XVIII. Precio total en quetzales por grupo - transformador de distribución

Capacidad(kVA) /Demanda poste	10	15	25	37,5	50	75	Capacidad Económica
1	Q1.108.082,62	Q1.111.825,97	Q1.194.512,80	Q1.285.419,79	Q1.160.798,38	Q1.274.222,03	10
2	Q585.746,42	Q576.731,98	Q596.588,56	Q592.765,14	Q581.399,74	Q635.971,99	15
3	Q381.243,74	Q397.608,72	Q404.723,86	Q434.369,53	Q407.227,94	Q423.334,63	10
4		Q303.842,04	Q306.013,90	Q351.678,61	Q302.108,52	Q347.486,79	50
5			Q257.775,22	Q264.501,02	Q234.167,22	Q253.427,51	50
6			Q196.036,55	Q217.245,91	Q229.056,69	Q211.035,20	25
7			Q197.358,74	Q221.640,14	Q231.662,78	Q224.187,31	25
8			Q164.974,31	Q180.542,18	Q177.140,58	Q172.386,21	25
9				Q183.469,92	Q181.444,40	Q180.412,08	75
10				Q141.872,63	Q119.100,44	Q126.588,44	50
11				Q143.291,79	Q120.163,49	Q130.129,05	50
12				Q144.846,11	Q121.327,79	Q134.006,86	50
13					Q122.593,34	Q138.221,87	50
14					Q123.960,13	Q142.774,08	50
15					Q76.842,33	Q84.871,70	50
16					Q77.887,52	Q85.916,90	50
17						Q87.029,53	75
18						Q88.209,59	75
19						Q89.457,08	75
20						Q90.772,00	75
21						Q92.154,36	75
22						Q93.604,15	75
23						Q95.121,37	75
24						Q96.706,02	75

De lo anterior se concluye que sí es posible encontrar un transformador económico de distribución dependiente de las características del área de consumo, y la capacidad del mismo va creciendo a manera que crece la demanda por poste, no significa esto que el precio final del transformador de distribución se incremente de la misma manera, ya que como se puede observar en la tabla XVIII, el precio de alimentar una área en la cual la demanda por poste de 24 kW, es menor al precio de alimentar un área en donde la demanda por poste es de 1 kW.

En la gráfica siguiente se observa el comportamiento que presentan los transformadores de distribución a manera que se incrementa la demanda por poste del área de consumo.

Cuando se realizan los cálculos del capítulo 4 con valores distintos en los campos de longitud del vano, carga por poste y tasa de crecimiento de la carga, se puede determinar que cuanto menor sea la longitud del vano entre postes, la capacidad económica del transformador será de mayor valor, mientras que a una mayor longitud de vano resulta más económico utilizar transformadores de menor capacidad. Sin embargo, se mantiene el hecho de que en muy raras ocasiones debe ser utilizado el transformador de 37.5 kVA.

Valores como la tasa de crecimiento, los precios de energía y potencia afectarán en menor grado los resultados finales, y aunque son datos importantes no deberán tener la misma exactitud que los datos de carga por poste y longitud del vano.

Figura 21. Gráfica de selección económica de transformador de distribución de acuerdo con las características del área de consumo. Valor en quetzales de acuerdo a la carga por poste y longitud del vano 42.3 m.

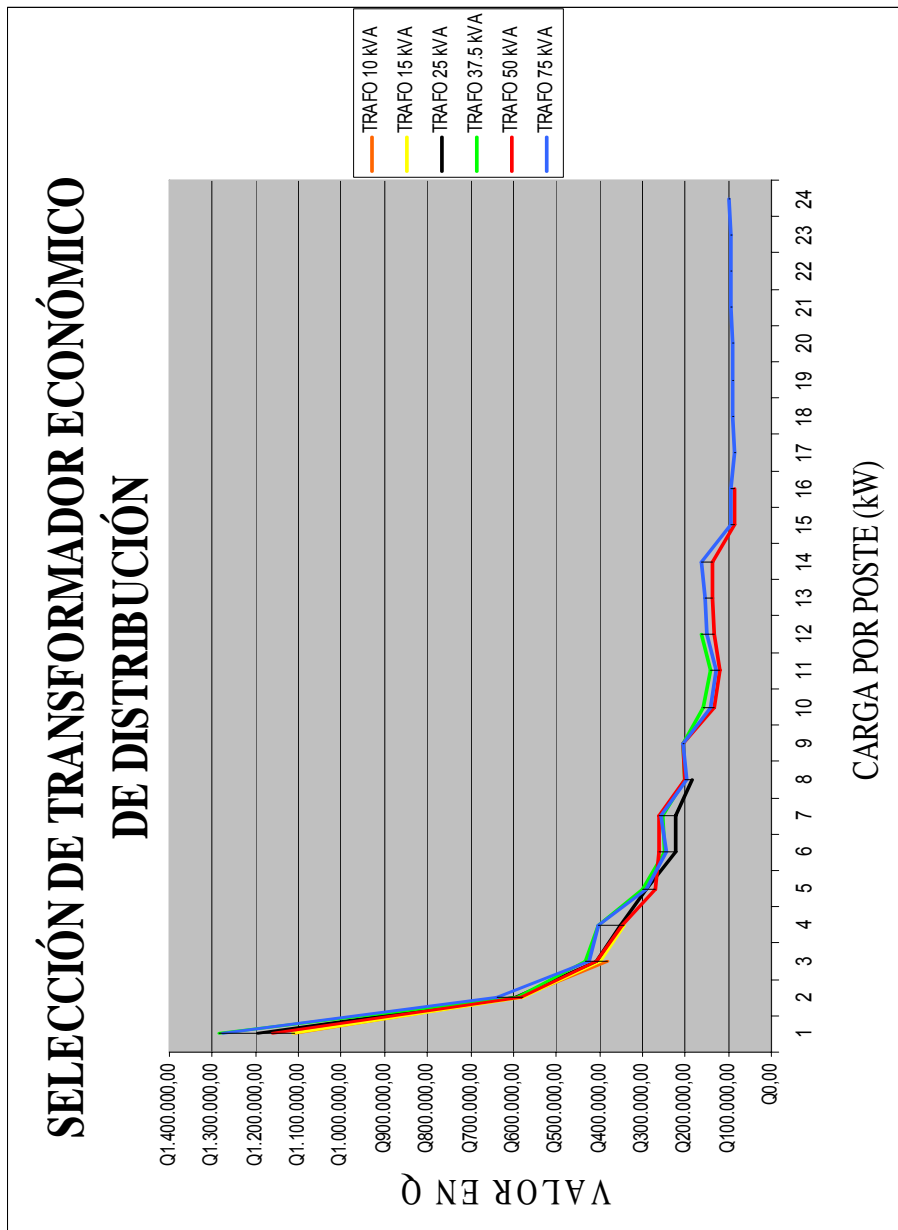
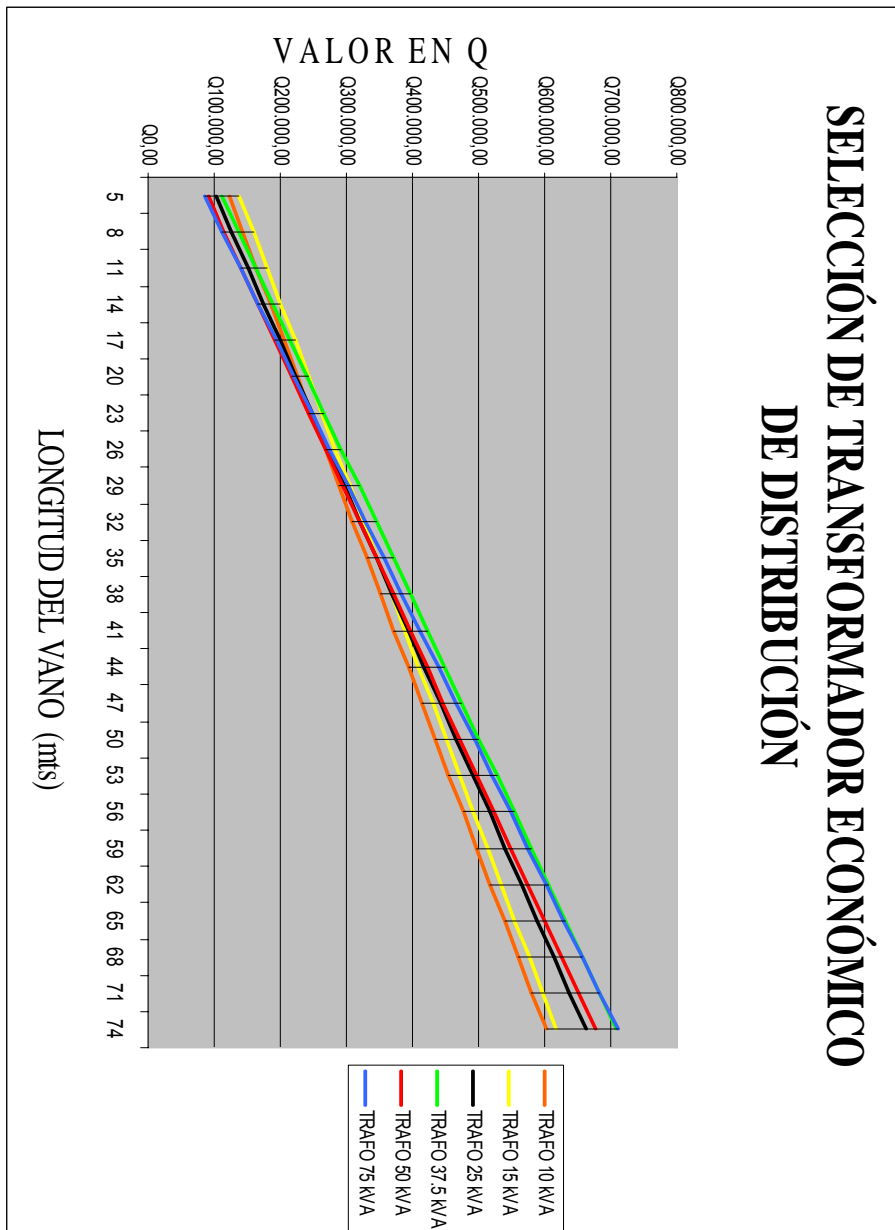


Figura 22. Gráfica de selección económica de transformador de distribución de acuerdo con las características del área de consumo. Valor en quetzales de acuerdo a la longitud del vano y demanda de 3 kW/poste



En la figura 21 se hace notorio que, al dar servicio de distribución de energía eléctrica a sectores en los cuales la carga por poste es de valores por debajo de los 2 kW, el costo de los transformadores de distribución puede elevarse hasta cantidades por encima de Q1,000,000.00 contrario a lo que sucede con cargas superiores a los 14 kW por poste en donde el coste de servir a un grupo de usuarios esta cerca de los Q 100,000.00.

Otra observación importante es que no existe un valor fijo en kVA. para transformador económico de distribución, pero sí es posible el obtener la capacidad adecuada en kVA para Transformadores de distribución dependiendo de la cantidad de carga por poste que se tenga en el lugar, así como de las otras características del circuito de distribución, las cuales fueron mencionadas en el capítulo 3.

En la figura 22 se observa que cuanto menor sea la longitud del vano resultan más económico utilizar transformadores de mayor capacidad, y cuanto más aumenta la longitud del vano se hace más económico utilizar transformadores de menor capacidad.

CONCLUSIONES

1. Para diseñar una red de distribución hay que tomar en cuenta las características del área que se pretende servir, terreno, tasa de crecimiento de la población, hábitos de consumo de energía eléctrica, factor de demanda.
2. Dentro de los lineamientos que se han dado al momento de realizar el presente estudio se puede observar que el transformador de 50 kVA. es el más versátil, ya que puede ser utilizado como la opción más económica para valores reducidos y grandes de carga por poste.
3. Para realizar un análisis económico de los transformadores de distribución de energía eléctrica que proveerán a los usuarios de un determinado sector, debe tomarse en cuenta no sólo el precio del transformador sino variables tales como, costo de los conductores de baja y media tensión, costo de transformador, y las pérdidas que en estos se generen a lo largo del tiempo que esté en uso, también se ve afectado por posibles fallas en los elementos de la red.
4. No resulta económico unificar todas las redes de distribución de energía eléctrica, colocando una misma capacidad de transformadores de distribución, ya que para cada caso específico variarán las características de consumo y por ende variará la capacidad que resulte más económica.

5. Los transformadores que deben ser instalados en las redes de distribución eléctrica, no deben tener una capacidad que alcance mínimamente la exigida por el circuito, ya que esto provocará que se incurra en gastos mayores porque deberá estar cambiándose frecuentemente la capacidad de los transformadores y probablemente la capacidad de los conductores de la red de distribución, tanto primaria como secundaria.
6. Los transformadores de poca capacidad resultan más económicos en aspectos como pueden ser la línea de baja tensión, el costo de las pérdidas en baja tensión; pero no lo son en aspectos como el costo de la energía no servida y el costo total de los transformadores de distribución, por lo que el análisis debe efectuarse tomando en cuenta todo lo que pueda afectar la economía de la red de distribución.
7. Para realizar la adecuada selección del transformador económico de distribución de acuerdo con las características del área de consumo, se debe realizar la suma de todos los costos que implica, tanto la instalación del transformador, las pérdidas en los conductores de baja y media tensión y el costo que conlleva que un transformador se mantenga fuera de servicio.

RECOMENDACIONES

1. Analizar detenidamente las áreas para las que se diseñará o remodelará la red de distribución de energía eléctrica, ya que de un buen diseño se obtiene un servicio eficiente durante la mayor cantidad de tiempo posible, lo que repercutirá con beneficios mutuos tanto para los clientes como para la empresa distribuidora de energía eléctrica.
2. Deberían ser diseñados métodos que mejoren este que se presenta, ya que se ha enfocado únicamente la selección económica del transformador de distribución de energía eléctrica, pero para tener un buen sistema de distribución no se necesita únicamente de transformadores, sino también de todos los componentes de los mismos, por lo cual deberán tomarse en cuenta más variables que influyan para obtener un sistema de distribución que dé la más alta confiabilidad y rendimiento.
3. Siempre que se habla de realizar un diseño económico, no quiere decir que se esté realizando un trabajo con partes de baja calidad, para obtener bajos precios, ya que esto resultaría en costos más altos por fallas constantes en el equipo. Es importante, al realizar el diseño de la red de distribución, tener siempre en cuenta que se deben utilizar los materiales de la calidad adecuada que asegure los requisitos técnicos de funcionamiento.

BIBLIOGRAFÍA

1. CHAPMAN Stephen J., **Máquinas Eléctricas**. (2° edición), España McGraw-Hill. 1993.
2. CHECA, Luis Maria. **Líneas de Transporte de Energía**. 3^a- ed. Barcelona: Ed. Marcombo, 1988, 596pp
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución**. Guatemala: Resolución 09-1999.
4. DOANLD G. Finck. **Manual práctico de electricidad para ingenieros**. 13^a. Edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1996.
5. ESPINOZA, Roberto. **Sistemas de Distribución**. México: Editorial Limusa, 1990.
6. JOHANNES lang, **El campo Magnético**. Berlín: Siemens Aktiengesellschaft, 1985.
7. M.I.T. **Circuitos Magnéticos y Transformadores**. Buenos Aires: Reverté. 1981.
8. NESSLER Herbert. **Constitución y Funcionamiento del Transformador**. Berlín: Siemens Aktiengesellschaft, 1988.
9. RIGGS, James. **Ingeniería Económica**. España: Editorial Alfaomega, 1990.
10. SINGER Francisco L., **Transformadores Industriales**. Buenos Aires, Neotécnica. 1976.