ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

EVELYN PAOLA CÓRDOVA OÑA
lynblackscarleth@hotmail.com

OSCAR VINICIO PROAÑO BENÍTEZ
oscarvpb@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. MENTOR POVEDA
mpoveda@ecnet.ec

Quito, Abril del 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, EVELYN PAOLA CÓRDOVA OÑA y OSCAR VINICIO PROAÑO BENÍTEZ, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente

Evelyn Paola Córdova Oña	Oscar Vinicio Proaño Benítez

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por EVELYN PAOLA CÓRDOVA OÑA y OSCAR VINICIO PROAÑO BENÍTEZ, bajo mi supervisión.

_____

Ing. MENTOR POVEDA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a Dios; por concederme sus bendiciones y su fortaleza a lo largo de éste camino.
Para Él sea la gloria y la honra de este logro.

Quiero agradecer profundamente a mi Madre y mi Abuelita, por ser ellas las artífices de este logro, por su amor, su oración y su apoyo incondicional.
A mi padre, por estar siempre preocupado por mi bienestar y a mi hermano.
A toda mi familia, que de una u otra forma contribuyeron a cumplir mi meta.

Agradecer de manera especial a mi enamorado Christian C. por todo su amor y por permanecer a mi lado a lo largo de este camino. A mi mejor amigo y compañero en esta tesis, Oscar; y a todos los amigos que de una u otra forma estuvieron a mi lado y los llevo en mi corazón.

Evelyn Paola Córdova Oña

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por todo lo que ha sabido poner en mi camino.
A mis padres por el apoyo incondicional que me han otorgado en todas las decisiones que he tomado, sus consejos y regaños; a mis hermanos, abuelitos y tíos, que me han acompañado siempre y me han dado fuerzas en todo momento.
Un agradecimiento muy especial a Pao mi mejor amiga, por su colaboración y apoyo en la elaboración de este estudio.
Agradezco también a Pablo por ser uno de mis mejores amigos desde el cole, y también a los panas de la POLI.

Oscar Proaño Benítez

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a la Escuela Politécnica Nacional por abrir sus puertas a nuestra formación y capacitarnos como profesionales útiles para trabajar por nuestro país.

Un agradecimiento especial al Ing. Mentor Poveda, por guiarnos y brindarnos su conocimiento, experiencia y por el tiempo que nos ha concedido en el desarrollo de esta tesis.

A los ingenieros de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, en especial, Ing. Luis Tapia, Ing. Luis Taco, Ing. Mentor Poveda, Ing. Marcelo Jaramillo, Ing. Mario Barba, Ing. Fausto Avilés e Ing. Miguel Lucio; por el conocimiento impartido en todos estos años y por la calidad de docentes y personas que son.

Agradecemos a nuestros compañeros y amigos Churos, Christian, Paúl, Miguel, Lucho, Jorge, Byron, Edison, Ricardo, Rolando, Julián, Daniel, David, Jóse, quienes han nos han brindado su amistad incondicional y han convertido nuestro paso por la Poli en un recuerdo muy grato.

Al personal del Dpto. de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas y del Dpto. de Estudio de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito, por su colaboración y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

Dedicado muy especialmente, con amor y gratitud infinita a mi Madre, por ser y darlo todo en mi vida, por ser ejemplo de vida y de trabajo duro, por ser mi motivación, mi alegría y mi apoyo siempre.

Evelyn Paola Córdova Oña.

DEDICATORIA

Este trabajo dedico a mis Padres, Abuelitos y Hermanos, quienes han estado siempre pendientes a lo largo de toda mi vida.

En memoria de Gaby, mi hermana preciosa.

Oscar Vinicio Proaño Benítez

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	**5**
PRESENTACIÓN	**6**
CAPÍTULO 1	
1 DIMENSIONAMIENTO ACTUAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EEQ S.A. Y MUESTREO DE TRANSFORMADORES	**8**
1.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ACTUALMENTE INSTALADOS	**8**
1.1.1 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS	**9**
1.1.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS	**10**
1.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO ACTUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	**11**
1.3 RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN GENERAL	**14**
1.3.1 CLIENTES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.	**14**
1.4 ALTERNATIVAS PARA LA CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES	**16**
1.4.1 CARGA INSTALADA	**16**
1.4.2 CÓDIGO CIIU	**17**
1.4.3 CONSUMOS FACTURADOS	**17**
1.5 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA	**18**
1.5.1 MÉTODOS DE MUESTREO	**18**
1.5.2 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA	**22**
CAPITULO 2.	
2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS REGISTROS DE CARGA EN LOS USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES	**24**

2.1 INFORMACIÓN INICIAL DISPONIBLE **25**
2.1.1 CLIENTES Y TIPO DE TARIFA **25**
2.1.2 CONSUMOS FACTURADOS **25**
2.2 REGISTROS DE CARGA **29**
2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO **30**
2.2.2 DEMANDA, INTERVALOS DE DEMANDA Y PERIODOS DE REGISTRO **33**
2.2.3 INSPECCIÓN DE CAMPO **34**
2.2.4 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS REGISTRADORES DE CARGA **36**
2.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL REGISTRO DE CARGA **37**
2.3.1 PERFILES DE CARGA **38**
2.3.2 DEMANDA MÁXIMA DEL REGISTRO **40**
2.3.3 FACTOR DE CARGA DEL REGISTRO **42**

CAPÍTULO 3
3. PROPUESTA METODOLÓGICA DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL E INDUSTRIAL ARTESANAL **44**
3.1 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA. **45**
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA. **46**
3.3 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y FACTORES DE APLICACIÓN **47**
3.3.1 FACTORES A Y B **47**
3.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÌA ACTUAL DE LA EEQ S.A. Y LA METODOLOGÍA PROPUESTA **55**
3.4.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE LA EEQ **55**
3.4.2 APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO **58**

CAPÍTULO 4
4. ANÁLISIS DE LAS COMBINACIONES ENTRE SECTORES DE CONSUMO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN **60**
4.1 CARGAS COMERCIALES E INDUSTRIALES **60**
4.1.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS COMERCIALES **60**
4.1.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS INDUSTRIALES ARTESANALES **61**
4.2 ZONIFICACIÓN TERRITORIAL Y COMBINACIÓN ESTABLECIDA POR EL MUNICIPIO METROPOLITANO DE QUITO **62**
4.3 INCIDENCIA DE LA DEMANDAS INDIVIDUALES SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR **67**

CAPÍTULO 5
5. PROPUESTA DE CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN **69**
5.1 BREVE ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. **70**
5.1.1 ASPECTO ECONÓMICO **70**
5.1.2 TIPO DE CLIENTES **71**
5.1.3 FACTOR DE UTILIZACIÓN **71**
5.1.4 FACTOR DE CRECIMIENTO **72**
5.1.5 FACTORES DE CARGA **73**
5.1.6 VIDA ÚTIL **73**
5.1.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y DEMANDA **73**
5.1.8 POLÍTICAS DE LA EMPRESA **73**

5.2 BASES PARA DETERMINAR DE LA DEMANDA DE DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN QUE SIRVE A CLIENTES COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES **74**
5.2.1 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE **74**
5.2.2 DEMANDA ALUMBRADO PÚBLICO **74**
5.2.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA **76**
5.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS **79**

CAPÍTULO 6
6. PROPUESTA DE DISPOSICIONES PARA LA APLICACIÓN DE RESULTADOS COMO PARTE DE LAS GUÍAS DE DISEÑO DE LAS EEQ SA. **85**
6.1 ORGANIZACIÓN DE LA PROPUESTA **85**
6.2 PROPUESTA DE DISPOSICIONES A INCLUIR EN LA NORMA **86**
6.2.1 ZONIFICACIÓN MUNICIPAL **86**
6.2.2 ESTRATOS DE CONSUMO **86**
6.2.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE **89**
6.2.4 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE DISEÑO **89**
6.2.5 PROPUESTA DE TEXTO PARA LA NORMATIVA **91**

CAPÍTULO 7
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES **92**
7.1 CONCLUSIONES **92**
7.2 RECOMENDACIONES **94**
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS **96**
LISTADO DE TABLAS Y FIGURAS Y ANEXOS **97**

RESUMEN

El presente trabajo establece una metodología que permite estimar de una manera cercana a la realidad la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios con predominio de clientes comerciales e industriales artesanales, conectados a la red de baja tensión y sin medición, en base a sus consumos de energía mensual y según la estratificación territorial establecida en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito. Se logra de esta manera un modelo de estimación de demanda fácil y confiable, que permite reducir los niveles de sobre dimensionamiento, causados por el desconocimiento de la carga real, en los elementos de la red.

Este estudio se deriva de una metodología con bases estadísticas sólidas, como es el método REA para estimar la demanda máxima coincidente de clientes residenciales; que en este caso se aplica a clientes comerciales e industriales artesanales, en combinación con usuarios residenciales, con un ajuste en el factor que relaciona los consumos de energía eléctrica por mes y por cliente, con la demanda máxima registrada, sustentado sobre la base de mediciones reales realizadas por la Empresa Eléctrica, quien brindó su apoyo en todo el desarrollo de este estudio.
Debido a que esta metodología se aplica a grupos de usuarios con predominio comercial e industrial artesanal, la potencia nominal del transformador se aprovecha de mejor manera frente a un grupo de clientes netamente residencial, haciendo posible servir con la misma potencia nominal, a clientes con consumos energéticos superiores, sin afectar la vida útil del transformador.

La propuesta de la metodología es acogida por la Empresa Eléctrica Quito S. A., para ser incluida en sus Normas de Distribución, como una base para el dimensionamiento de la capacidad del transformador que tiene como criterio principal la estimación de la demanda máxima coincidente en sectores de predominio comercial e industrial.

PRESENTACIÓN

La propuesta metodológica que se presenta, constituye un nuevo paso en el mejor aprovechamiento de las redes de Distribución pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito, debido a que busca como objetivo fundamental establecer un procedimiento para el cálculo de la demanda comercial e industrial artesanal en la red de Baja Tensión que se halla en conjunto con clientes residenciales y aportando un componente importante de la carga; de modo que esta demanda se ajuste al comportamiento y evolución real observado.

Debido a la evolución de la planificación tanto en la operación y expansión de los sistemas de distribución, se hace primordial un seguimiento constante del comportamiento y crecimiento de la carga, así como ajustes y de ser necesario correcciones, a normas y criterios para el dimensionamiento de los componentes del sistema de distribución, por lo que, la propuesta metodológica que se plantea se encuentra orientada a realizar ajustes de la Metodología de la estimación de demanda para clientes comerciales e industriales artesanales en la red de Baja Tensión, que actualmente se basa en un criterio de carga instalada, un criterio de diseño que no produce resultados satisfactorios.

El desarrollo de este procedimiento se respalda en la información obtenida de la facturación de los clientes, información que es actualizada mes a mes, reflejando su realidad, y adicionalmente complementada con los registros de carga, permite realizar una estimación de la demanda mucho más cercana a la realidad. Toda esta información se plasmó en un método de estimación de la demanda que tiene como fundamento la Metodología REA, para usuarios residenciales, mediante un ajuste de sus curvas, con base en un incremento del factor de carga, que refleja la situación de los usuarios comerciales e industriales artesanales, siendo posible su aplicación.

Al obtener una demanda de diseño que se ajusta de mejor manera a las condiciones reales de la red, la capacidad del transformador se selecciona de modo que ésta sea aprovechada de mejor manera. Con la aplicación de ésta metodología se consigue que con una misma capacidad de transformador se pueda servir a clientes que requieren de un consumo de energía mayor, presentando así una guía en la toma de decisiones de nivel de carga de los transformadores.

Bajo la aplicación de la metodología propuesta se llega a establecer un margen de responsabilidad compartida entre el proyectista que tiene conocimiento de los requerimientos energéticos de su proyecto y el personal de Ingeniería de la Empresa Eléctrica Quito, que conoce las características y funcionamiento de todo su sistema, y, además, cuenta con la experiencia y la información necesaria, llegando así a tener un visión clara del sistema, para permitir llegar a establecer políticas y tomar decisiones que brinden beneficios tanto para la empresa distribuidora como para los usuarios del servicio eléctrico.

CAPÍTULO 1

1. DIMENSIONAMIENTO ACTUAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EEQ S.A. Y MUESTREO DE TRANSFORMADORES

1.1. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN ACTUALMENTE INSTALADOS

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito cubre el 5,8 % del territorio ecuatoriano, y corresponde a 14.971 km^2. Comprende las provincias de Napo y Pichincha.[1]

Dentro de su área de concesión, la Empresa Eléctrica Quito S. A. cuenta con 33 Subestaciones de Distribución que proporcionan suministro de energía a través de 154 alimentadores primarios, con 30.395 transformadores de distribución, los cuales alcanzan una capacidad instalada total de 1.934,51 MVA, repartidos de la siguiente manera[2]:

Tabla 1.1: Transformadores de Distribución de la EEQ S.A.

TIPO DE TRANSFORMADOR	POTENCIA TOTAL (MVA)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES
MONOFÁSICOS	471,8	17678
TRIFÁSICOS	1462,6	12717
TOTAL	**1934,5**	**30395**

FUENTE: Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ S.A

[1] [12] Fuente: Boletín de Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano año 2009. CONELEC
[2] [14] Fuente: Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ S.A.

1.1.1. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS

Tabla 1.2: Transformadores de Distribución Trifásicos de la EEQ S.A.

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	
POTENCIA kVA	NÚMERO DE TRANSFORMADORES
≤ 25	117
30	1210
35-45	1478
50-60	1900
75	2978
90-100	1297
110-125	1541
150-175	665
200-250	605
300-450	465
500-850	355
1000-2000	106
TOTAL	12717

FUENTE: Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas. EEQ S.A.

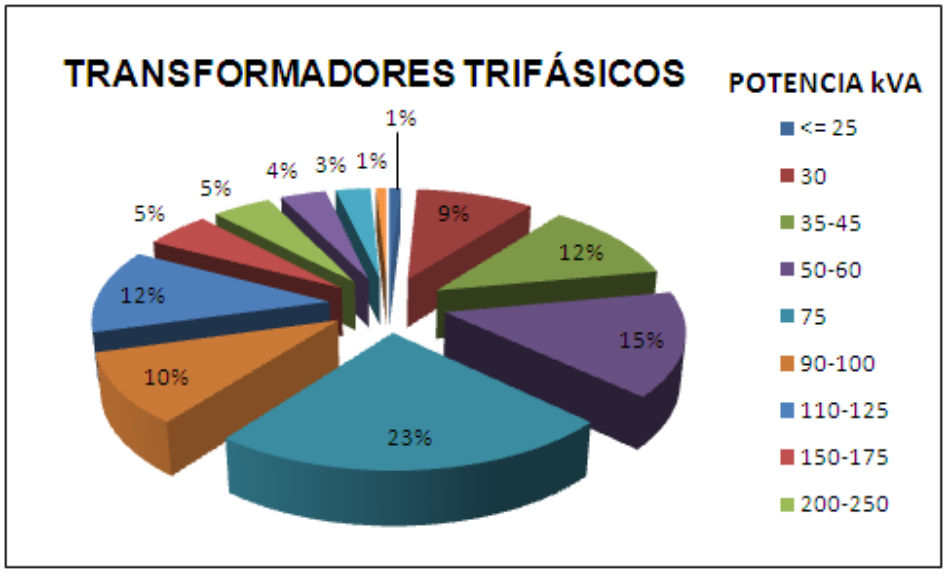


Figura 1.1: Transformadores de Distribución Trifásicos de la EEQ S.A.

1.1.2. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS

Tabla 1.3: Transformadores de Distribución Monofásicos de la EEQ S.A.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	
POTENCIA kVA	NÚMERO DE TRANSFORMADORES
menor 5	614
10	2200
15	3430
25	5070
37,5	4112
45	4
50	2167
75	80
90	1
TOTAL	17678

FUENTE: Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas. EEQ S.A.

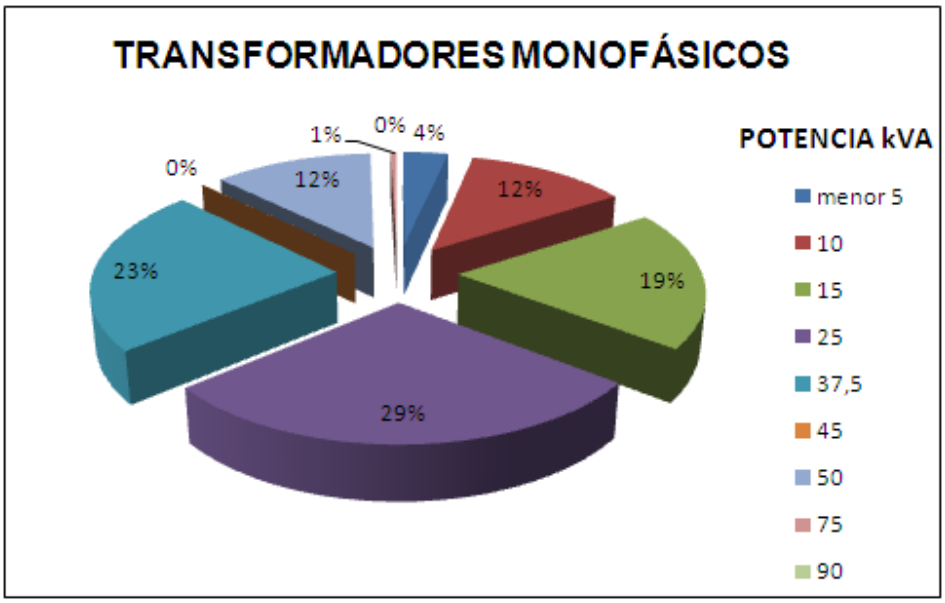


Figura 1.2: Transformadores de Distribución Monofásicos de la EEQ S.A.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO ACTUAL PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Actualmente, la Empresa Eléctrica Quito S. A. tiene sus redes y transformadores, en la mayor parte de los casos sobredimensionados, esto debido a que aunque se ha establecido en un estudio anterior[3], una metodología de estimación de la demanda residencial coherente con el comportamiento de la carga, el uso comercial e industrial artesanal sin medición de demanda y conectados a la red de Baja Tensión, también influye de manera importante en el transformador; que lleva a un uso ineficiente del mismo. El criterio de diseño actual para el cálculo de la demanda máxima para clientes comerciales e industriales, basado en carga instalada, no refleja de manera veraz la realidad de la carga y la combinación de los diferentes sectores de consumo.

La metodología actual establecida para clientes comerciales e industriales para la Empresa Eléctrica Quito S. A., se basa en un criterio de carga instalada correspondiente al consumidor comercial o industrial representativo de un grupo de consumidores comerciales o industriales, como se explica a continuación:

Para establecer la capacidad del transformador de distribución, se determina la Demanda de Diseño (DD), que depende del número y tipo de usuarios alimentados a partir del mismo.
"El valor de la Demanda a considerar para el dimensionamiento de la red en un punto dado, debe ser calculado de la siguiente expresión[4]:

$$\mathrm{DD} = \frac{\mathrm{DMU} \times \mathrm{N}}{\mathrm{FD}}$$

[3] Método para la estimación para la demanda residencial en la Empresa Eléctrica Quito SA.
Ing. Yirabel Lecaro. Ing. Germán Casillas. Tesis EPN 2008
[4] [16] Normas para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía para Diseño.A-11.04 Determinación de la Demanda de Diseño.Literal b) EEQ SA

Donde:

DD es la Demanda de Diseño

DMU es la Demanda Máxima Unitaria el usuario comercial o industrial representativo

N es el número de abonados comerciales o industriales que inciden sobre el punto considerado de la red

FD el factor de Diversidad que es dependiente de N.

Para determinar el valor de la demanda máxima unitaria correspondiente al consumidor comercial o industrial representativo de un grupo de consumidores, se establece un listado de los artefactos, equipos, maquinarias, etc. de utilización del consumidor comercial o industrial con los máximos requerimientos, con sus respectivas potencias nominales, para determinar la carga instalada.

Para cada una de las cargas individuales, se establece un factor denominado “Factor de Frecuencia de Uso (FFUn)” que determina la incidencia en porcentaje de la carga correspondiente al consumidor comercial o industrial de máximas posibilidades sobre aquel que tiene condiciones promedio y que se adopta como representativo del grupo para propósitos de estimación de la demanda de diseño.

El FFUn, expresado en porcentaje, será determinado para cada una de las cargas instaladas en función del número de usuarios que se considera que disponen del equipo correspondiente dentro del grupo de consumidores; vale decir, que aquellos equipos de los cuales dispondrán la mayor parte de los usuarios comerciales o industriales tendrán un factor cuya magnitud se ubicará en el rango superior y aquellos cuya utilización sea limitada tendrán un factor de magnitud media y baja. Generalmente para el caso de usuarios industriales el FFUn es 100%.

Se registra el valor de la Carga Instalada por Consumidor Representativo (CIR), calculada de la expresión CIR = Pn x FFUn x 0,01

La Demanda Máxima Unitaria se determina a partir de la Carga Instalada del Consumidor Comercial o Industrial Representativo (CIR), y la aplicación del Factor de Simultaneidad (FSn) para cada una de las cargas instaladas, el cual determina la incidencia de la carga considerada en la demanda coincidente durante el período de máxima solicitación.

El Factor de Simultaneidad, expresado en porcentaje, es establecido por el proyectista para cada una de las cargas instaladas, en función de la forma de utilización de aparatos, artefactos, equipos, maquinarias, etc. para una aplicación determinada.

La Demanda Máxima Unitaria obtenida, expresada en Vatios, es convertida a kW y kVA, considerando el factor de potencia que, en general, para instalaciones comerciales e industriales es 0,85"[5].

Una vez obtenida la Demanda Máxima Unitaria, esta se multiplica por el número de clientes comerciales o industriales que se van alimentar de esta red, se adiciona la potencia de cargas de iluminación y pérdidas, y se obtiene la capacidad del transformador a instalar, esta capacidad se compara con el listado de transformadores de la tabla 1.4, de transformadores normalizados.

Tabla 1.4 Potencia Normalizada de Transformadores de Distribución

TENSIÓN NOMINAL			POTENCIA NOMINAL (kVA)
MT (kV)	BT (V)	Nº DE FASES	
6.0	208/120	3	30; 50; 75; 100; 112,5; 125; 160; 250; 315
6.0	240/120	2	10; 15; 25;37,5
22.8	208/120	3	30; 50; 75; 100; 112,5; 125; 160; 250; 315
22.8 GRDY/13.2	240/120	1	5; 10; 15; 25; 37.5; 50
13.2 GRDY/7.6	240/120	1	5; 10; 15; 25; 37.5; 50

FUENTE: Normas para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía para Diseño

[5] [16] Normas para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía para Diseño

1.3 RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN GENERAL

1.3.1 CLIENTES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

A finales del primer semestre del año 2009, la Empresa Eléctrica Quito presta servicio a 793.095 clientes[6]. La distribución de los clientes se presenta en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5: Distribución de los Clientes de la EEQ S.A.

CLIENTES DE LA EEQ S.A.			
TIPO DE CLIENTE	NÚMERO DE CLIENTES	% CLIENTES	ENERGÍA MWh
Residencial	673.109	84,87	109.080,13
Comercial	98.124	12,37	588.38,88
Industrial	12.969	1,64	72.595,38
Otros	8.892	1,12	16.378,77
TOTAL	793.095	100	270.979,93

FUENTE: Resumen de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC 2009.

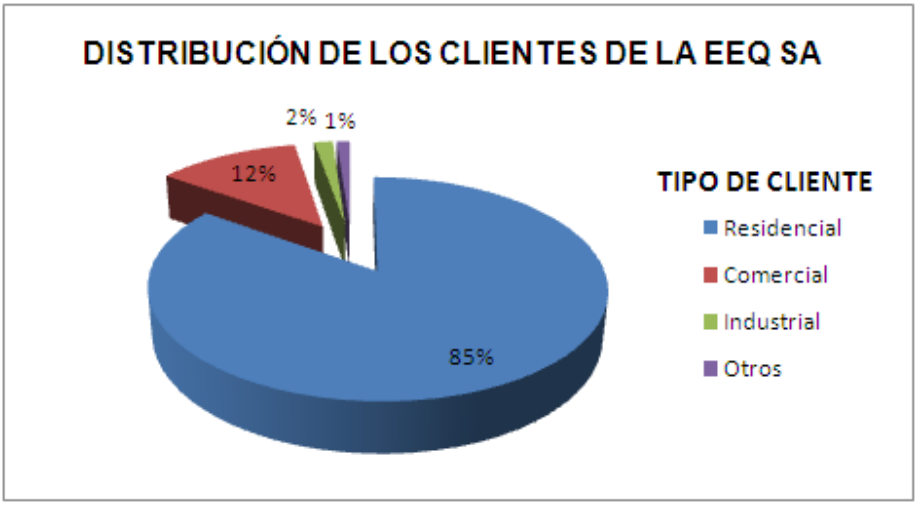


Figura 1.3: Distribución de clientes de la EEQ S. A.

[6] [12] Folleto Resumen de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2009. CONELEC

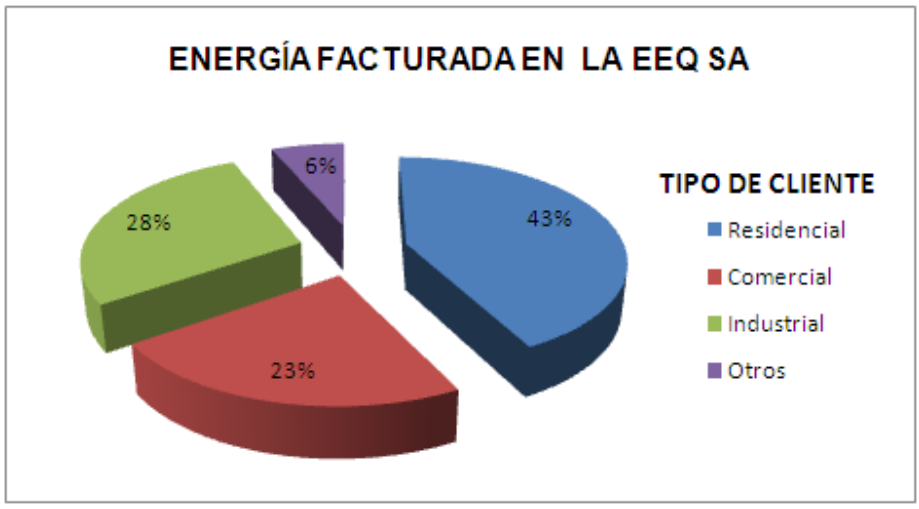


Figura 1.4: Energía facturada en la EEQ S.A.

1.3.1.1 Clientes Comerciales

El cliente comercial se halla definido como:

"Consumidor Comercial es la Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.[7]"

La utilización de la energía para un cliente de categoría comercial se caracteriza por ser aplicado en cargas de iluminación y diferente equipamiento de bajo impacto y se localizan en áreas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. Hoy en día, debido al avance tecnológico, predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos.

[7] [13] Pliego Tarifario Vigente para Empresas Eléctricas - Resolución 107/08 12 Ago 2008. CONELEC

1.3.1.2 Clientes Industriales Artesanales

El cliente industrial se define como:

"Consumidor Industrial es la persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial[8]".

La carga industrial se característica porque tiene un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para calefacción y alumbrado.

Tanto clientes comerciales como industriales, son categorizados como servicio eléctrico general, según el CONELEC, en su pliego tarifario, es decir, servicio eléctrico para consumidores de actividades diferentes a la categoría residencial, adicionalmente pertenecen a esta categoría la prestación de servicios públicos y privados.

1.4 ALTERNATIVAS PARA LA CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES SIN MEDICIÓN DE DEMANDA

A continuación se presenta una breve descripción de las posibles alternativas para agrupar y clasificar a los clientes de acuerdo a su actividad, de modo que permita realizar una evaluación de su requerimiento eléctrico.

1.4.1 CARGA INSTALADA

La metodología bajo el criterio de Carga Instalada consiste en establecer un listado de los artefactos y maquinarias de uso del cliente comercial o industrial artesanal

[8] [13] Pliego Tarifario Vigente para Empresas Eléctricas - Resolución 107/08 12 Ago 2008. CONELEC

conectados a la red de baja tensión sin medición de demanda, de modo que se pueda realizar un agrupamiento, en cuanto a equipamiento de características comunes, tomando como suposición los máximos requerimientos de dicha carga. Se aplica un factor de frecuencia de uso y un factor de simultaneidad en el uso para cada una de las cargas. A partir de estos factores y la carga instalada se llega a definir el valor de Demanda Máxima Unitaria en kVA.

1.4.2 CÓDIGO CIIU

El CÓDIGO CIIU es la Clasificación Industrial Internacional Uniforme, la cual permite agrupar las diferentes entidades comerciales e industriales según su actividad mercantil.

Basándose en esta clasificación se establecerán grupos de diferentes clientes comerciales e industriales según su actividad mercantil sin importar su tamaño eléctrico, es decir, cuantificando el consumo energético del cliente; lo cual permitirá evaluar sus curvas de carga, estableciendo hábitos de consumo según la actividad que desarrollan, estos permitirán obtener tanto factores de carga y demanda que se ajusten de una mejor manera a las instalaciones existentes, para la obtención de una demanda de diseño optima. Aunque esta clasificación sería la más adecuada, exige una base de datos e información específica del cliente, de la que no se dispone en la organización de la EEQ S.A.

1.4.3 CONSUMOS FACTURADOS

Los consumos facturados reflejan el comportamiento de la carga eléctrica de los clientes alimentados en la red de Baja Tensión; con estos valores se puede estratificar al tipo de usuario según sus consumos y obtener factores de carga y demanda reales. Permitiendo de esta manera evaluar las instalaciones existentes de los diferentes clientes comerciales e industriales sin medición de demanda según escalas de consumo mensual de energía, en este método no se toma en cuenta la

actividad mercantil de los diferentes clientes, más bien, se fundamenta en el requerimiento de kWh/mes.

1.5 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA

El sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito a nivel de baja tensión, es bastante complejo debido a la diversidad de elementos existentes, tales como: transformadores, conductores, diferentes topologías y tipos de clientes.
Siendo los elementos de análisis demasiado numerosos, no es factible su análisis en integridad, por lo que se hace necesario basar el estudio en una muestra representativa que permita reproducir el comportamiento de la población total.

"Se puede definir las muestras como una parte de un conjunto o población debidamente elegida, que se someten a observación científica en representación del conjunto, con el propósito de obtener resultados válidos, también para el universo total investigado" [2]

La muestra debe lograr una representación adecuada, en la que se reproduzcan de la mejor manera los rasgos esenciales de dicha población que son importantes para la investigación. Para que una muestra sea representativa, y por lo tanto útil, debe de reflejar las similitudes y diferencias encontradas en la población, es decir ejemplificar las características de ésta.

Para poder realizar la selección de la muestra, primero se debe conocer las posibles alternativas, para definir el método más adecuado para llevar a cabo esta tarea.

1.5.1 MÉTODOS DE MUESTREO

Dentro de lo métodos de muestreo posibles para determinar una muestra, se encuentran los métodos probabilísticos y los no probabilísticos.

A continuación, se describe brevemente los métodos de muestreo posibles para realizar la selección de la muestra, de acuerdo a la disponibilidad de datos y universo que se desea reflejar.

Los métodos de muestreo probabilísticos son aquellos que se basan en el principio de equiprobabilidad. Es decir, aquellos en los que todos los individuos tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte de una muestra y, consiguientemente, todas las posibles muestras tienen la misma probabilidad de ser elegidas.

1.5.1.1 Métodos de Muestreo Probabilístico

Los métodos de muestreo probabilísticos son aquellos que se basan en el principio de equiprobabilidad. Es decir, aquellos en los que todos los individuos tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte de una muestra y por consiguiente, todas las posibles muestras tienen la misma probabilidad de ser elegidas.

1.5.1.1.1 Muestreo Aleatorio simple

Es aquel en que cada elemento de la población tiene la misma probabilidad de ser seleccionado para integrar la muestra y se eligen tantos sujetos como sea necesario para completar el tamaño de muestra requerido.

En la práctica no interesa el individuo o elemento de la población seleccionado en general, sino solo una característica que se medirá u observará en él y cuyo valor será el valor de una variable aleatoria que en cada individuo o elemento de la población puede tomar un valor que será un elemento de cierto conjunto de valores.
Este procedimiento, atractivo por su simpleza, tiene poca o nula utilidad práctica cuando la población que se maneja es muy grande.

1.5.1.1.2 Muestreo Aleatorio sistemático

Se elige un individuo al azar y a partir de él, a intervalos constantes, se eligen los demás hasta completar la muestra.

Se utiliza cuando el universo o población es de gran tamaño, o ha de extenderse en el tiempo. Esto quiere decir que si se tiene un determinado número de personas que es la población y se quiere escoger de esa población un número más pequeño el cual es la muestra, se divide el número de la población por el número de la muestra a tomar y el resultado de esta operación será el intervalo, entonces se escoge un número de elemento al azar desde uno hasta el número del intervalo, y a partir de este número se escoge los demás elementos de la muestra, siguiendo el intervalo.

1.5.1.1.3 Muestreo Aleatorio estratificado

Se divide la población en clases o estratos y se escoge, aleatoriamente, un número de individuos de cada estrato proporcional al número de componentes de cada estrato.

Los estratos son escogidos en base a su homogeneidad con respecto a la población como un todo. Los elementos de la muestra son entonces seleccionados al azar o por un método sistemático de cada estrato. Las estimaciones de la población, basadas en la muestra estratificada, usualmente tienen mayor precisión que un muestreo simple.

1.5.1.1.4 Muestreo Aleatorio por conglomerados

Se utiliza cuando la población se encuentra dividida, de manera natural, en grupos que se supone que contienen toda la variabilidad de la población, es decir, la representan fielmente respecto a la característica a elegir, pueden seleccionarse sólo algunos de estos grupos o conglomerados para la realización del estudio.

El muestreo por conglomerados consiste en seleccionar aleatoriamente un cierto número de conglomerados (el necesario para alcanzar el tamaño muestral establecido) y en investigar después todos los elementos pertenecientes a los conglomerados elegidos.

Ninguno de los métodos Probabilísticos, será usado, debido a que el universo de los transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Quito, no es de predominio comercial e industrial artesanal sin medición de demanda, sino solo una fracción del número total de ellos, además no se posee una base estadística al interior de la empresa en la que se identifique cuántos y cuáles presentan esta característica, es decir, no se conoce el universo de transformadores de predominio comercial e industrial artesanal a nivel de bajo voltaje, en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

1.5.1.2 Métodos de Muestreo No Probabilísticos

Cuando se decide aplicar a métodos no probabilísticos, en general, se seleccionan a los elementos que forman parte de la muestra, siguiendo determinados criterios procurando que la misma sea representativa, es lo que se conoce como “muestra sesgada” o muestra de juicio debido a que no puede calcularse una probabilidad de extracción de una determinada muestra, como es el caso que nos ocupa bajo las razones que se explican a continuación.

1.5.2 DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA

La carga comercial e industrial artesanal conectada a la red de baja tensión sin medición de demanda no constituye más allá del 14% de la carga total del sistema y además se presenta de manera muy dispersa, por lo que el número de transformadores, que pueden ser tomados en consideración, que se hallan influenciados de manera prominente por este tipo de carga es bastante reducido. Adicionalmente, no existe una base de datos clasificada con código CIIU dentro de la EEQ SA, de modo que se pueda obtener el tamaño real del universo, o que pueda presentar de manera clara la información con respecto a cada tipo de usuario, como para poder definir el tamaño de la muestra; a esto se suma la falta de recursos físicos, en el momento de la toma de los registros de carga.

Debido a estas dificultades, se ha decidido tomar el método de muestra sesgada, esto sin subestimar la importancia de la información obtenida, ya que la muestra ha sido tomado con los elementos del sistema que cumple de mejor manera las características de predominio comercial o industrial artesanal sin medición de demanda, y que reflejan la realidad de este tipo de elementos en la red.

La muestra tomada en consideración para efectos de este estudio, es producto de un proceso de purificación de la información. La determinación de los transformadores que constituyen la muestra, se hizo en base a los siguientes juicios de selección:

- Ubicación del transformador en zonas comerciales
- Número de clientes asociados a cada transformador
- Predominio de carga comercial e industrial artesanal, tanto en número de usuarios como en consumo facturado.
- Transformadores que alimentan a la red de baja tensión y que sean de propiedad de la empresa.
- Perfil de carga de cada transformador.

1.5.2.1 Selección de la Muestra

Los transformadores seleccionados para realizar su registro y proceder con su estudio, son los mostrados en la tabla 1- 8:

Tabla 1-8: Transformadores de Distribución para Muestreo.

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL kVA	SECTOR DE UBICACIÓN	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR
2204	60	Chimbacalle	CHIMBACALLE	4C
3400	150	Pintado	BARRIONUEVO	3E
3530	75	Santa Prisca	MIRAFLORES	9C
4052	100	América	PEREZ GUERRERO	53B
4068	100	Santa Prisca	PEREZ GUERRERO	53C
4809	75	San Roque	SAN ROQUE	7A
4980	100	Clemente Ballén	EPICLACHIMA	21D
14330	150	Chimbacalle	CHIMBACALLE	4E
14740	75	Villaflora	CHIMBACALLE	4A
15481	50	Turubamba	EPICLACHIMA	21C
15861	75	Villaflora	BARRIONUEVO	3A
17041	90	La mariscal	DIEZ NUEVA	32C
28706	112,5	La mariscal	PEREZ GUERRERO	53E
28970	112,5	Chimbacalle	CHIMBACALLE	4C
30721	112,5	La internacional	EPICLACHIMA	21A
39275	100	La mariscal	PEREZ GUERRERO	53B
43517	125	América	PEREZ GUERRERO	53B

CAPITULO 2

2. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS REGISTROS DE CARGA EN LOS USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES

Actualmente, a nivel mundial y la sociedad ecuatoriana no está exenta de una enorme dependencia de la energía eléctrica y el servicio eléctrico se ha constituido de vital importancia en el aspecto social y económico, en busca de la comodidad cotidiana, el desarrollo comercial y el crecimiento industrial a pequeña, mediana y gran escala. Por lo que se exige que los sistemas eléctricos garanticen fiabilidad y eficiencia.

Los Sistemas Eléctricos de Distribución tienen como finalidad básica, prestar un servicio óptimo a los consumidores, dentro de parámetros establecidos de continuidad de servicio, variaciones de voltaje y frecuencia, seguridad y al menor costo global posible. Evidentemente a pesar de todos los esfuerzos que se realicen, los sistemas estarán siempre sujetos a problemas que puedan llevar a la interrupción y deficiencias en la calidad del suministro de energía a los consumidores, que pueden originar serios trastornos, como por ejemplo: pérdida de la producción, pérdida de la materia prima, desaprovechamiento de las instalaciones y de mano de obra, etc.

Por lo que para garantizar la eficiencia del servicio, se realizan registros de carga, que tiene dos fines principales: mediciones que permiten cuantificar la calidad de servicio y registros de demanda, con variación en su intervalo de medida.

2.1 INFORMACIÓN INICIAL DISPONIBLE

Los sitios dentro del área de concesión de la EEQ S.A. de los que se tomaron los transformadores para el estudio inicial, fueron seleccionados de común acuerdo con el personal de la EEQ SA, de áreas reconocidas como zonas de influencia comercial e industrial artesanal, combinadas con carga residencial.

2.1.1 CLIENTES Y TIPO DE TARIFA

Se obtuvo un listado de los clientes a los que presta servicio cada transformador, con la ayuda del software GIS (Sistema de Información Georeferenciado) y se analizó en número y porcentaje clientes residenciales, comerciales, industriales, y tarifa tercera edad, realizando de esta manera la primera etapa de purificación de la información, y los transformadores seleccionados fueron los que presentaron más del 50% de la carga como comercial e industrial en conjunto.
El número de clientes asociado a cada transformador y su categoría, se presentan en la Tabla 2.1.

2.1.2 CONSUMOS FACTURADOS

De los transformadores seleccionados anteriormente, se obtuvieron los consumos facturados para cada uno de los suministros por transformador en el año 2009, para comprobar la tendencia predominante de las cargas comercial e industrial, a través del software SIDECOM (Sistema de Comercialización), de la Empresa Eléctrica Quito.

La información resultante de los datos de facturación del año 2009; ratifican que los transformadores seleccionados son de carácter comercial o industrial artesanal, tanto en número de usuarios como en consumo energético. Esta información se presenta a continuación, en la Tabla 2.2.

Debido a que los periodos de facturación mensual no tienen un número igual de días, se hace necesaria la obtención de un mes promedio, que se obtiene de la relación entre los 365 días al año divididos para los 12 meses, dando como resultado el valor de 30,41 días.

De la relación entre el valor facturado de energía de cada suministro asociado a su respectivo transformador y el número de días de la facturación mensual se obtiene el consumo de energía diario, a este valor se le multiplica por 30,41 días del mes promedio, obtenemos el consumo de “energía de un mes promedio”, proceso que se realiza mes a mes; de la suma de estos valores se obtienen la energía facturada total al año.

Tabla 2.1: Número de usuarios por tarifa de consumo.

NÚMERO DE USUARIOS POR TARIFA DE CONSUMO								
N° TRAFO EEQ	TOTAL USUARIOS	RESIDENCIAL	COMERCIAL SIN DEMANDA	COMERCIAL CON DEMANDA	INDUSTRIAL ARTESANAL	INDUSTRIAL CON DEMANDA	TERCERA EDAD	ALUMBRADO PÚBLICO
2204	113	72	18	1	1	1	20	-
3400	209	104	82	3	3	1	13	3
3530	97	70	23	-	2	-	2	-
4052	28	14	12	-	1	-	1	-
4068	76	31	42	-		-		3
4809	123	86	31	-	1	-	5	-
4980	138	107	22	-	3	-	5	1
14330	154	114	32	-		-	8	
14740	78	33	38	2	1	-	3	1
15481	45	19	23	-	-	-	2	1
15861	30	6	20	1	-	1	2	-
17041	47	13	32	1	1	-	-	-
28706	92	11	76	-	2	-	3	-
28970	134	74	51	-	3	-	5	1
30721	210	158	25	-	2	-	24	1
39275	29	14	13	1	1	-	-	-
43517	49	32	13	-	1	-	3	-

Tabla 2.2: Consumo Facturado.

CONSUMO FACTURADO ANUAL								
N° TRAFO EEQ	TOTAL ENERGÍA ANUAL	RESIDENCIAL	COMERCIAL SIN DEMANDA	COMERCIAL CON DEMANDA	INDUSTRIAL ARTESANAL	INDUSTRIAL CON DEMANDA	TERCERA EDAD	ALUMBRADO PÚBLICO
2204	232486,44	87968,11	63470,11	26278,11	2352,21	13374,68	39043,23	
3400	531906,96	112563,64	340383,26	40009,23	4972,57	1490,40	23969,97	8517,90
3530	169089,48	72836,55	82125,28		10407,48		3720,18	
4052	116899,08	54068,00	53962,90		7665,80		1202,38	
4068	290172,72	60740,60	218756,22					10675,90
4809	359314,80	146104,09	205250,84		4512,65		3447,22	
4980	240130,20	159112,18	65756,04		14727,79			534,20
14330	292854,72	168059,44	124795,29					
14740	288126,48	72719,56	156223,49	48422,53	848,44		9524,21	388,25
15481	106869,96	29725,97	72812,49				2815,84	1515,66
15861	147579,00	7055,25	96838,25	25310,53		11216,52	7158,45	
17041	382409,88	20871,87	209556,01	129103,40	14708,58		8170,02	
28706	377792,04	21965,86	340131,82		6223,49		9470,87	
28970	292902,96	87812,32	184471,85		9157,30		8665,38	2796,12
30721	352917,96	219344,53	73573,31		5965,31		53382,26	652,55
39275	185760,48	87558,48	92270,09	2997,42	2934,50			
43517	94344,60	39816,59	50304,92		2945,85		1277,25	

2.2 REGISTROS DE CARGA

Los equipos de medición con los que se llevarán a cabo los registros de carga deben entregar los resultados con intervalos de demanda de 15 min, que es el tiempo normalizado en el Sistema Nacional Interconectado SNI y en la facturación de los usuarios con medición de demanda.

Los registradores, previamente hecha la programación para obtener la información deseada, son instalados en los bornes secundarios del transformador de distribución, durante un período de 7 días con intervalos de medición de 15min.
En la Figura 2.1 se observa la forma de conexión de los registradores.

Figura 2.1: Ejemplo de instalación del registrador de carga

La información obtenida servirá para realizar la aproximación de su comportamiento anual en la energía consumida.
Para realizar los registros de carga, se hizo uso de algunos equipos disponibles en la EEQ SA, como son: el POWER QUALITY LOGGER 1744 de FLUKE; PowerPad Modelo 3945 de AEMC; y, Memobox 300.

2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EQUIPO

2.2.1.1 Power Quality Logger 1744[9]

"Los registradores de calidad de potencia 1744 de Fluke son aparatos de registro de la energía eléctrica sofisticados, sólidos y fáciles de usar.El registrador permite realizar un estudio de la carga a lo largo de un período especificado o monitorear la calidad de la potencia para descubrir e informar perturbaciones en las redes de tensión baja y media.

El registrador monitorea la calidad de la potencia y localiza perturbaciones en redes de distribución de tensión baja y media. Mide un máximo de 3 tensiones y 4 corrientes. Para la aplicación de este instrumento de medida en los registros de carga que se requieren para el presente estudio, el software del mismo, nos permite obtener dichos registros en intervalos de 15 o 10 min, aún después de realizada la medición, siendo este factor de una gran ayuda.
Los valores medidos pueden evaluarse gráfica o numéricamente con el software PQ Log.

Los parámetros de registro del POWER QUALITY LOGGER 1744, son:

- Tensión eficaz de cada fase (media, mín, máx.)
- Corriente eficaz de cada fase y neutro (media, mín, máx.)
- Eventos de tensión (caídas, subidas, interrupciones)
- Potencia: Potencia activa P (valores medio, mín y máx.), Potencia activa absoluta |P| (valores medio, mín y máx.), Potencia de distorsión D (valores medio, mín y máx.), Potencia aparente S (valores medio, mín y máx.), Factor de potencia FP, tangente
- Energía por intervalo de demanda, Energía, energía total
- Flicker (Pst, Plt)
- THD de la tensión y de la corriente
- Armónicos de tensión hasta el 50o orden (no incluidos en la función P)
- Interarmónicos de tensión (no incluidos en la función P)

[9] [9]FLUKE. Manual de Uso del POWER QUALITY LOGGER 1744.

- Tensión de señalización de la red eléctrica
- Desequilibrio y Frecuencia

El registrador puede prepararse para funcionar con varias configuraciones de redes eléctricas:

- Tensión monofásica
- Tensión monofásica, corriente, potencia
- Tensión trifásica
- Tensión trifásica, corriente trifásica, potencia
- Tensión trifásica, corriente trifásica, corriente del neutro, potencia”

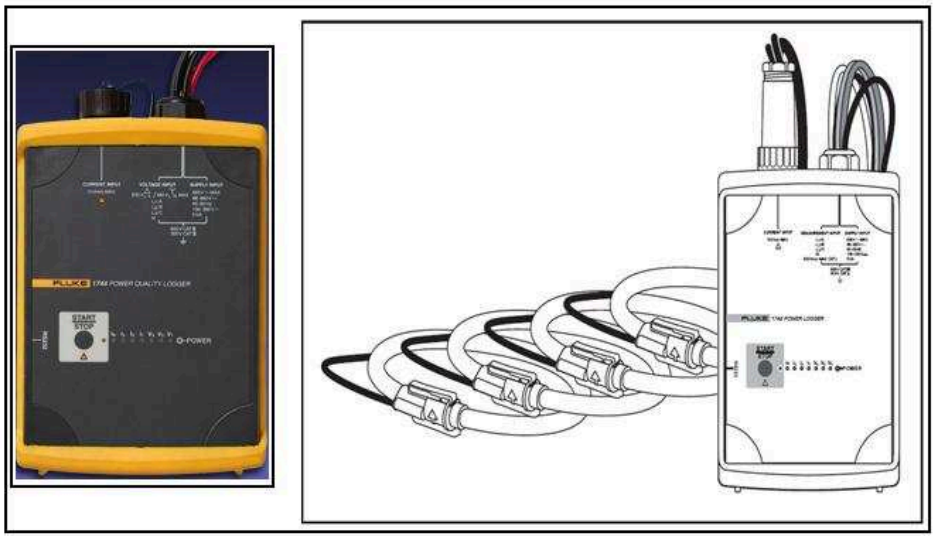


Figura 2.2 POWER QUALITY LOGGER 1744

2.2.1.2 PowerPad Modelo 3945[10]

El analizador PowerPad de marca AEMC, es un analizador de calidad de energía eléctrica trifásica, que permite su uso en diferentes aplicaciones como son:

- Verificación de circuitos de distribución de energía eléctrica
- Medición y registro de calidad de los sistemas de potencia (kW, VA, Var)
- Medición de energía (kWh, kVAh, varh)
- Detección de fallas, en planta, de los paneles de distribución y maquinarias individuales

[10] [7] AEMC INSTRUMENTS, Analizador de Calidad de Energía Eléctrica Trifásica POWER PAD modelo 3945. Technical Assistance (800)

- Monitoreo de transformadores montados sobre base de concreto
- Determinación de problemas de armónicos originados en la fuente o en la carga
- Determinación del factor K de transformadores

Las principales características de medición que presenta el equipo AMC son:

- Mediciones de valores eficaces monofásicos y trifásicos, de voltaje y corriente; adicionalmente potencia CC
- Voltajes y corrientes pico
- Frecuencia nominal de 40 a 70Hz
- VA, Var y W por fase y totales
- VAh, Varh y kWh por fase y totales
- Corriente en el neutro para conexiones trifásicas
- Factores de cresta para corriente y voltaje
- Factor de Potencia y FP de desplazamiento
- Desbalances de fases (corriente y voltaje)
- Formas de onda en tiempo real
- Presenta y captura armónicos voltaje, corriente y potencia hasta de orden 50, incluyendo dirección en tiempo real
- Diagrama de fasores

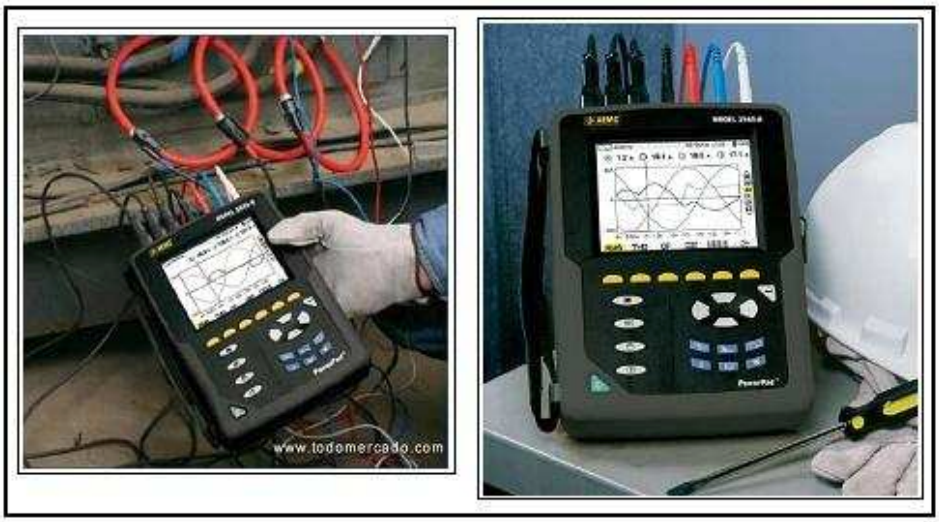


Figura 2-3: PowerPad Modelo 3945

2.2.1.3 Memobox 300[11]

El MEMOBOX 300 es un Analizador de Redes para el monitoreo de la calidad de Tensión, investigación de perturbaciones y optimización de Redes en Baja y Media Tensión.

Este equipo de medición está provisto de las siguientes aplicaciones:

• Registro y análisis de voltaje, corriente, y factor de potencia

• Rango de voltaje: 115 - 830 V

• Transductores de Corriente LEM-flex (fijos), rango: 5 - 1500 A

• Configurable para mediciones de redes 3 hilos Delta o 4 hilos Estrella

• Valores Min y Max de voltaje, corriente, y potencia ajustable desde 8 mseg/60 Hz

• Disminuciones de voltaje, sobrecargas, e interrupciones ajustables desde 8 mseg

• Mediciones de Flicker según norma IEC 61000-4-15 (anterior IEC 868)

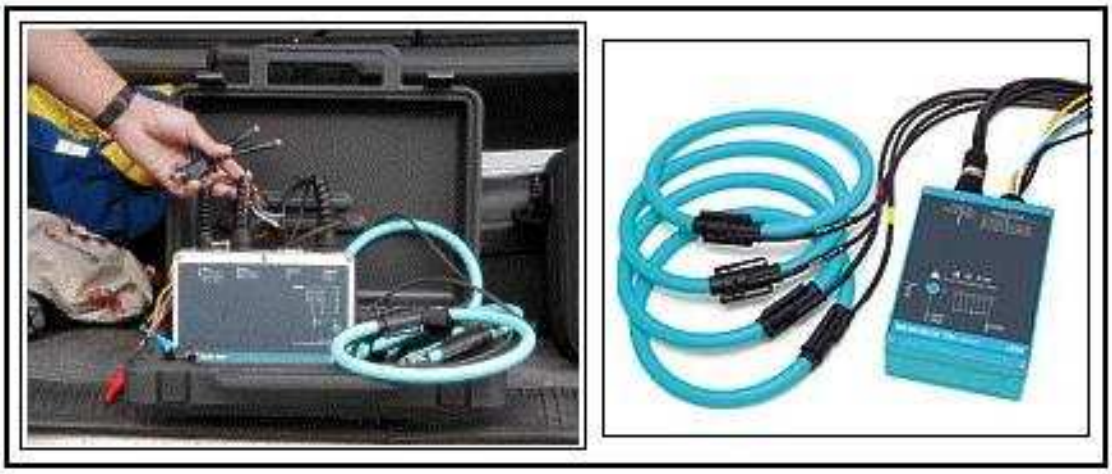


Figura 2.4: MEMOBOX 300

2.2.2 DEMANDA, INTERVALOS DE DEMANDA Y PERIODOS DE REGISTRO

"La Demanda es la carga integrada sobre un intervalo específico de tiempo"[12]

La Demanda es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El

[11] [11] MEMOBOX 300. Manual de uso

[12] [4] IEC Multilingual Dictionary of Electricity

período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La importancia de determinar el valor de demanda es que ésta es la base para el diseño, planificación, y análisis de un sistema de distribución y dimensionamiento de los equipos y conductores.

El intervalo de demanda se define como: “La duración del intervalo de demanda sobre el cual la demanda media es medida"[13]. El intervalo de demanda es un periodo específico de tiempo que puede ser de 15, 30 o 60 minutos durante el cual la potencia eléctrica es promediada.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. El intervalo de demanda usado en la EEQ es de 15min, para registros de demanda. De manera práctica, es conveniente realizar los registros de medición a intervalos de 5 minutos, de modo que se puedan obtener mayor número de mediciones en una hora, y estos puedan ser aplicados tanto en los registros de medición como en calidad de energía que exigen mediciones cada 10 min.

2.2.3 INSPECCIÓN DE CAMPO

Las inspecciones de campo se realizan para poder acrecentar la fiabilidad de los datos obtenidos de los transformadores seleccionados para corroborar, corregir y complementar la información. Dicha verificación se hace debido a que la información proporcionada por el GIS no se halla actualizada y existen en varios casos de incongruencia con la situación real de la red en cuanto a características de los clientes (tarifa y actividad), topología y configuración de la red.

La validación de esta información, es de suma importancia, ya que se usa como base para el diseño y la modelación de los circuitos secundarios y dimensionamiento del transformador y de los demás elementos de la red.

[13] [4] IEC Multilingual Dictionary of Electricity

En las figuras 2.5, 2.6, 2.7, se aprecian algunos ejemplos de lo observado en las inspecciones de campo realizadas a los transformadores de la muestra.

Figura 2.5: Inspección de Campo
Transformador 4068

Figura 2.6: Inspección de Campo
Transformador 40016

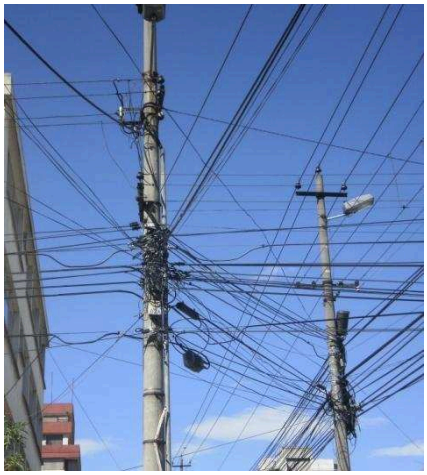


Figura 2.7: Inspección de Campo
Redes secundarias del Trafo. 39275

2.2.3.1 Concordancia Tarifa/ Actividad del Cliente

Respecto a las características de los clientes asociados al transformador, se verifica los siguientes aspectos:

- Número de clientes residenciales, comerciales, e industriales
- Número de suministro y de medidor.
- Concordancia de la tarifa establecida por la EEQ SA
- El tipo de actividad, en caso de ser comercial o industrial, o combinación con residencial.

2.2.3.2 Topología de las redes

En las inspecciones de campo se confirman los siguientes detalles físicos del circuito de baja tensión:

- Potencia del transformador
- Verificación de acometidas y tableros.
- Calibres de conductores
- Número de postes, longitud de cada vano y localización de fines de circuito.

2.2.4 OBTENCIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS REGISTRADORES DE CARGA

Una vez transcurridos los días de registro, se procesa la información generada por los registradores, con el software correspondiente y se realiza la respectiva organización en un resumen técnico por transformador, proporcionado por el software del equipo.

La información de importancia contenida en este resumen es:

- Ubicación geográfica
- Numero del Transformador
- Capacidad en kVA
- Propiedad: Empresa o Cliente
- Voltajes de media y baja Tensión
- Subestación y primario al que pertenece
- Demanda máxima y promedio
- Factor de demanda máximo y promedio

En el ANEXO 2.1 se presentan las hojas resumen de cada registro correspondiente a los transformadores de la muestra.

Después de realizar los registros de carga, se verifica cada uno de ellos, para asegurar que no existan incongruencias en la información, que puedan llevar a conclusiones erradas y puedan afectar el presente estudio, como: consumos inferiores a los 100kWh/mes/cliente, que es un consumo bajo para un cliente

comercial o industrial artesanal; incoherencia entre la energía obtenida del registro y de la facturación anual; transformadores que presentaban un perfil de carga de característica comercial, pero al realizar las inspecciones de campo, se comprobó que eran de uso residencial de estrato alto; adicionalmente fueron eliminados por datos incompletos del registro y falta de información.

2.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL REGISTRO DE CARGA

El análisis de los resultados de los registros de carga es la base para plantear la metodología para la estimación de la demanda y el dimensionamiento del transformador. En los apartados siguientes serán presentados los resultados de un grupo de transformadores representativos, y los demás se presentarán en los Anexos.

La Tabla 2.3 presenta la información, obtenida de los registros de carga, de cada uno de los transformadores para el estudio, siendo de importancia la energía y la demanda máxima.

Tabla 2.3: Datos obtenidos de los Registros de Carga.

TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL kVA	REGISTROS					
		MES DEL REGISTRO	ENERGÍA kWh	DEMANDA PROM. kW	DEMANDA MAX kW	Fp. PROM	Fp. MAX
2204	60	Abril	5221.92	31.10	54.96	0.91	0.95
3400	150	Enero	9849.82	58.60	111.20	0.90	0.96
3530	75	Enero	5537.40	39.30	75.36	0.85	0.93
4052	100	Enero	1969.48	11.72	23.58	0.58	0.55
4068	100	Mayo	4586.65	27.30	47.99	0.85	0.93
4809	75	Enero	7497.22	44.62	61.79	0.89	0.94
4980	100	Noviembre	4910.09	27.28	55.75	0.81	0.94
14330	150	Enero	5778.65	34.42	66.57	0.93	0.96
14740	75	Abril	5504.62	32.80	63.55	0.91	0.97
15481	50	Noviembre	3661.63	21.78	39.55	0.89	0.93
15861	75	Abril	2269.40	13.50	26.89	0.37	0.39
17041	90	Mayo	7595.62	45.20	67.10	0.90	0.94
22406	200	Enero	2721.11	16.20	40.26	0.94	0.96
28706	112.5	Agosto	5943.42	35.34	74.16	0.95	0.96
28970	112.5	Abril	5937.43	35.30	57.49	0.91	0.96
30721	112.5	Noviembre	7191.87	42.85	87.95	0.82	0.96
39275	100	Agosto	3512.80	20.97	44.46	0.96	0.97
43517	125	Enero	2727.04	16.21	36.37	0.81	0.82

2.3.1 PERFILES DE CARGA

El perfil de carga es: “Una curva de Potencia vs. Tiempo mostrando el valor de una carga específica para cada unidad de periodo específico”[14]. La variación de la demanda en el tiempo para un grupo de usuarios dado, origina un ciclo de carga que es denominado curva de carga o perfil de carga (demanda vs tiempo).

Las curvas de carga diaria indican las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales, y a la vez muestran la forma en que se combinan para producir el pico. Las curvas de carga diaria están formadas por los valores de demanda obtenidos en intervalos de 15 min. El análisis de los perfiles de carga debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que ha venido variando el comportamiento de la carga y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema.

Estas curvas se dibujan para diferentes períodos de tiempo, pueden ser diarias, semanales, mensuales o anuales. La obtención de la curva de carga de los transformadores se realiza a través de la medición directa en los bornes secundarios, donde se censan los parámetros eléctricos diarios. Para el estudio se presentan las curvas de los siete días de registro, de los transformadores seleccionados, de los que se confirma la característica comercial ó industrial artesanal, horarios del pico de demanda y valor de demanda máxima y la uniformidad del comportamiento de la carga en los días de la semana laboral y las diferencias con el fin de semana.
A continuación se presentan los resultados de algunos transformadores representativos entre los seleccionados, y los demás se presentan en el ANEXO 2.2.

En las figuras, 2.8, 2.9, 2.10 y 2.11 se presentan los perfiles de carga de los transformadores: 17041, 4809, 2204, 4068, respectivamente, a modo de muestra

[14] [3] IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms. ANSI/IEEE Std 100/1977

del comportamiento eléctrico del resto de transformadores del estudio, en los que se observa la combinación de carga residencial, comercial e industrial artesanal.

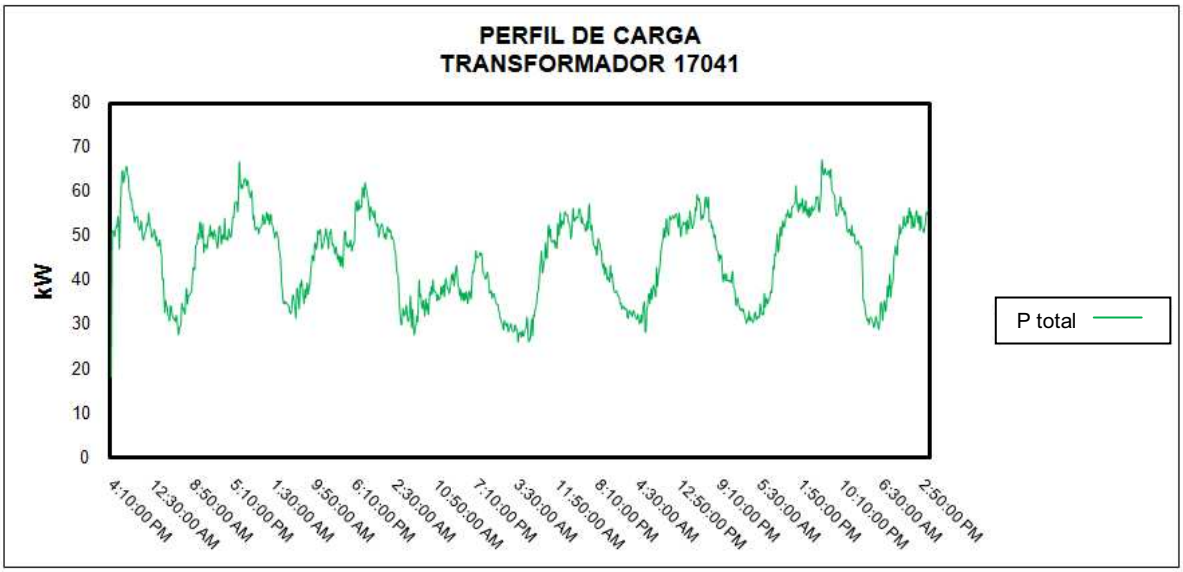


Figura 2.8: Perfil de carga Transformador 17041.

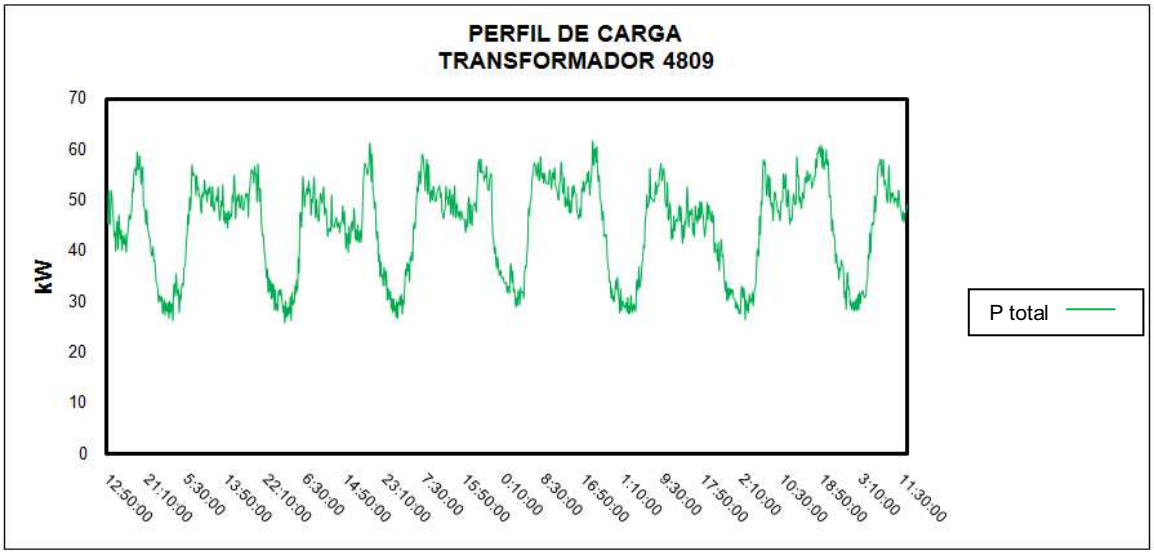


Figura 2.9: Perfil de carga Transformador 4809.

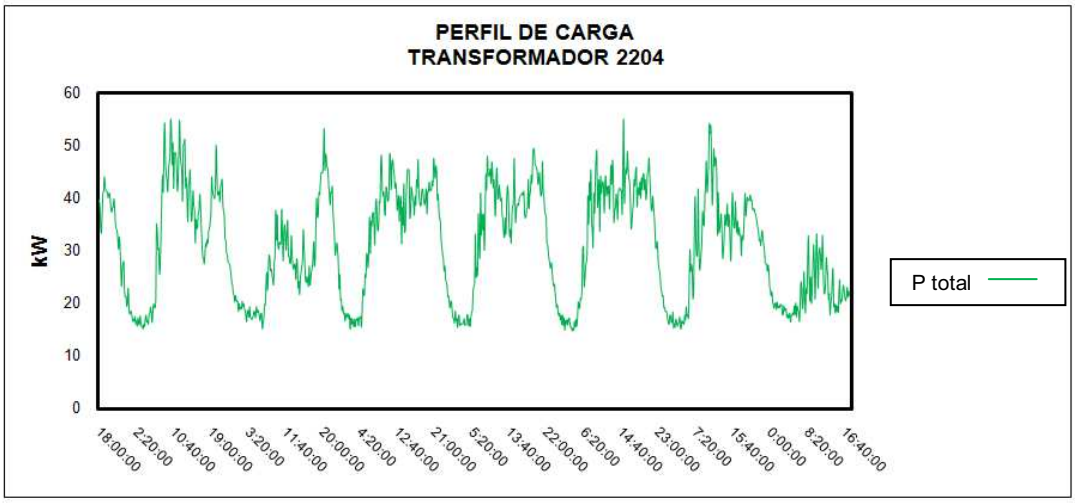


Figura 2.10: Perfil de carga Transformador 2204.

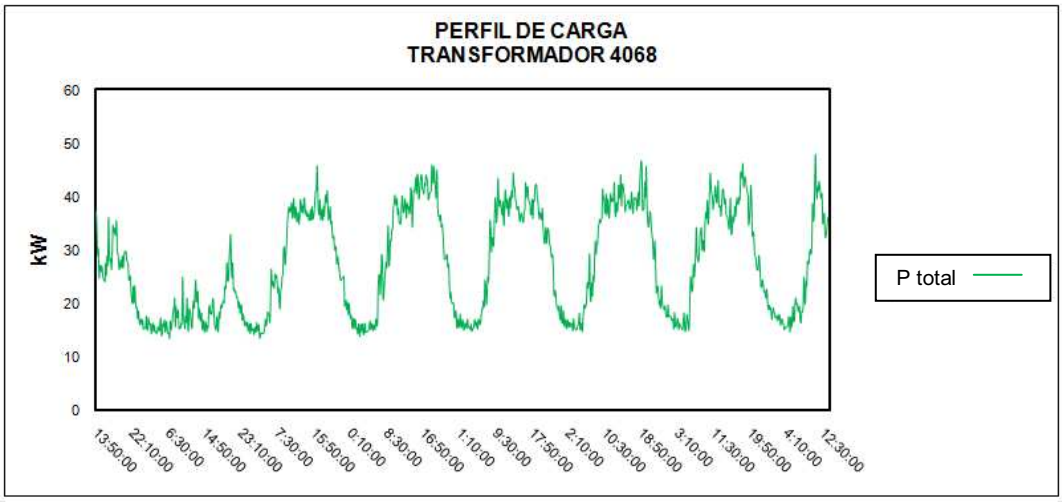


Figura 2.11: Perfil de carga Transformador 4068.

2.3.2 DEMANDA MÁXIMA DEL REGISTRO

La demanda máxima es: "La mayor de todas las demandas que han ocurrido durante el periodo de tiempo especificado. La máxima demanda es determinada por medición, de acuerdo a especificación, sobre un intervalo de tiempo prescrito"[15]

[15] [3] IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms. ANSI/IEEE Std 100/1977

La demanda, presentada anteriormente en la Tabla 2.3, para cada uno de los transformadores, servirá en primera instancia, para comprobar que los transformadores seleccionados no se hallen sobrecargados en las condiciones actuales y para analizar a breves rasgos en qué relación se halla la capacidad instalada del transformador con respecto a ésta, y es de vital importancia para el desarrollo de la metodología propuesta, y que será presentada más adelante.

La Tabla 2.4 presenta la relación existente entre la capacidad instalada de los transformadores de distribución y la demanda máxima registrada, a modo de visualización de la situación actual de la red de baja tensión.

Tabla 2.4: Capacidad instalada y Demanda máxima.

POTENCIA NOMINAL vs DEMANDA MÁXIMA					
TRANSFORMADOR	POTENCIA NOMINAL kVA	DEM MAX kW	FACT POTENCIA DEM. MÁX.	DEM MAX kVA	FACTOR DE USO %
2204	60	54,97	0,95	57,62	0,916
3400	150	111,20	0,96	115,60	0,741
3530	75	75,36	0,93	80,95	1,005
4052	100	23,58	0,55	42,95	0,236
4068	100	47,99	0,93	51,65	0,480
4809	75	61,79	0,94	65,95	0,824
4980	100	55,75	0,94	59,18	0,557
14330	150	66,57	0,96	69,20	0,444
14740	75	63,55	0,97	65,86	0,847
15481	50	39,55	0,93	42,75	0,791
15861	75	26,89	0,39	69,67	0,359
17041	90	67,10	0,94	71,23	0,746
28706	112,5	74,16	0,96	77,24	0,659
28970	112,5	57,49	0,96	59,83	0,511
30721	112,5	87,95	0,96	91,81	0,782
39275	100	44,46	0,97	46,07	0,445
43517	125	36,37	0,82	44,29	0,291

2.3.3 FACTOR DE CARGA DEL REGISTRO

El factor de carga es: "La relación de la demanda promedio en un periodo de tiempo designado, con respecto al pico de demanda máxima en ese periodo"[16]

El factor de carga representa la variación existente de la carga en un periodo determinado de tiempo, es decir, como el cliente está usando la carga, en que horarios y en qué cantidad. Los factores de carga que normalmente se presentan para cargas comerciales, tienen relación directa con los consumos de energía y son mayores a los presentados en uso residencial, varían generalmente entre 0,44 y 0,72.

En la tabla 2.5 se muestran los factores de carga y el consumo mensual promedio de los transformadores para el estudio.

Tabla 2.5: Factor de Carga.

FACTOR DE CARGA				
TRANSFORMADOR	CAPACIDAD kVA	ENERGÍA REGISTRO kWh	DEM MAX kW	FACTOR DE CARGA
2204	60	5221,92	54,96	0,57
3400	150	9849,82	111,20	0,53
3530	75	5537,40	75,36	0,44
4052	100	1969,48	23,58	0,50
4068	100	4586,65	47,99	0,57
4809	75	7497,22	61,79	0,72
4980	100	4910,09	55,75	0,52
14330	150	5778,65	66,57	0,52
14740	75	5504,62	63,55	0,52
15481	50	3661,63	39,55	0,55
15861	75	2269,40	26,89	0,50
17041	90	7595,62	67,10	0,67
28706	112,5	5943,42	74,16	0,48
28970	112,5	5937,43	57,49	0,61
30721	112,5	7191,87	87,95	0,49
39275	100	3512,80	44,46	0,47
43517	125	2727,04	36,37	0,45

[16] [3] IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms. ANSI/IEEE Std 100/1977

Con base a toda la información obtenida de los registros de carga y verificada en las inspecciones de campo, se desarrolla la metodología para la determinación de la Demanda Máxima Coincidente para la combinación de Clientes Residenciales, Comerciales e Industriales Artesanales, con predominio de éstos últimos.

CAPÍTULO 3

3. PROPUESTA METODOLÓGICA DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL E INDUSTRIAL ARTESANAL

En un área ya consolidada como es el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito y a nivel de la red de Baja Tensión sin medición de demanda, no se tienen sectores netamente comerciales o industriales; sino más bien, se presenta convivencia de los diferentes tipos de consumo, con predominio comercial e industrial artesanal

El presente estudio tiene como objetivo desarrollar una Metodología para estimación de la demanda de los usuarios comerciales e industriales artesanales sin medición de demanda y que se hallen conectados a la red de baja tensión, que de aquí en adelante serán llamados simplemente como usuarios comerciales e industriales artesanales, que tenga como base el consumo habitual de energía, en lugar de la carga instalada, metodología utilizada actualmente.

Al considerar cargas de carácter comercial e industrial artesanal sin medición de demanda en combinación con cargas residenciales, se evidencia un incremento del factor de carga, por lo que se hace necesario incorporar una metodología de diseño que permita llegar a obtener un adecuado y eficiente uso de los recursos de la red de distribución. Esto llevará finalmente, a un mejor ajuste a la realidad del sistema de distribución utilizando la información que se dispone internamente en la Empresa, del consumo mensual, que es de gran importancia debido a que refleja la demanda de los clientes, complementando de este modo el estudio anterior realizado para clientes residenciales.

La metodología a aplicarse, es el método de la REA que aunque actualmente está dirigido para usuarios residenciales; se puede hacer un ajuste en sus factores de modo que sea aplicable a usuarios comerciales e industriales

artesanales sin medición de demanda, en base al criterio del incremento del factor de carga, como se explica más adelante.

3.1 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.

La metodología de la REA (Administración de Electrificación Rural) ha permitido la estimación de la capacidad necesaria para satisfacer las cargas futuras de los usuarios de distribución, en base a las curvas que relacionan la demanda al número de consumidores y un promedio de la energía usada.

La información usada para determinar ésta metodología, fue tomada de los reportes de operación y los registros de energía facturada de 10.000 consumidores, en el área rural de EEUU. Para prevenir irregularidades en la medición fue seleccionado un período de 4 meses para determinar el promedio mensual de consumo y demanda.
En el procesamiento de la información, los datos fueron representados en un gráfico kWh/mes/kW vs consumidores, y agrupados en tres diferentes curvas correspondientes a los rangos de consumo: 100 a 200, 201 a 400, y 401 a 600 kWh/mes/consumidor. De modo que todo el desarrollo de la metodología se fundamenta en el consumo energético y número de consumidores.

La metodología de la REA para la estimación de la demanda fue desarrollada para la zona rural de EEUU. Ha sido formulada sobre una amplia base estadística de registros históricos de potencia y energía e investigaciones de campo, muy sólida. La investigación y condiciones bajo las que se desarrolló esta metodología dan sustento y confianza, a los ajustes que se realizarán a las curvas originales de los factores establecidos por la REA, en base a los resultados de los registros de carga y facturación de los transformadores seleccionados.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.

Este método ha sido desarrollado para determinar la Demanda Máxima Coincidente, a través de la multiplicación de dos factores relacionados con el número de consumidores y los kWh/mes promedio usados por el consumidor.
El primer término se ha denominado como "B" o factor kWh, que refleja como mejora el factor de carga con el crecimiento del uso de energía. El segundo término, "A", el factor del consumidor, representa el crecimiento de la diversidad resultante del incremento en el número de consumidores.

En la ecuación 3.1[17], se muestra como se hallan definidos los factores A y B originales de la REA

$$kW = \underbrace{\frac{kWh/mes\ /consumidor}{\max. kWh/mes/kW}}_{FACTOR\ B} \times \underbrace{\frac{consumidor}{porcentaje\ del\ max.}}_{FACTOR\ A} \qquad \text{EC. 3.1}$$

$$D_{MAX\ COINC} = FACTOR\ B \quad \times \quad FACTOR\ A$$

El objetivo del estudio actual consiste en encontrar el ajuste preciso para los factores A y B, que se definen de acuerdo a la ecuación 3.1, en base al método de la REA. El ajuste propuesto tendrá que reflejar las condiciones actuales de la EEQ cuando existen combinaciones de clientes residenciales, comerciales y artesanales con predominio de éstos últimos.

[17] [10] Stanley J. Vest,.Estimating kW Demand for Future Load son Rural Distribution Systems. Associate Member AIEE

3.3 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y FACTORES DE APLICACIÓN

3.3.1 FACTORES A Y B

Para detallar la metodología de estimación de la demanda máxima coincidente se requiere conocer los valores de los factores A y B.

3.3.1.1 Factor A

Para el presente estudio, los valores correspondientes al factor A serán los establecidos en la Metodología de la REA[18], debido a que no guarda relación alguna con los datos obtenidos del registro o facturación, en donde se refleja la característica comercial e industrial artesanal de los transformadores; sino más bien está relacionado de manera directa con el número de usuarios total de cada transformador.

3.3.1.2 Factor B

Con el fin de obtener una dispersión que pueda ser relacionada con la dispersión que da origen al factor B en la metodología de la REA y definido bajo el factor que deriva de la ecuación 3.1, en la que el factor B es igual a:

$$FACTOR\ B = \frac{kWh/mes\ /consumidor}{\max. kWhr/mes/kW}$$

Se procesan los datos obtenidos de los consumos de energía mensual facturada y las demandas máximas de los registros, como se explica a continuación.

- Para encontrar el Consumo mensual (columna D), se divide el consumo anual de cada transformador, especificado en la tabla 2.2, para 12 meses que tiene el año.

[18] [10] Stanley J. Vest,.Estimating kW Demand for Future Load son Rural Distribution Systems. Associate Member AIEE. Table I. Consumer Factor, Factor A

- Con la relación entre el consumo mensual (D) y el número de clientes mencionados en la tabla 2.1 y mostrados en la columna (B), se obtiene el consumo/mes/cliente (columna G).
- De dividir el consumo máximo mensual (columna C) y la demanda máxima registrada (columna E) se obtiene Max. kWh/mes/kW (columna F).
- Se aplica la relación antes mencionada, que define el factor B, en la ecuación 3.1 entre kWh/mes/cliente y Max. kWh/mes/kW.

El resultado de este proceso se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Obtención de la relación $\frac{\text{kWh/mes/cliente}}{\text{max kWh/mes/kW}}$

Nº TRAFO EEQ	TOTAL DE USARIOS	CONSUMO MAXIMO kWh/mes	CONSUMO MENSUAL kWh/mes	DEMANDA MAX kW	max_kWh/mes/kW	kWh/mes/cliente	$\frac{\text{kWh/mes/cliente}}{\text{max kWh/mes/kW}}$
A	B	C	D	E	F	G	H
2204	113	21284,70	19373,87	54,96	352,48	171,45	0,49
3400	209	47927,57	44327,58	111,20	398,62	212,09	0,53
3530	97	15740,65	14090,79	72,36	186,98	145,27	0,78
4052	28	11984,16	9741,59	28,58	413,09	314,24	0,76
4068	76	28179,95	24181,06	51,99	503,92	244,25	0,48
4809	123	32741,29	29942,90	61,79	484,58	177,18	0,37
4980	138	22317,14	20010,85	55,75	358,97	145,01	0,40
14330	154	26598,36	24404,56	66,57	366,58	158,47	0,43
14740	78	26732,05	24010,54	63,55	377,82	307,83	0,81
15481	45	10600,20	8905,83	39,55	225,19	197,91	0,88
15861	30	13766,16	12298,25	29,89	457,28	361,71	0,79
17041	47	36136,04	31867,49	72,10	474,92	549,44	1,16
28706	92	35178,70	31482,67	79,16	424,55	314,83	0,74
28970	134	27199,84	24408,58	57,49	424,55	182,15	0,43
30721	210	33178,06	29409,83	87,95	334,38	140,05	0,42
39275	29	16547,68	15480,04	44,46	348,20	442,29	1,27
43517	49	9108,21	7862,05	36,37	216,19	160,45	0,74

En la figura 3.1, se muestra el gráfico $\frac{kWh/mes/cliente}{\max kWh/mes\ /kW}$ vs $consumo/mes/cliente$, en escala logarítmica, en el que se ubican los valores de las columnas G y H respectivamente, encontrados en la tabla 3.1, obtenidos en base a los datos del registro.

Adicionalmente, debido a que la expresión $\frac{kWh/mes/cliente}{\max kWh/mes\ /kW}$ define al factor B, en la metodología de la REA, se ha superpuesto la curva original del factor B vs kWh/mes/consumidor[19]; en la misma grafica anterior, para observar la dispersión obtenida de los transformadores de la muestra con respecto a la curva original.

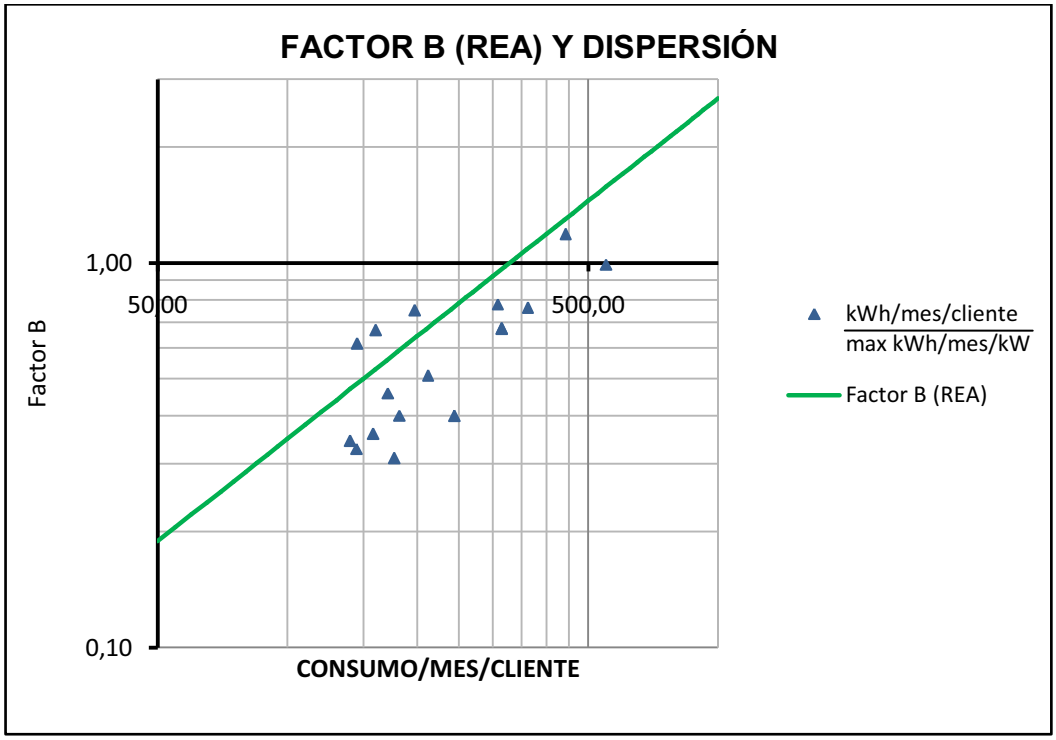


Figura 3.1: Factor B (REA) y valores de la relación $\frac{\mathbf{kWh/mes/cliente}}{\mathbf{max\ kWh/mes/kW}}$.

Como se puede observar en la gráfica, la dispersión resultante de la tabla 3.1, muestra la mayoría de sus valores ubicados por debajo de la curva original de la REA, lo que llevaría a pretender trazar una nueva tendencia, pero debido a la poca cantidad de datos con la que se cuenta e incomparable dimensionalmente con la base de datos estadísticos del desarrollo de las curvas REA, no se puede pretender trazar una nueva tendencia; así que teniendo como sustento la curva

[19] [10] Stanley J. Vest,.Estimating kW Demand for Future Load son Rural Distribution Systems. Associate Member AIEE. "Fig 4. kW-hr factor, factor B".

original para el factor B y aceptando la recomendación hecha en la publicación de la metodología original de la REA desarrollada por Stanley J. Vest[20], en la que se menciona, que debido a que todo el estudio se hace en base a un promedio del sistema, y que dicho promedio puede cambiar debido a alguna variación del factor de carga, se puede realizar un ajuste a la curva considerando esta variación.

En el ajuste propuesto en el desarrollo de la metodología para clientes comerciales e industriales artesanales, en base al incremento del factor de carga por la combinación de carga residencial, comercial e industrial, se busca una nueva curva, que solo sea resultado de un desplazamiento vertical de la curva original, manteniendo su forma y pendiente, de modo que se ajuste de mejor manera a la dispersión resultante de la información base para el estudio, los valores del factor B se reduzcan y de este modo la Demanda Máxima Coincidente también disminuya.

Para determinar el valor de desplazamiento de la curva del factor B, se analiza la desviación que presentan los valores de la dispersión con respecto a la curva del Factor B original, y se obtiene un factor k, para cada uno de los puntos de la dispersión, que luego serán promediados para obtener el factor por el que han de multiplicarse los valores del factor B original para obtener la nueva curva.

En la ecuación 3.2 se muestra el cálculo del factor *k,*

$$k = \frac{\frac{\text{kWh/mes/cliente}}{\text{max kWh/mes/kW}}}{B(REA)} \qquad \text{ec. 3.2}$$

El valor promedio obtenido para k es de 0,8. La ecuación 3.3, presenta la ecuación que cumple la curva del factor B (REA) en un grafico en escala logarítmica[21].

[20] [10] Stanley J. Vest, Estimating kW Demand for Future Load son Rural Distribution Systems. . Associate Member AIEE

[21] [10] Stanley J. Vest,Estimating kW Demand for Future Load son Rural Distribution Systems. Associate Member AIEE

$$Factor\ B = 0.005925(kW - h/mes/comsumidor)^{0.885} \qquad \text{ec. 3.3}$$

El nuevo factor B (B1) del desplazamiento de la curva, cumple con la ecuación 3.4

$$Factor\ B1 = 0.00474(kW - h/mes/comsumidor)^{0.885} \qquad \text{ec. 3.4}$$

Este ajuste se muestra en la figura 3.2 que presenta la curva del factor B de metodología de la REA, y la curva desplazada que representa el factor, que será denominado B1, como se puede observar claramente, esta nueva tendencia se ubica por sobre los valores obtenidos, conservando de este modo un margen de seguridad.

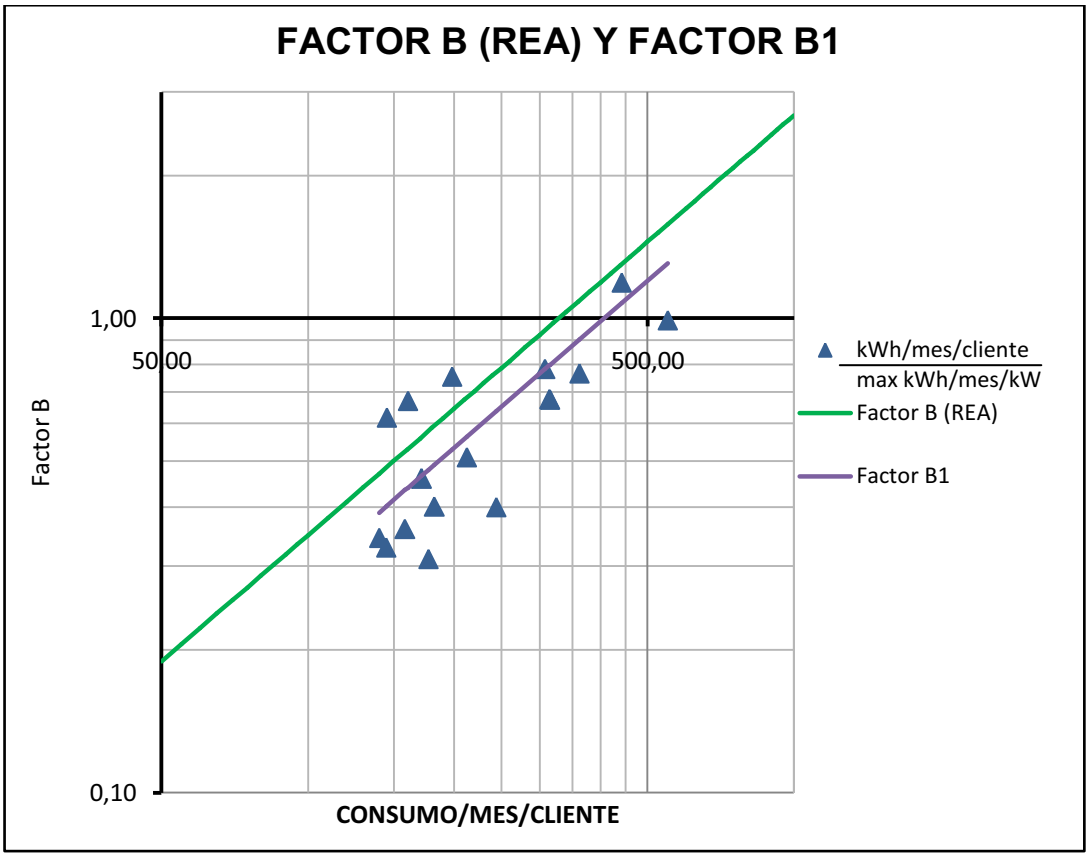


Figura 3.2: Desplazamiento del Factor B (REA).

Las tablas 3.2 y 3.3, muestran los valores correspondientes a los factores B1 y A respectivamente. Los valores de B1, para algunos consumos representativos, calculados con la ecuación 3.4, son los mostrados en la tabla 3.2

Tabla 3.2: Factor B1

kWh/mes/cliente	FACTOR B1
150	0,40
200	0,51
250	0,62
300	0,73
350	0,84
400	0,95
450	1,05
500	1,16

Por otro lado, la tabla 3.3 proporciona los valores del factor A original de la REA

Tabla 3-3: Factor A

# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A
5	9,49	46	59	135	153	380	393
6	10,8	47	60,2	140	159	390	403
7	12,1	48	61,4	145	163	400	412
8	13,5	49	62,4	150	168	410	422
9	14,8	50	63,5	155	173	420	432
10	16,1	51	64,7	160	178	430	442
11	17,4	52	65,7	165	183	440	452
12	18,7	53	66,7	170	188	450	462
13	20,1	54	68	175	193	460	472
14	21,4	55	69	180	198	470	481
15	22,7	56	70,2	185	203	480	491
16	24	57	71,2	190	208	490	501
17	25,3	58	72,3	195	213	500	512
18	26,6	59	73,6	200	218	510	522
19	27,8	60	74,5	205	223	520	532
20	29,2	62	76,7	210	228	530	542
21	30,4	64	78,9	215	233	540	551

# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A	# DE CLIENTES	FACTOR A
22	31,7	66	81,1	220	238	550	561
23	32,8	68	83,2	225	243	560	571
24	33,9	70	85,4	230	247	570	582
25	34,9	72	87,6	235	252	580	592
26	36	74	80,7	240	257	590	601
27	37,2	76	91,8	245	262	600	612
28	38	78	93,9	250	267	620	631
29	39,5	80	96	255	272	640	652
30	40,7	82	98,3	260	276	660	672
31	41,9	84	100	265	282	680	692
32	43,1	86	102	270	287	700	713
33	44,3	88	104	275	291	720	733
34	45,4	90	107	280	296	740	753
35	46,6	92	109	285	301	760	772
36	47,7	94	111	290	306	780	793
37	48,9	96	113	295	310	800	812
38	50	98	115	300	315	820	832
39	51,2	100	117	310	325	840	853
40	52,3	105	122	320	335	860	873
41	53,4	110	128	330	344	880	891
42	54,5	115	133	340	354	900	911
43	55,5	120	138	350	364	920	931
44	56,7	125	143	360	373	940	951
45	57,9	130	148	370	383	960	972

Entonces la Demanda Máxima Coincidente, aplicando la corrección al factor B, se calcula con la ecuación 3.5.

$$D_{MAX\ COINC} = FACTOR\ A \quad \times \quad FACTOR\ B1 \qquad \text{EC (3.5)}$$

En la tabla 3.4, se muestran los valores de la demanda máxima coincidente calculados a partir del método propuesto, también los factores A y B1 para los 17 transformadores que constituyen la muestra.

Tabla 3.4: Resumen de resultados aplicando la metodología propuesta

TRANSFORMADOR Nº EEQ	# de USUARIOS	kWh/Mes/Cliente	FACTOR A	FACTOR B1	DEMANDA MAX COINCIDENTE (kW)
2204	113	171,45	131,0	0,45	58,92
3400	209	212,09	227,0	0,54	123,25
3530	97	145,27	114,0	0,39	44,28
4052	28	314,24	38,9	0,77	29,91
4068	76	244,25	91,8	0,62	56,48
4809	123	177,18	140,0	0,46	64,83
4980	138	145,01	157,0	0,39	60,88
14330	154	158,47	172,0	0,42	72,15
14740	78	307,83	93,9	0,75	70,89
15481	45	197,91	57,9	0,51	29,57
15861	30	361,71	40,7	0,87	35,44
17041	47	549,44	60,2	1,26	75,89
28706	92	314,83	109,0	0,77	83,95
28970	134	182,15	149,0	0,47	70,71
30721	210	140,05	228,0	0,38	85,74
39275	29	442,29	39,5	1,04	41,10
43517	49	160,45	62,4	0,42	26,47

3.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE LA EEQ S.A. Y LA METODOLOGÍA PROPUESTA

3.4.1 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ACTUAL DE LA EEQ

A continuación se presenta la aplicación de la metodología actual de la empresa, basado en un criterio de carga instalada; y la metodología propuesta de ajuste al método REA. Se hace la aplicación para los transformadores de la muestra seleccionada.

En vista de que previo a este estudio solo se ha desarrollado una metodología para la demanda exclusivamente residencial[22]; en el caso de presentarse una

[22] [16] Método para la estimación para la demanda residencial en la Empresa Eléctrica Quito SA.

combinación de residencial con una carga comercial representativa, lo que se hace dentro de la empresa, es calcular la demanda para cada grupo de clientes por separado y con su respectivo método; y sumar directamente ambas demandas[23].

A modo de ejemplo se realiza la aplicación completa para el transformador 17041; la aplicación para los demás transformadores se presenta en el Anexo 3.1

El transformador 17041 se halla ubicado en el sector de la Mariscal. La actividad de la mayor parte de los clientes en la zona, se halla dirigida a locales de entretenimiento, bares y restaurantes. En base a esto, se establece cual puede ser su posible equipamiento. A efectos del ejemplo, para hallar la Demanda Máxima Coincidente de los clientes comerciales, en el transformador 17041, se ha planteado artefactos que concuerden con su actividad comercial de lo que se pudo constatar en las visitas de campo, se aplican los factores de frecuencia de uso, simultaneidad y diversidad de acuerdo a la metodología actual para cliente comerciales e industriales. Para convertir dicha demanda resultante de kW a kVA, se aplica un factor de potencia de 0,85, de acuerdo a lo que establece la normativa de la EEQ.[24]

---

[23] Consulta Personal Ing. Diego Aragundi. EEQ.

[24] [16] Normas para Sistemas de Distribución. PARTE A. Guía de Diseño EEQ. Apartado A-11-03. Procedimiento para hallar la Demanda Máxima Coincidente. Clientes Comerciales e Industriales literal d)

ESTIMACIÓN DE DEMANDA COMERCIAL

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.	PARAMETROS DE DISEÑO PLANILLA PALA LA DETERMINACIÓN DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES	APENDICE A-11-D HOJA:

NOMBRE DEL PROYECTO

N° DEL PROYECTO

LOCALIZACIÓN LA MARISCAL

USUARIO TIPO B

RENGLÓN	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			CI (W)	FFUn (%)	CIR (W)	FSn (%)	DMU (W)
	DESCRIPCIÓN	CANT	Pn(W)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Puntos de iluminación	15	100	1500	100	1500	80	1200
	Computadoras	2	350	700	80	560	60	336
	Equipo de música	2	1000	2000	60	1200	60	720
	Refrigerador	2	500	1000	50	500	60	300
	Microondas	1	3000	3000	40	1200	80	960
	Televisión	2	1000	2000	80	1600	60	960
	Toma Corrientes	15	300	4500	80	3600	80	2880
TOTAL			6250	14700		10160		7356

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA	=	0,85	FACTOR DE DEMANDA FMD	=	0,72
DMU (kW)	=	7,356			
n	=	34			
FD	=	3,05			
Dmax Coinc	=	79,59 kW			

ESTIMACIÓN DE DEMANDA RESIDENCIAL

USUARIOS RES	13
ESTRATO	B

DEMANDA COINCIDENTE RESIDENCIAL	22,6 kW

DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE TOTAL			
Demanda Máxima Coincidente Total	= Demanda Residencial	+	Demanda Comercial
Demanda Máxima Coincidente Total	= 102,19 kW		

3.4.2 APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO

A continuación se presenta la aplicación del método propuesto al transformador 17041 a modo de ejemplo.

TRANSFORMADOR	# de USUARIOS	kWh/mo/cliente
17041	47	549,439

En la tabla se muestran los datos necesarios para el cálculo de la demanda máxima coincidente con el método propuesto para combinación de clientes residenciales y comerciales. Con el número de usuarios se encuentra el factor A en la Tabla 3.3, y con la ayuda del consumo/mes/cliente y la ecuación 3.4 mencionada anteriormente el factor B1.

- Para 47 usuarios le corresponde un factor A de 60,2.
- Para un consumo/mes/cliente de 549,43 kWh un factor B1 de 1,26.

$$D_{MAX\ COINC} = FACTOR\ B1 \quad \times \quad FACTOR\ A$$

$$D_{MAX\ COINC} = 1{,}26 \quad \times \quad 60{,}2$$

$$D_{MAX\ COINC} = 75{,}89$$

En la Tabla 3.6, se muestran los resultados obtenidos para la demanda máxima coincidente, con la aplicación de las dos metodologías en algunos transformadores representativos.

Tabla 3.6: Demanda Máxima Coincidente

DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE		
TRANSFORMADOR N° EEQ	MÉTODO PROPUESTO	MÉTODO EEQ S.A.
2204	58,92	82,63
4068	56,48	74,23
4809	64,83	79,73
17041	75,89	102,19
39275	41,10	57,88

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE LAS COMBINACIONES ENTRE SECTORES DE CONSUMO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Para el presente estudio, es ideal y de vital importancia conocer el comportamiento de la demanda con respecto a la capacidad instalada en los transformadores de distribución y con respecto a la diversidad de los sectores de consumo.

En las redes de Distribución a nivel de Baja Tensión, generalmente, no presta servicio exclusivamente a un solo tipo de cliente, más bien, se trata de un grupo de clientes de actividad diversa, ya sea residencial, comercial o industrial de bajo impacto, y es aquí donde cabe realizar un análisis de la combinación de los diferentes sectores de consumo en la formación del pico en la curva de carga y su influencia sobre el transformador.

Aunque las cargas analizadas individualmente varían impredeciblemente en el tiempo, debido a la diversidad de equipamiento instalado en los hogares, establecimientos comerciales e industriales, en los bornes del transformador, toda esta diversidad de cargas en conjunto, resultan en un efecto característico de las cargas constituyéndose en un factor significativo sobre el transformador.

4.1 CARGAS COMERCIALES E INDUSTRIALES

4.1.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS COMERCIALES

Las redes de distribución para cargas comerciales se caracterizan generalmente por servir a cargas resistivas e inductivas, y cargas tecnológicas sensibles a perturbaciones en la red. Se localizan generalmente en áreas céntricas de las

ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas.

Las actividades comerciales habituales de éste tipo de carga llevan a un comportamiento de característica constante, en un horario que varía desde las 8h00 hasta las 18h00, y que en algunos casos se extienden hasta las 20h00, contribuyendo con una componente adicional en la formación del pico residencial; y un ligero descenso en el período desde las 12h00 a 14h00, aproximadamente, esto debido al cese de actividades en horario de almuerzo.

En la figura 4.1, se presenta una curva de carga diaria del transformador 4980, que sirve a un grupo de clientes de combinación residencial y comercial, en el que se evidencian las características antes mencionadas.

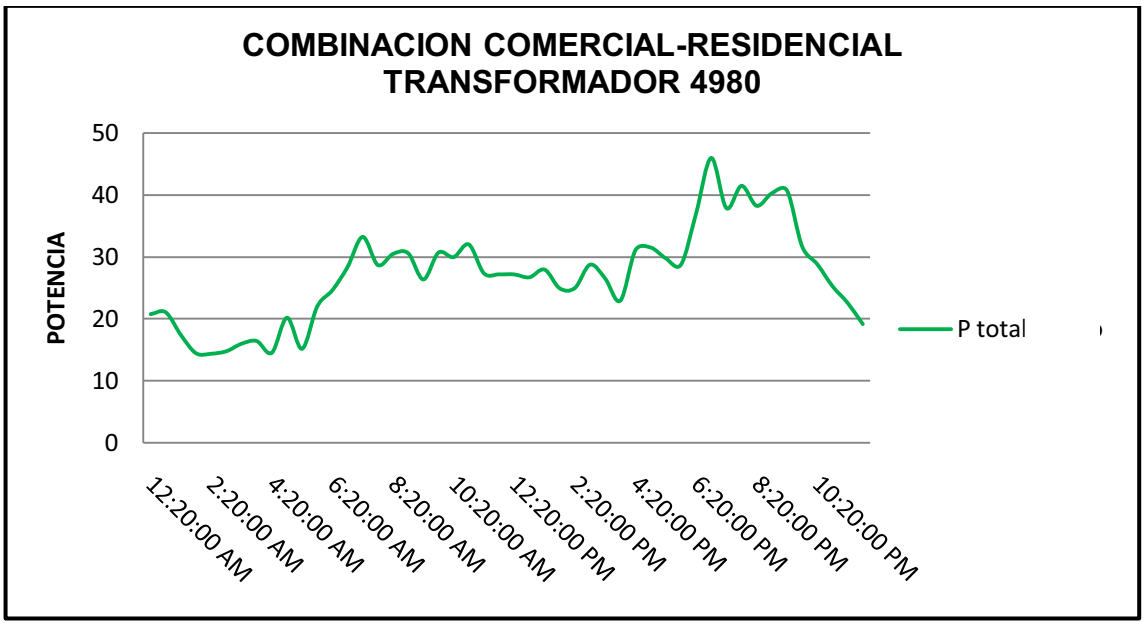


Figura 4.1: Característica de la Combinación Comercial-Residencial

4.1.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS INDUSTRIALES ARTESANALES

La carga industrial tiene una componente inductiva importante debida a la gran cantidad de motores instalados que es predominante frente a las cargas de alumbrado, calefacción y servicios auxiliares, también existentes en una industria.

Las actividades industriales tienen un comportamiento bastante irregular con la presencia de múltiples picos en su curva de carga diaria, esto debido al arranque, conexión y desconexión de máquinas de diversa índole. Este comportamiento se presenta en un horario desde las 8h00 hasta las 18h00, y por lo general se los regula para no tener influencia sobre el pico residencial. En la figura 4.2, se muestra el comportamiento industrial en la curva diaria del transformador 5487, perteneciente a la industria ESMETAL.

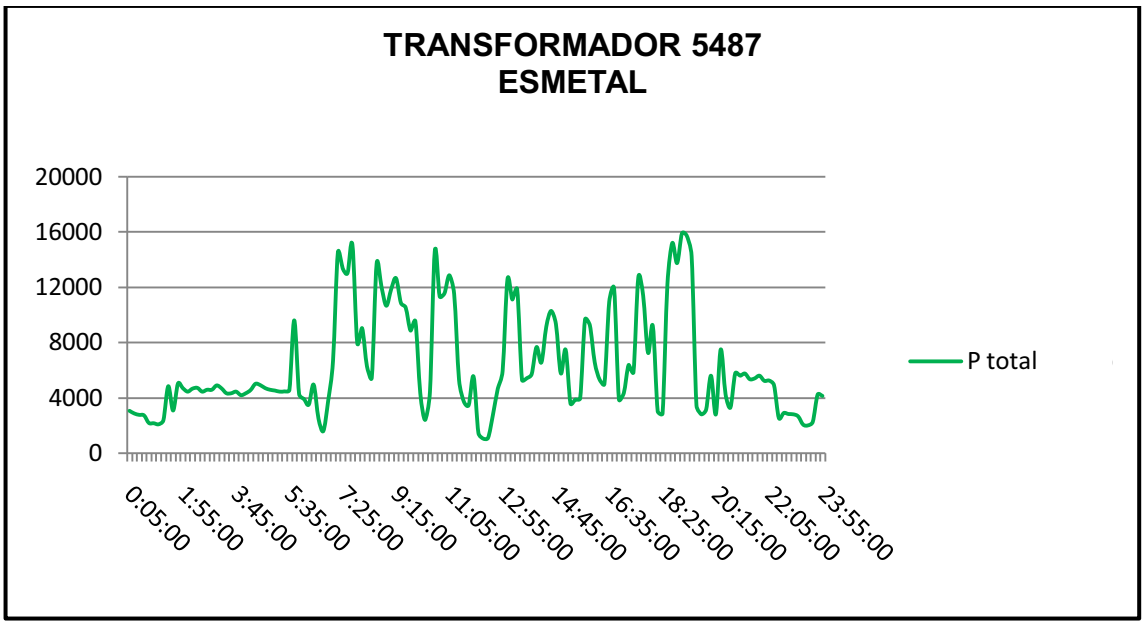


Figura 4.2: Perfil de Carga Industrial

4.2 ZONIFICACIÓN TERRITORIAL Y COMBINACIÓN ESTABLECIDA POR EL MUNICIPIO METROPOLITANO DE QUITO

Según la publicación de la Ordenanza Municipal que contiene el Plan de Uso y Ocupación del suelo PUOS vigente, se tiene las siguientes clasificaciones de los usuarios.

Residencial: “Es aquel que tiene como destino la vivienda permanente, en uso exclusivo o combinado con otros usos de suelo compatibles, en áreas y lotes independientes y edificaciones individuales o colectivas del territorio”.[25]

Industrial: “Es el destinatario a la elaboración, transformación, tratamiento y manipulación de materia primas para producir bienes o productos materiales”.[26]

Comercial y de Servicios: “Es el destinado a actividades de intercambio de bienes y servicios en diferentes escalas y coberturas, en uso exclusivo o combinados con otros usos de suelo en áreas de territorio, lotes independientes y edificaciones (individuales o en colectivo)”. [27]

Bajo las anteriores definiciones y a fin de procurar el bienestar de los habitantes en Quito, el Municipio ha fijado lineamientos de convivencia entre actividades residenciales, comerciales e industriales, a lo largo del territorio, en función de las categorías residenciales; que pueden servir como guía para la EEQ. SA en la introducción de clientes comerciales e industriales nuevos, en sectores consolidados de la capital. Esta localización geográfica servirá para reconocer los sectores de alta concentración de carga por lo general ubicada en la zona urbana central de la ciudad con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios y una reducida componente residencial.

A continuación se presenta la clasificación y compatibilidad del uso residencial, industrial y comercial, establecidas en la Ordenanza Municipal vigente, en las tablas 4.1, 4.2, y 4.3[28].

[25,2,3,4] [17] 0031 Ordenanza Municipal que contiene el Plan de Uso y Zonificación del Suelo PUOS. Edición Especial N°83. Registro Oficial. Viernes 24 de Octubre del 2008.

Tabla 4.1: Clasificación del Uso Residencial y Relaciones de Compatibilidad

USO	SIMB.	ACTIVIDADES/ESTABLECIMIENTOS	PERMITIDOS
RESIDENCIAL	R1	Zonas de uso residencial en las que se permite la presencia limitada de comercios y servicios de nivel barrial y equipamientos barriales y sectoriales.	-Comerciales y de Servicios:CB1, CB2, CB3,CB4
	R2	Zonas de uso residencial en las que se permite comercios y servicios de nivel barrial y sectorial y equipamientos barriales, sectoriales y zonales.	-Industrial: I1 -Comercial y de Servicios: CB, CS1, CS2, CS3, CS6, CS7, CS8
	R3	Zonas de uso residencial en las que se permite comercios, servicios y equipamientos de nivel barrial, sectoriales y zonales.	-Industrial: I1 -Comercial y de Servicios: CB, CS, CZ2, CZ4

Tabla 4.2: Clasificación y Tipología del uso Industrial

USO	TIPOLOGÍA	ACTIVIDADES / ESTABLECIMIENTOS
INDUSTRIAL I	Bajo Impacto I1	Manufacturas: confites, mermeladas, salsas, pasteles y similares. Molinos artesanales. Taller de costura o ropa en general, bordados, alfombras y tapetes, calzado y artículos de cuero en pequeña escala. Cerámica en pequeña escala, ebanistería, talleres de orfebrería y joyería. Imprentas artesanales, encuadernación, adhesivos (excepto la manufactura de los componentes básicos), productos de cera, artículos deportivos, instrumentos de precisión (ópticos, relojes), instrumentos musicales. Carpinterías, tapicerías y reparación de muebles. Talabarterías, cerrajería, ensamblaje de productos (gabinetes, gabinetes, puertas, mallas, entre otros), calculadoras, fabricación de bicicletas, coches (de niño o similares), motocicletas y repuestos. Confección de maletas, maletines y similares, paraguas, persianas, toldos, empacadoras de jabón o detergente, industria panificadora, fideos y afines.

Tabla 4.3: Tipología y Establecimientos del uso Comercial y de Servicios

USO	TIPOLOGÍA	ACTIVIDADES / ESTABLECIMIENTOS
Comercio Barrial C	Comercio Básico	CB1A
		Abarrotes, frigoríficos con venta de embutidos, bazares y similares, carnicerías, fruterías, panaderías, pastelerías, confiterías, heladerías, farmacias, boticas, pequeñas ferreterías, papelerías, venta de revistas y periódicos, micromercados, delicatesen, floristería, fotocopiadoras, alquiler de videos.
		CB1B
		Kioscos, cafeterías, restaurantes con venta restringida de bebidas alcohólicas.
		CB2
	Servicios Básicos	Venta de muebles, recepción de ropa para lavado, servicio de limpieza y mantenimiento, lavado de alfombras y tapices, teñido de prendas, sastrerías, peluquerías, salones de belleza, zapaterías.
		CB3
	Oficinas administrativas (1)	Oficinas privadas y públicas individuales hasta 120 m².
		CB4
	Alojamiento doméstico (1)	Casa de huéspedes, posadas, residenciales estudiantiles con menos de 6 habitaciones.

USO	TIPOLOGÍA	ACTIVIDADES / ESTABLECIMIENTOS
Comercial sectorial C	Comercios especializados	CS1A
		Alfombras, telas y cortinas, antigüedades y regalos, artículos de decoración, artículos de cristalería, porcelana y cerámica, equipos de iluminación y sonido, artículos para el hogar en general, deportivos y de oficina, venta de bicicletas y motocicletas, distribuidora de flores y artículos de jardinería, galerías de arte, artículos de dibujo, y fotografía, instrumentos musicales, discos (audio y video), joyerías, relojerías, ópticas, jugueterías, ventas de mascotas, electrodomésticos, librerías, licorerías (venta en botella cerrada), mueblerías, muebles y accesorios de baño, venta de ropa, almacén de zapatos, repuestos y accesorios para automóvil (sin taller), venta de llantas, venta de pinturas, vidrierías y espejos, internet, cabinas telefónicas, café net y similares, ferreterías medianas, comidas rápidas, centros de cosmetología y masajes terapéuticos, baños turcos y sauna, centros de reacondicionamiento físico y servicios vinculados con la salud y la belleza (SPA). Venta, alimentos y accesorios para mascotas.
		CS1B
		Artesanías

USO	TIPOLOGÍA	ACTIVIDADES / ESTABLECIMIENTOS
Comercial sectorial C	Servicios especializados:	CS2
		Sucursales bancarias, cajas de ahorro, cooperativas, financieras. Agencias de viaje, servicios de papelería e impresión, laboratorios médicos y dentales, consultorios médicos y dentales de hasta 5 unidades, renta de vehículos y alquiler de artículos en general, reparación de electrodomésticos, reparación de relojes, reparación de joyas, talleres fotográficos. Salas de danza y baile académico. Consignación de gaseosas. Consultorios y clínicas veterinarias. Entrega de correspondencia y paquetes.
		CS3
		Cambios de aceite, lavadoras de autos y lubricadoras, gasolineras y estaciones de servicio, distribución de gas menos de 250 cilindros de 15 kg, mecánicas livianas, mecánicas semipesados, mecánica general, electricidad automotriz, vidriería automotriz, mecánica de motos, pintura automotriz, chapistería, mecánica eléctrica, vulcanizadoras, fibra de vidrio, refrigeración, mecánica de bicicletas, mecánica de precisión y patio de venta de vehículos livianos.
	Oficinas administrativas	CS6
		Edificios de oficinas públicas, privadas y corporativas.
	Alojamiento	CS7A
		Residenciales, hoteles, hosterías, pensiones, mesones, servicios de hotel-albergue mayor a 6 hasta 30 habitaciones.
	Centros de diversión	CZ1A
		Bares, billares con venta de licor, cantinas, video bar, karaoke, pool-bar, discotecas, peñas.
	Comercio y servicios	CZ2
		Distribuidora de llantas y servicios, comercialización de materiales y acabados de la construcción, centros de lavado en seco, casas de empeño.
	Almacenes y bodegas	CZ4
		Bodegas de productos (elaborados, empaquetados y envasados que no impliquen alto riesgo), distribuidora de insumos alimenticios y agropecuarios, bodegas comerciales de productos perecibles y no perecibles.

4.3 INCIDENCIA DE LA DEMANDAS INDIVIDUALES SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR

Las demandas individuales por sector de consumo, sea residencial, comercial o industrial artesanal tiene una importante influencia en las características del transformador, debido a que éstas permiten realizar una mejor distribución de la carga en los diferentes horarios, de modo que los picos de cada una de las demandas individuales no incidan o aporten en el horario de demanda máxima, dicho comportamiento se ve reflejado en el factor de coincidencia.

Al encontrar la coincidencia intersectorial superponiendo los perfiles de carga tanto comercial como residencial lo que se pretende es hallar un punto de inflexión en el que se pase de un descenso de la demanda comercial a un ascenso de la demanda residencial, de modo que sea posible llegar a determinar las demandas máximas individuales de los sectores de consumos.
Bajo este comportamiento, el factor de coincidencia entre sectores sería bajo al igual que el aporte comercial sobre el pico; y la demanda máxima que incidiría sobre el transformador sería la demanda máxima residencial más la demanda máxima comercial afectada por el factor de coincidencia entre sectores de consumo

Esta tendencia se daría siempre y cuando existan comercios que tengan perfectamente definido su horario de trabajo, y éste no coincida con el intervalo de tiempo en el que se presenta el pico residencial, lo que lleva a distinguir dos casos: los comercio cuya actividad se desarrolla principalmente en horarios de oficina y que van cesando sus actividades cuando inicia la actividad residencial; y, los comercios cuya demanda se sostiene aportando de manera significativa en el crecimiento del pico; por lo que se limita la posibilidad de llegar a determinar un factor de coincidencia intersectorial.

Con la información que se dispone de los registros de carga, no ha sido posible distinguir claramente el punto de inflexión, antes mencionado, para determinar cuáles son los factores de coincidencia intersectoriales dado que en la mayor

parte de los transformadores analizados se ha observado que el pico de demanda máxima residencial y el comercial se superponen. Esto se corrobora de la inspección visual del sector de ubicación de los transformadores seleccionados, en la que los comercios se acoplan a las necesidades de los usuarios residenciales lo que les obliga a extender sus horarios de trabajo.

En base a estas conclusiones se establece que la propuesta metodológica se fundamenta en un incremento del factor de carga, por incluir actividades de tipo comercial e industrial; y la posibilidad de considerar un factor de coincidencia, para mejorar aun más el dimensionamiento del transformador, queda descartada por falta de información.

CAPÍTULO 5

5. PROPUESTA DE CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución es uno de los sistemas más complejos de todo el sistema eléctrico de potencia, debido a que este se encuentra en una interacción directa con el comportamiento eléctrico de los usuarios, por lo que debe acoplarse a la complejidad de la carga eléctrica y la diversidad de los usuarios.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, por lo que el diseño y operación también deben desarrollarse de forma paralela con la evolución de estos elementos.
Debido a la evolución de la planificación tanto en la operación y expansión de los sistemas de distribución, se hace primordial un seguimiento constante del comportamiento y crecimiento de la carga, y de las diferentes normas y criterios para el dimensionamiento de los componentes del sistema de distribución.

En el sistema de distribución, el transformador es el elemento de mayor importancia en el proceso de entrega de la energía al usuario final de forma segura, que garantiza la continuidad de servicio entre la empresa distribuidora y sus clientes, la elección correcta de este elemento no se la puede tomar a la ligera, por esta razón un correcto dimensionamiento de este elemento conlleva a un mejor uso del mismo.

Anteriormente el dimensionamiento del transformador de distribución se determinaba en base a factores cuya aplicación dependía de la experiencia y criterio del proyectista, por esta razón muchas veces estos valores eran

sobredimensionados; ahora, al realizar un análisis en base a los consumos de energía se encuentra una demanda máxima coincidente más cercana a los valores registrados, por lo tanto refleja de mejor manera el comportamiento eléctrico del usuario, y en la que la responsabilidad en el dimensionamiento del transformador es compartida entre el proyectista y la Empresa Eléctrica Quito, que es la que conoce las características y funcionamiento de todo su sistema y como trabajan en conjunto todos sus elementos.

Uno de los objetivos del presente estudio es encontrar la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios con combinación entre clientes comerciales, industriales artesanales y residenciales, conectados a la red de baja tensión y sin medición de demanda; en base al consumo mensual estimado del sector (estratos) y el número de clientes de este grupo, que es la base fundamental para el dimensionamiento del transformador, pero este no lo define en su totalidad.

Por lo que el presente estudio realizado a clientes comerciales e industriales y el realizado anteriormente para clientes residenciales está dirigido fundamentalmente para un conocimiento más profundo del comportamiento de la carga, que es un criterio sumamente importante en el dimensionamiento del transformador más no suficiente y definitivo.

5.1 BREVE ANÁLISIS DE LOS FACTORES QUE INFLUYEN SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

5.1.1 ASPECTO ECONÓMICO

Este es un aspecto muy importante que no influye directamente en el dimensionamiento de un transformador, si no en la adquisición del mismo, debido a que el costo de los transformadores de distribución aumenta directamente con su potencia nominal, por esta razón, el dimensionamiento del transformador debe

ser óptimo considerando la demanda máxima que este tenga que abastecer así como un factor de crecimiento acorde a las necesidades del sector a ser atendido, de modo que su valor de adquisición sea el adecuado.

Como parte de este aspecto se deberá considerar en primera instancia, la inversión inicial, ya que el costo del equipo de transformación será directamente relacionado con la potencia nominal, que se requiera.
Adicionalmente en el aspecto económico hay que considerar los costos de mantenimiento y operación preventivos, los costos de pérdidas que dependerán de la cantidad de carga y el tiempo de operación del mismo. .

5.1.2 TIPO DE CLIENTES

La finalidad a la cual el usuario destina el uso de energía eléctrica es un importante parámetro que sirve de criterio en el dimensionamiento de los transformadores de distribución.
Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como se establece la demanda durante el período de carga).
Dentro de la sociedad actual, el uso de la energía puede ser muy variado, tanto en aplicaciones residenciales, industriales y comerciales. El tipo de cliente influirá en cuanto a la carga que requerirá ser alimentada y el tiempo de operación de los equipos instalados y los factores de coincidencia entre los diferentes tipos de carga, de modo que se asegure un suministro confiable y a la vez que no se vea afectada la vida útil del transformador sin caer en efectos de sub o sobrecarga.

5.1.3 FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización se obtiene de la relación entre la Demanda Máxima y la Potencia Nominal del transformador. Este factor muestra la fracción de la potencia nominal que se utiliza para satisfacer la demanda máxima.
Analizando este parámetro se puede reubicar los transformadores instalados a sitios donde su capacidad pueda ser mejor aprovechada, ya que estos no son

elementos estáticos de la red, logrando de este modo, un uso más eficiente de los recursos de la Empresa Eléctrica Quito.

5.1.4 FACTOR DE CRECIMIENTO

Este es uno de los parámetros cuya determinación requiere el máximo cuidado, a fin de evitar la subestimación y la sobrestimación de las demandas futuras y en consecuencia de la capacidad del transformador de distribución. La tasa de crecimiento de la demanda en redes de distribución es diferente para cada clase de consumo, por lo que es necesario determinar una tasa de crecimiento en base a los siguientes factores:

- El crecimiento demográfico.
- El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsibles.

La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos materializados en las curvas de carga anual.

Aunque actualmente no es un factor que influya en importancia, ya que si bien en el transcurso del tiempo el consumo crezca por mejoramiento del nivel de vida y avance tecnológico, a su vez, hoy el equipamiento es desarrollado con mejores características y uso más eficiente de la energía.

La reserva se considera conveniente concentrarla en la red primaria y dimensionar los transformadores solo con un pequeño margen para expansión, manteniendo un monitoreo constante del crecimiento de la carga para sustituir el transformador, caso que fuera necesario, logrando el mejor aprovechamiento de inversión en transformadores de distribución.

5.1.5 FACTOR DE CARGA

El factor de carga se obtiene de la relación de demanda media y demanda máxima observados en un mismo período de tiempo.
El factor de carga indica el grado al cual el pico de demanda de la carga es sostenido durante el periodo.
El factor de carga nos permite reconocer cual es el comportamiento de la carga en el transcurso de tiempo, es decir, como está siendo usada la energía en los horarios fuera de pico de carga con respecto al mismo, y que tan eficiente es el sistema eléctrico.

5.1.6 VIDA ÚTIL

La vida de un Transformador está ligada a la vida de sus aislamientos sólidos por lo que el envejecimiento o deterioro de estos aislamientos determinan la expectativa de vida de un Transformador.
La vida útil de los transformadores de distribución es un factor imprescindible para su dimensionamiento, ya que este indica el deterioro acumulado de los equipos en el transcurso del tiempo y cuya pérdida es una función de los períodos de sobrecarga y a su vez de la temperatura de la máquina en condiciones de operación.

5.1.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y DEMANDA

Las pérdidas de demanda y energía propias del transformador, valoradas a lo largo de la vida útil, y expresadas a valor presente pueden representar valores mayores que la inversión inicial, por lo que será factor importante de la selección del transformador.

5.1.8 POLÍTICAS DE LA EMPRESA

Teniendo como base todos los factores señalados y adicionalmente realizando un análisis técnico-económico, la Empresa deberá adoptar a futuro una política que establezca los niveles de cargabilidad óptimos para los transformadores de

distribución: por debajo de la potencia nominal, igual a la potencia nominal o con un nivel de sobrecarga; de modo que no afecten la vida útil del transformador, se logre un funcionamiento eficiente del mismo, y que proporcionen tanto beneficios técnicos como económicos.

5.2 DEMANDA DE DISEÑO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN QUE SIRVE A CLIENTES COMERCIALES E INDUSTRIALES ARTESANALES

Para llegar a determinar la demanda en los bornes del transformador de distribución es necesario conocer la demanda total que tendrá que abastecer, para esto es necesario conocer la demanda máxima coincidente, el porcentaje de pérdidas en cada uno de los elementos asociados a la red secundaria y la demanda de Alumbrado Público.

5.2.1 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

La Demanda Máxima Coincidente será determinada en base a la Metodología Propuesta, con la Aplicación de los factores A y B1, y de la ecuación 3.5, como se explica en el Capítulo 3, del presente estudio.

$$D_{MAX\ COINC} = FACTOR\ A \quad \times \quad FACTOR\ B1$$

5.2.2 DEMANDA ALUMBRADO PÚBLICO

La demanda correspondiente al Alumbrado Público será determinada en base al diseño y considerando el número de luminarias a las que prestará servicio el transformador.

El Consejo Nacional de Electrificación CONELEC en el Pliego Tarifario Vigente establece dentro de la categoría Alumbrado Público a: "…los consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y, en general, vías de circulación pública; a la iluminación de plazas, parques, monumentos de propiedad pública;

sistemas ornamentales de fuentes públicas; y, a los sistemas de señalamiento luminoso utilizados para el control del tránsito"[29], es decir, que todo este tipo de carga deberá ser tomada en consideración por parte del proyectista, para el dimensionamiento del transformador.

La EEQ S.A. acepta la utilización de luminarias de vapor de sodio de alta presión[30] de potencias nominales de 400 W, 250 W, 150W, 100 W y 70 W.

La Tabla 5.1 muestra el número de luminarias por cada uno de los transformadores de la muestra y su respectiva demanda.

Tabla 5.1: Demanda de Alumbrado Público.

TRANSFORMADOR	POTENCIA (W)							# TOTAL	DEMANDA
Nº EEQ	800	400	250	175	150	100	70	LUMINARIAS	kW
2204						21		21	2,10
3400		4	6		2		7	19	3,89
3530		3	18		2		1	24	6,07
4052		3	10					13	3,70
4068							5	5	0,35
4809			1	3	6		2	12	1,82
4980							17	17	1,19
14330		1	6			2		9	2,10
14740		13						13	5,20
15481					1	2	9	12	0,98
15861		14						14	5,60
17041		6			2			8	2,70
28706		6			14			20	4,50
28970		1			6	3	2	12	1,74
30721	6					6	10	22	6,10
39275		17					2	19	6,94
43517			4			5		9	1,50

[29] [13] Pliego Tarifario Vigente - RESOLUCIÓN No. 007/10 18 Feb 2010. CONELEC
[30] [16] Normas para Sistemas de Distribución. PARTE A Guía de Diseño.EEQ SA APENDICE 11-12

5.2.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA

El Sistema de distribución es altamente complejo, es donde la calidad de servicio se deteriora, es el sistema donde se presenta el mayor nivel de pérdidas técnicas tanto de potencia como de energía y donde el sistema se hace vulnerable y queda expuesto a robos, fraudes y otras pérdidas no técnicas, por lo que merece especial atención.

Las pérdidas técnicas en el sistema de distribución tienen su origen en las características físicas de los elementos de la red y condiciones propias del manejo y conducción de la energía, siendo directamente relacionadas con las variaciones de la demanda y la circulación de corriente alterna.

Las pérdidas no técnicas son las pérdidas por fraude, robo, errores en la facturación, entre otras, que son difícilmente detectadas en el sistema.

Un aspecto a considerar en la estimación de la demanda del Transformador de Distribución, son las pérdidas resistivas en la red secundaria, en alumbrado público, y pérdidas en las acometidas y medidores.

5.2.3.1 Pérdidas en las Redes Secundarias

Las pérdidas en las redes de baja tensión son pérdidas que dependen de la longitud de los vanos, características y disposición de los conductores de la red y la distancia a la que se halla ubicado el transformador de distribución.

El porcentaje de pérdidas en la red secundaria se determina al inicio de la red, es decir, a los terminales de baja tensión del transformador de Distribución, por lo que la información base para el análisis de pérdidas será la obtenida de los registros de carga realizadas, la información de la red que proporciona el GIS, y las diferentes visitas de campo realizadas.

5.2.3.2 Pérdidas en Acometidas y Medidores

Para analizar las pérdidas en las acometidas, se toman en cuenta los datos de los clientes asociados al transformador, correspondientes a cada tablero, número de clientes, tarifa y consumo. Las pérdidas dependen de la longitud, la carga y la sección del conductor presente desde la red de baja tensión al medidor o tablero.

A pesar de que las longitudes son relativamente cortas, debido a la gran cantidad de acometidas existentes que incrementa el porcentaje de pérdidas, este se convierte en un factor considerable al analizar la red desde los bornes de baja tensión del transformador.

Las pérdidas en los contadores de energía tienen su origen en las bobinas de medida, la bobina de tensión en la que las pérdidas son constantes y la bobina de corriente en la que las pérdidas están en función de la magnitud de la corriente que circule, aunque este valor es despreciable.

5.2.3.3 Pérdidas en el Alumbrado Público

Las pérdidas producidas en las luminarias están asociadas fundamentalmente al balasto y al equipo de control utilizado.

Los elementos que se consideran para el cálculo de pérdidas son las líneas de alimentación a las luminarias y el conductor de alimentación de las derivaciones de conexión a las lámparas[31].

En base a datos proporcionados por el Departamento de Índice Sectorizado de Pérdidas de la EEQSA, se puede asignar un porcentaje de pérdidas de potencia promedio a demanda máxima, en los diferentes elementos del sistema de Distribución.

El Anexo 5.1[32] muestra la información de pérdidas por cada uno de los primarios de los que se alimentan los transformadores del estudio, y de donde se ha

[31] [18] Instructivo para Calculo de Pérdidas Técnicas en Potencia y Energía en el sistema de Alumbrado Público. EEQ SA

obtenido los valores promedio de pérdidas para aplicarlos con los datos individuales de cada transformador.

Tabla 5.2: Pérdidas Técnicas de Potencia

PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA EN EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÒN A DEMANDA MÁXIMA (KW)					
TRANSFORMADOR Nº EEQ	CIRCUITOS SECUND.	ACOMETIDAS	MEDIDORES	ALUMBRADO PÚBLICO	PERDIDAS EN POTENCIA TOTALES (kW)
2204	0,2714	0,3936	0,1392	0,1295	0,9337
3400	0,3829	0,6308	0,3090	0,1031	1,4258
3530	0,3188	0,7406	0,1377	0,1575	1,3546
4052	0,2779	0,1221	0,0554	0,0926	0,5481
4068	0,2650	0,2287	0,1793	0,0507	0,7236
4809	0,2497	0,9662	0,1936	0,0841	1,4936
4980	0,2176	0,3950	0,1736	0,0961	0,8823
14330	0,4304	0,4767	0,1809	0,0473	1,1353
14740	0,3197	0,1757	0,1046	0,0801	0,6800
15481	0,3306	0,1234	0,0795	0,1052	0,6386
15861	0,2670	0,0629	0,0513	0,0924	0,4736
17041	0,2786	0,1857	0,4425	0,0646	0,9715
28706	0,2801	0,1731	0,2281	0,2757	0,9570
28970	0,2714	0,3499	0,1639	0,0777	0,8629
30721	0,3168	0,6270	0,2849	0,1697	1,3984
39275	0,2779	0,1143	0,0608	0,1353	0,5883
43517	0,2779	0,2275	0,0876	0,0641	0,6571

Los resultados del análisis de pérdidas en que influyen directamente al transformador de distribución se presentan en la tabla 5.2.

Una vez consideradas las potencias de alumbrado público y pérdidas a las que el transformador tendrá que alimentar, adicionalmente a la demanda máxima coincidente calculada en el capítulo anterior, se puede calcular la demanda de diseño para cada uno de los transformadores, que se muestra en la tabla 5.3.

[32] [15] Índice Sectorizado Pérdidas_OT_2009_Diciembre. Departamento de Pérdidas EEQ SA

Tabla 5.3: Demanda Calculada

TRANSFORMADOR Nº EEQ	CAPACIDAD kVA	DEMANDA MAX COINCIDENTE kW	DEMANDA A/P kW	DEMANDA PÉRDIDAS kW	DEMANDA CALCULADA (kW)
2204	60	58,92	2,10	0,93	61,95
3400	150	123,25	3,89	1,43	128,56
3530	75	44,28	6,07	1,35	51,70
4052	100	29,91	1,30	0,55	31,76
4068	100	56,48	0,35	0,72	57,55
4809	75	64,83	1,82	1,49	68,13
4980	100	60,88	1,19	0,88	62,96
14330	150	72,15	2,10	1,14	75,39
14740	75	70,89	5,20	0,68	76,77
15481	50	29,57	0,98	0,64	31,19
15861	75	35,44	1,50	0,47	37,42
17041	90	75,89	2,70	0,97	79,56
28706	112,5	83,95	4,50	0,96	89,40
28970	112,5	70,71	1,74	0,86	73,31
30721	112,5	85,74	6,10	1,40	93,23
39275	100	41,10	6,94	0,59	48,63
43517	125	26,47	1,50	0,66	28,62

5.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Hasta este punto del estudio ya se ha planteado la forma de aplicación de la Metodología propuesta y los resultados que se ha llegado a conseguir; a continuación, se realiza la comparación con respecto a la demanda máxima del registro y a la metodología actual, teniendo presente que la comparación debe realizarse a los terminales de baja tensión de los transformadores de distribución, tanto en la metodología actual y la propuesta.

En La Tabla 5.4 se presentan los valores obtenidos de las estimaciones de demanda realizadas por los diferentes métodos y comparados con respecto a la demanda máxima registrada.

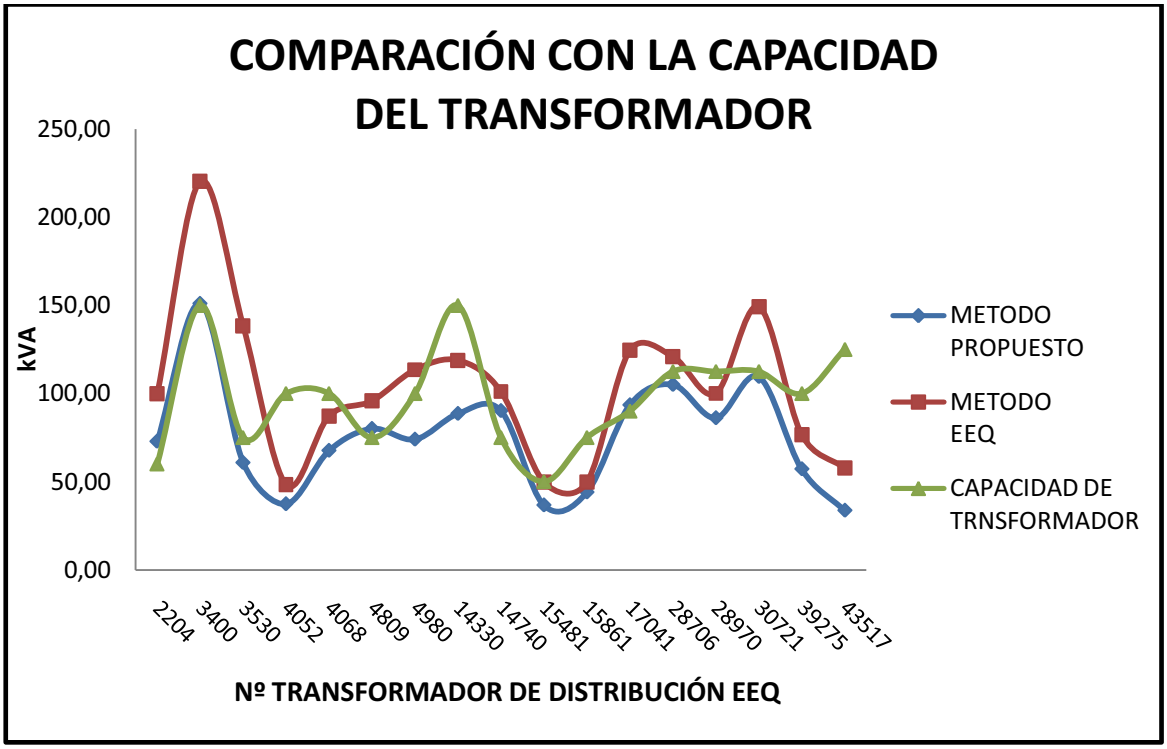
Tabla 5.4 Demandas máximas y comparación de valores.

TRANSFORMADOR	DEMANDA CALCULADA		DEM MAX REGISTRADA	DIFERENCIA DEMANDAS ENTRE PROPUESTA Y DEM REG	
	METODO PROPUESTO	METODO EEQ		METODO PROPUESTO Y DEM MAX REG.	METODO EEQ Y DEM MAX REGISTRO
Nº EEQ	kW	kW	kW	%	%
2204	61,95	84,99	54,96	12,72	54,63
3400	128,56	187,36	111,20	15,61	68,48
3530	51,70	117,67	72,36	28,55	62,62
4052	31,76	41,25	28,58	11,12	44,32
4068	57,55	74,33	51,99	10,69	42,98
4809	68,13	81,61	61,79	10,26	32,07
4980	62,96	96,58	55,75	12,94	73,25
14330	75,39	101,14	66,57	13,24	51,91
14740	76,77	86,11	63,55	20,80	35,50
15481	31,19	42,50	39,55	21,14	7,46
15861	37,42	42,37	29,89	25,18	41,77
17041	79,56	105,86	72,10	10,35	46,83
28706	89,40	103,02	79,16	12,94	30,14
28970	73,31	85,20	57,49	27,51	48,20
30721	93,23	127,01	87,95	6,00	44,40
39275	48,63	65,41	44,46	9,38	47,12
43517	28,62	49,27	36,37	21,29	35,48

Se observa que los valores obtenidos de la comparación entre la metodología propuesta y la demanda máxima registrada son menores a los encontrados entre el método actual de la Empresa Eléctrica Quito y la demanda máxima registrada.

Adicionalmente, la figura 5.1, muestra una comparación gráfica, de lo antes expuesto.

Figura 5.1 Comparación de Demanda Máxima



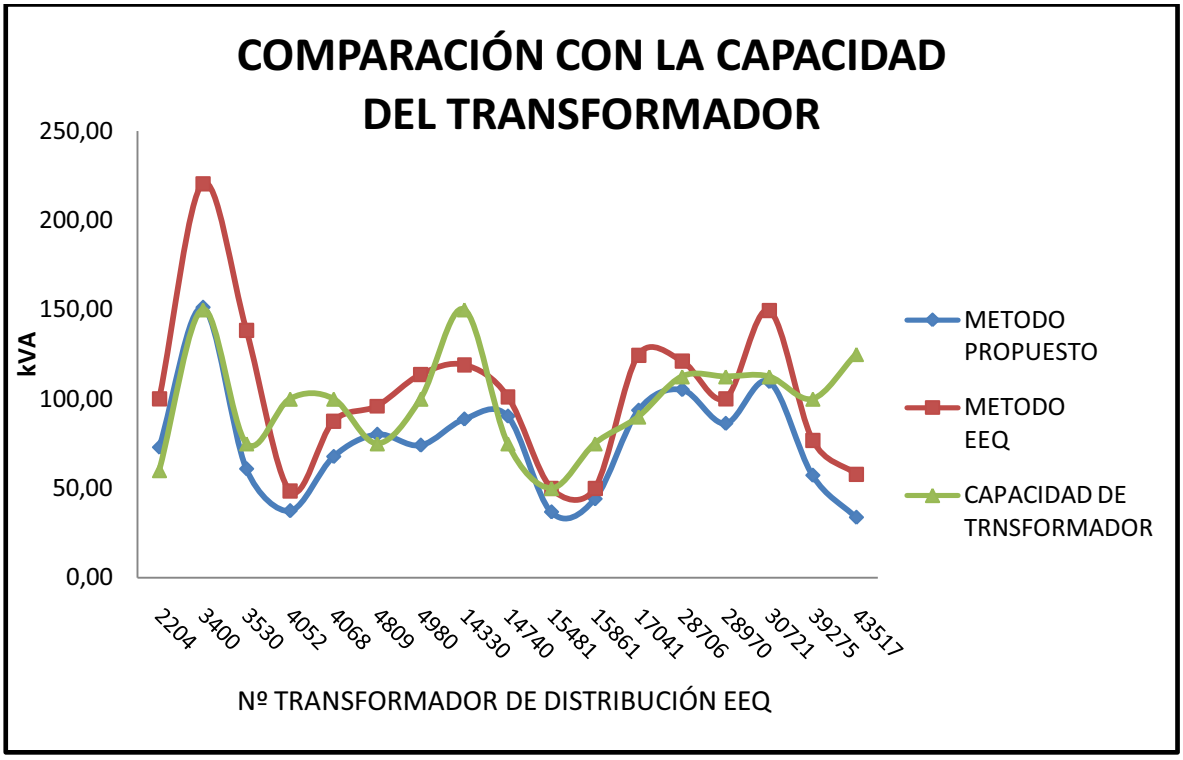
El grafico presenta las demandas registradas de los transformadores de la muestra actualmente instalados y las demandas estimadas con el método actual de la Empresa Eléctrica Quito y con la metodología de carga combinada de sectores Residencial y Comercial Artesanal que se propone.

Como se observa en el gráfico, la demanda calculada con la metodología de carga combinada de sectores Residencial y Comercial Artesanal refleja de una mejor manera a los valores de demanda máxima registrados.

Tanto la tabla como el gráfico anterior se muestra que existe una notable diferencia, entre los resultados obtenidos de la aplicación de las dos metodologías con respecto a la demanda máxima.

Para realizar la comparación ante la capacidad de los transformadores instalados, se halla la potencia aparente relacionada con las demandas máximas obtenida de los diferentes métodos.

Figura 5.2 Comparación con la Capacidad del Transformador



En la figura 5.2 se muestra la comparación de manera grafica de la metodología propuesta con la metodología existente y la capacidad instalada de los transformadores analizados.

Como era de esperar, los resultados aplicando la metodología que actualmente está vigente en las normas lleva a una sobre estimación de la demanda del transformador, esto debido a diversas causas, pero principalmente por los aspectos referentes a la carga.

Uno de los principales factores es la determinación de la Demanda Máxima Unitaria, en la que queda a criterio del proyectista establecer cuál puede ser el posible equipamiento del proyecto, y a su vez, de este grupo de artefactos se considera su potencia de placa, que es por lo general superior a la demanda requerida por los equipos.

Adicionalmente otro de los factores que no reflejan la realidad del cliente y que contribuyen a la mala estimación de la demanda son: el factor de frecuencia de

uso y de simultaneidad; debido a la gran variedad de actividades comerciales y artesanales existentes y que pueden llegar a convivir en un mismo sector.
El factor de frecuencia de uso (FFUn) es un factor en el que se asume la disponibilidad de un artefacto dentro de un grupo de consumidores, suposición que es bastante vaga ya que no existe un conocimiento de la capacidad económica de un cliente para adquirir el equipo, y mucho menos establecer el número y tipo de clientes que puedan disponer de este equipo. En cuanto al factor de simultaneidad (FSn), el proyectista no puede establecer de manera coherente una estimación debido a un desconocimiento de la forma de utilización, horarios de uso y aplicación para el que sea destinado un artefacto que no muchas veces es coincidente.

La aplicación basada en la carga instalada sería válida si existiera un proceso de muestreo y estudios del comportamiento, tendencia y horarios de uso de los equipos; que permitan generar información estadística que sirvan como base para considerar factores coherentes; pero al no disponer de esta información, las estimaciones se llevan a cabo con pocos elementos de juicio concurriendo en un crecimiento irreal de la demanda en cada paso de cálculo.

Con los resultados obtenidos, de la comparación con respecto a la demanda máxima del registro y a la metodología actual de la empresa; se observa que con la aplicación de la metodología de la REA con los ajustes de factor de carga, en lo que consiste el método propuesto, existe menor diferencia con la información real de la carga.

El desarrollo de este procedimiento se respalda en la información obtenida de los registros de facturación de los clientes, información que es actualizada mes a mes, por lo que refleja su realidad, y adicionalmente complementada con los registros de carga, permite realizar una estimación de la demanda mucho más cercana a la realidad.
Sus factores de aplicación consideran el número de clientes a los que presta servicio el transformador de distribución y el consumo mensual de cada uno de ellos, y al haber considerado un factor de carga superior por ser cargas

comerciales e industriales, se incluyen la características y horarios de consumo de los usuarios.

Así podemos decir que es una metodología que reproduce con muy buenos resultados las demandas observadas en los transformadores analizados, con pocas excepciones. Cabe recalcar que lo que se busca con la presente metodología es que la Empresa Eléctrica Quito tenga mayor control en la estimación de la demanda, dejando limitada la opción de que los criterios de diseño puedan variar de acuerdo a la percepción o experiencia del proyectista, de modo que la responsabilidad del diseño de las redes es compartida entre el personal de la empresa y el proyectista, por esta razón puede ser incluida en las Normas de Diseño de la Empresa Eléctrica Quito.

CAPÍTULO 6

6. PROPUESTA DE DISPOSICIONES PARA LA APLICACIÓN DE RESULTADOS COMO PARTE DE LAS GUÍAS DE DISEÑO DE LAS EEQ SA.

El presente capítulo tiene como objetivo fundamental proponer un procedimiento a ser incluido en la Norma de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito, para la determinación de la demanda máxima coincidente de usuarios comerciales e industriales artesanales y su combinación con usuarios residenciales, como base para el dimensionamiento de la red de baja tensión y del transformador de distribución.

6.1 ORGANIZACIÓN DE LA PROPUESTA

El presente procedimiento, busca modificar y complementar la metodología de cálculo de la Demanda Máxima Coincidente para Usuarios Comerciales e Industriales Artesanales que se hallan alimentados de la red de Baja Tensión y, donde, el caso más representativo de consumo, se da de la combinación de clientes residenciales, comerciales e industriales artesanales sin medición de demanda con un consumo inferior a los 600 kWh/mes. Éste procedimiento será aplicado a los casos en los que éste tipo de clientes, tengan un predominio en la red por sobre el residencial, caso contrario se aplicará la metodología ya establecida para clientes residenciales.

Procedimiento que el proyectista aplicará, en base a la información de consumo por cliente, que le proporcione el personal de la Empresa Eléctrica Quito. Así, como precedente para establecer la Demanda máxima coincidente, el personal de la empresa deberá definir, la metodología a aplicar, de acuerdo a lo mencionado anteriormente, el consumo promedio por cliente y asignar un estrato de consumo,

acorde a la ubicación geográfica del proyecto, y al tipo de consumo al que será destinado el proyecto, información proporcionada por el proyectista.

6.2 PROPUESTA DE DISPOSICIONES A INCLUIR EN LA NORMA

6.2.1 ZONIFICACIÓN MUNICIPAL

La publicación de la Ordenanza Municipal que contiene el Plan de Uso y Zonificación del Suelo PUOS[33], que sirve como instrumento de planificación territorial dentro del Distrito Metropolitano de Quito, establece la distribución general de los usos de suelo, siendo de interés de la presente propuesta de normativa, los usos mencionados a continuación: residencial, múltiple, comercial y de servicio industrial. Así como también establece las relaciones de compatiblidad entre los mismos[34].

6.2.2 ESTRATOS DE CONSUMO

Debido a la gran variedad de actividades comerciales e industriales artesanales que se presentan en convivencia con usuarios residenciales en la red de baja tensión, se hace primordial agrupar a dichos usuarios con características comunes de consumo, teniendo presente los estratos de consumo residencial establecido en un estudio anterior[35], teniendo como referencia la Distribución de Estratos de consumo en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito[36].

6.2.2.1 Escalas de consumo

Debido a la dificultad de establecer una estratificación diferente a la ya establecida en consumo residencial, para los usuarios comerciales e industriales artesanales y a la amplia dispersión que existe de este tipo de usuarios dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito; y debido a que el manejo de

[33] [17] 0031 Ordenanza Municipal que contiene el Plan de Uso y Zonificación del Suelo PUOS. Edición Especial N°83. Registro Oficial.Viernes 24 de Octubre del 2008.
[34] [17] Plan de Uso y Ocupación del Suelo PUOS. Cuadro N°9
[35] Método para la estimación para la demanda residencial en la Empresa Eléctrica Quito SA. Ing. Yirabel Lecaro. Ing. Germán Casillas. Tesis EPN 2008
[36] [16] Normas para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía para Diseño. Apéndice A-11-A. EEQ SA

dos diferentes estratificaciones sobre un mismo espacio físico y geográfico se presentaría bastante complejo, se busca establecer nuevas escalas de consumo, que vayan acorde con la actividad comercial o industrial, para los mismo estratos residenciales.

Para llegar a establecer las escalas de consumo de clientes comerciales e industriales artesanales, dentro de cada estrato residencial, se toman como referencia los valores de consumo mensual por cliente obtenidos de la facturación, de los transformadores seleccionados para el presente estudio y los estratos residenciales vigentes a los que pertenecen, en busca de un rango de consumo promedio, para llegar a establecer las escalas de consumo por estrato.
Los valores de escala promedio y el estrato residencial, se presentan en la Tabla 6.1, a continuación.

Tabla 6.1: Rango Promedio para establecer escalas de consumo

N° TRAFO EEQ	ESTRATO RESIDENCIAL	INDUSTRIAL ARTESANAL kWh/mes/cliente	COMERCIAL SIN DEMANDA kWh/mes/cliente	RANGO PROMEDIO kWh/mes/cliente	
				DESDE	HASTA
4068	B	0,00	283,85	307,86	429,76
3530	B	433,64	331,87		
4052	B	638,82	411,75		
17041	B	1225,71	447,77		
43517	C	245,49	243,41	266,23	347,69
39275	C	244,54	289,05		
28706	C	172,87	331,53		
14740	C	70,70	341,95		
3400	C	138,13	350,45		
15861	C	0,00	366,81		
30721	D	248,55	234,05	252,61	327,17
15481	D	0,00	234,80		
4980	D	409,11	244,85		
2204	D	196,02	296,73		
28970	D	254,37	301,42		
4809	D	376,05	351,25		

Para obtener los límites del rango promedio, se agrupa los valores que se encuentran bajo la media de los mismos y se promedian, obteniendo así el límite inferior para cada estrato, de igual manera se realiza para la obtención del valor máximo de cada estrato.

En vista de que ninguno de los transformadores de la muestra se ubica en los estratos A y E, los valores del rango de consumo se determinan bajo consenso con el Jefe de la Sección de Planeamiento de Distribución y el Jefe del departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Quito

Entonces, para el estrato E, de consumo residencial inferior a los 100 kWh/mes, se estima un rango de consumo comercial con límite superior de 150 kWh/mes/cliente, y para el estrato A se establece un rango de 451 a 600 kWh/mes. En los siguientes estratos D, C y B, se mantiene un rango constante de 100 kWh/mes para conservar, de esta manera, la relación observada en las escalas residenciales.

Las nuevas escalas de consumo propuestas para clientes Comerciales e Industriales Artesanales se presentan a continuación, en la tabla 6.2

Tabla 6.2 Escalas de consumo Residencial[37], Comercial e Industria Artesanal

ESTRATO	RANGO ESTABLECIDO RESIDENCIAL kWh/mes	RANGO PROPUESTO COM/ IND. ART kWh/mes
A	351 - 500	451 – 600
B	251 - 350	351 – 450
C	151 - 250	251 - 351
D	101 - 150	151-250
E	0 - 100	0 - 150

[37] [16] Normas Para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía Para Diseño. EEQ SA

6.2.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

Para obtener la demanda máxima coincidente para un grupo de usuarios Residenciales, Comerciales e Industriales Artesanales en el que exista predominio de carga Comercial e Industrial Artesanal se realiza el producto de dos factores, que son los obtenidos en este estudio.

El primero factor N_{IC} refleja el factor de coincidencia para el número total de clientes sin importar si estos son Residenciales, Comerciales o Industriales, este factor es el mismo factor A mencionado en capítulos anteriores.
El segundo factor M_{IC} relaciona el consumo de energía por cliente y por mes, este factor diferencia la demanda coincidente entre un grupo de clientes con predominio residencial y un grupo de clientes con predominio Comercial e Industrial Artesanal y hace las veces del factor B1 expuesto en capítulos anteriores.

La ecuación 6.1 describe la obtención de la demanda máxima coincidente.

$$Dmax_{coin}(kW) = Factor\ N_{IC} \times Factor\ M_{IC} \tag{6.1}$$

6.2.4 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DE DISEÑO

Para el dimensionamiento de los diferentes elementos de la red de distribución, como el transformador, protecciones y calibres de conductor, se necesita conocer la potencia transferida hacia la carga, en la cual no solo interviene la demanda de los usuarios, sino también la demanda de alumbrado público y la demanda de pérdidas en la red.

La demanda de alumbrado público depende del número de luminarias que existan en el proyecto y la potencia de cada una de ellas. Las potencias nominales de las luminarias de vapor de sodio de alta presión son de 70 W, 100 W, 150 W, 200 W y 400W por lo que esta demanda es característica de cada proyecto.

La demanda de pérdidas técnicas está relacionada directamente con el valor de pérdidas resistivas de la red, por lo tanto este valor depende de la demanda máxima coincidente y del tipo de red secundaria.

Si existe red secundaria la demanda de pérdidas técnicas es el 3,6% de la demanda máxima coincidente, si el proyecto no tiene red secundaria como es el caso de las cámaras de transformación, el valor de las pérdidas técnicas es el 1% de la demanda máxima coincidente[38].

Entonces al sumar la demanda máxima coincidente, la demanda de alumbrado público y la demanda de pérdidas técnicas, se obtiene la demanda total de diseño en kW. Para transformar este valor en kVA se utiliza el factor de potencia.

La ecuación 6.2 describe la obtención de la demanda máxima de diseño.

$$DD = (Dmax_{coin} + D_{A/P} + D_{Pérdidas\ Técnicas})/FP \qquad (6.2)$$

Donde:

DD = Demanda de Diseño en los bornes secundarios de transformador (kVA)

$Dmax_{coin}$ = Demanda máxima coincidente (kW),

$D_{A/P}$ = Demanda de Alumbrado Público (kW),

$D_{Pérdidas\ Técnicas}$ = Demanda de Pérdidas Técnicas resistivas (en la red secundaria, en acometidas, en contadores de energía) (kW)

FP = Factor de potencia (0,85)

[38] [16] Normas Para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía Para Diseño. EEQ SA. Determinación de la demanda de diseño, apéndice A-11.04.

6.2.5 PROPUESTA DE TEXTO PARA LA NORMATIVA

Para la determinación de la Demanda de Diseño, para el caso antes mencionado, se presenta una propuesta de normativa a ser incluida en la sección A-11.- Parámetros de Diseño, de las Normas para sistemas de Distribución-Parte A[39], y serán afectados los siguientes apartados:

A-11- 02 Clasificación de Consumidores
A-11-03 Procedimiento para la determinación de la Demanda Máxima Coincidente
A-11-04 Determinación de la Demanda de Diseño.

El texto definitivo para su inclusión en las Normas de Diseño de la Empresa Eléctrica Quito, se presenta en el Anexo 6.1

[39] [16] Normas Para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía Para Diseño. EEQ SA

CAPÍTULO 7

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Mediante la aplicación de la Metodología para determinar la Demanda Máxima Coincidente para la combinación de clientes residenciales, comerciales e Industriales artesanales con predominio de los dos últimos; se llega a conseguir capacidades del transformador semejantes a las establecidas bajo consumo netamente residencial, y muy por debajo a las que se obtienen con la metodología actual basada en carga instalada; con el beneficio que se está satisfaciendo las necesidades de un consumo energético superior con la misma capacidad de transformador, llegando de este modo a un mejor aprovechamiento de su capacidad nominal, sin afectar su vida útil, y generando un beneficio económico tanto para clientes como para la Empresa Eléctrica Quito, pues las demandas calculadas son muy cercanas a las registradas en el sistema de la EEQ.

- Los factores de aplicación de esta metodología, consideran el número de clientes a los que presta servicio el transformador de distribución y el consumo mensual de cada uno de ellos, y al haber considerado un factor de carga superior por ser cargas comerciales e industriales, se incluyen la características y horarios de consumo de los usuarios, por lo que es una metodología que reproduce con muy buenos resultados las demandas observadas en los transformadores analizados y en la que la responsabilidad del diseño de las redes es compartida entre el personal de la Empresa y el proyectista.

- La estimación de la Demanda Máxima Coincidente, es la base para el dimensionamiento de la capacidad del transformador, ya que ésta representa el comportamiento real de la carga, que no puede ser controlado por la empresa de distribución, a diferencia de criterios de nivel de carga, análisis técnico-económico-financiero, que deben ser establecidos como políticas internas dirigidas a satisfacer la demanda de los usuarios, y el rendimiento económico de las inversiones de la Empresa.

En zonas con predominio comercial e industrial artesanal se tiene:

- Debido a que la actividad comercial e industrial artesanal, requiere de un consumo energético superior, los kWh/mes/cliente de éste grupo son en consecuencia más altos, llegando a fijar nuevas escalas de consumo de mayor valor con respecto a las residenciales, sin afectar a los estratos residenciales ya establecidos, para facilitar la aplicación de la nueva metodología.

- El factor de carga de los transformadores que prestan servicio a éstas zonas, por ser superior al de carácter residencial, contribuye a un mejor aprovechamiento de su capacidad nominal fuera del horario de pico residencial, siendo éste el único factor que favorece al dimensionamiento del transformador.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda, que la Empresa Eléctrica Quito realice un seguimiento histórico a los transformadores dimensionados bajo ésta metodología, debido a las características cambiantes de la carga en el transcurso del tiempo y de acuerdo al avance tecnológico; que permitan realizar las correcciones necesarias a la misma, para que se acople a dichos cambios.

- Se recomienda realizar un análisis técnico, económico y financiero del dimensionamiento del transformador, para que sirva de base y la Empresa Eléctrica Quito establezca sus políticas internas.

- Se recomienda la creación de una base de datos de usuarios sólida, que permita obtener información confiable y concordante a la realidad, que presente la relación entre el usuario y el transformador de distribución del que se alimenta, y así, establecer índices estadísticos poblacionales que pueda servir como base para estudios posteriores.

- Se recomienda a la Empresa Eléctrica Quito, que actualice la base de datos y que ésta sea común para todas las aplicaciones y software informático; y realice una verificación y posterior corrección, de la representación de las redes de Distribución en el GIS (Geographic Information System).

- Se recomienda un consenso entre la Empresa Eléctrica Quito y el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, con respecto al uso del suelo dentro de la urbe quiteña, de modo que las ordenanzas municipales sean respetadas y la empresa pueda tener un mejor control en sus redes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1]. RAMIREZ C., Samuel. Redes de Distribución de Energía. 3ra Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales.

[2]. SIERRA BRAVO, R.; Técnicas de Investigación Social: Teoría y Ejercicios. Editorial Paraninfo. Madrid, España. 1989.

[3]. IEEE. Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms.6ta Edición. Wiley-Interciense. New York.1996

[4]. IEC. Multilingual Dictionary of Electricity. Wiley Intercience, 1983

[5]. IEEE. Recommended practice for Electric Power System in Commercial Buildings. 1974.

[6]. IEEE. Recommended practice for Industrial and Commercial Electric Power System Analysis. 1984.

[7]. AEMC INSTRUMENTS. Manual del Analizador de Calidad de Energía Eléctrica Trifásica POWER PAD modelo 3945. Technical Assistance (800).

[8]. MEMOBOX 300. Manual de uso.

[9]. FLUKE. Manual de Uso del POWER QUALITY LOGGER 1744.

[10]. VEST, Stanley J. Associate Member AIEE. Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems. USA. Agosto 1957.

[11]. WILLIS, Lee. Power Distribution Planning Reference Book, 2da Edicion, Marcel Dekker. Inc. 2004

[12]. CONELEC. Boletín de Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Año 2009.

[13]. CONELEC. Pliego Tarifario Vigente para Empresas Eléctricas. Resolucion 107/08 12 Ago 2008.

[14]. EEQ S.A. DÁVILA, Ricardo. TRANS_kVA_GIS_MAYO 2009. Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ S.A.

[15]. EEQ S.A. DÁVILA, Ricardo. Índice Sectorizado de Pérdidas_OT_2010_Enero. Departamento de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas EEQ S.A.

[16]. EEQ S. A. Normas para Sistemas de Distribución. Parte A. Guía para Diseño. Apéndice A-11-A. Revisión 04. 2009

[17]. CONSEJO DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO. 0031 Ordenanza Municipal que contiene el Plan de Uso y Zonificación del Suelo PUOS. Edición Especial N°83. Registro Oficial. Viernes 24 de Octubre del 2008.

[18]. EEQ S.A. Instructivo para Cálculo de Pérdidas Técnicas en Potencia y Energía en el Sistema de Alumbrado Público

LISTADO DE TABLAS, FIGURAS Y ANEXOS

TABLAS

Tabla 1.1: Transformadores de Distribución de la EEQ S.A.

Tabla 1.2: Transformadores de Distribución Trifásicos de la EEQ S.A.

Tabla 1.3: Transformadores de Distribución Monofásicos de la EEQ S.A.

Tabla 1.4: Potencia Normalizada de Transformadores de Distribución

Tabla 1.5: Distribución de los Clientes de la EEQ S.A.

Tabla 1.6: Nivel de Confianza.

Tabla 1.7: Número mínimo de transformadores para la muestra.

Tabla 1.8: Transformadores de Distribución para Muestreo.

Tabla 2.1: Número de usuarios por tarifa de consumo.

Tabla 2.2: Consumo Facturado Anual.

Tabla 2.3: Datos obtenidos de los Registros de Carga.

Tabla 2.4: Capacidad instalada y Demanda máxima.

Tabla 2.5: Factor de Carga.

Tabla 3.1: Obtención de la relación $\frac{\mathbf{kWh/mes/cliente}}{\mathbf{max\ kWh/mes/kW}}$

Tabla 3.2: Factor B1

Tabla 3.3: Factor A

Tabla 3.5: Resumen de resultados aplicando la metodología propuesta

Tabla 4.1: Clasificación del Uso Residencial y Relaciones de Compatibilidad

Tabla 4.2: Clasificación y Tipología del uso Industrial

Tabla 4.3: Tipología y Establecimientos del uso Comercial y de Servicios

Tabla 5.1: Demanda de Alumbrado Público.

Tabla 5.2: Pérdidas Técnicas de Potencia

Tabla 5.3: Demanda Calculada

Tabla 5.4: Demandas máximas y comparación de valores.

Tabla 6.1: Rango Promedio para establecer escalas de consumo

Tabla 6.2: Escalas de consumo Residencial, Comercial e Industria Artesanal

FIGURAS

Figura 1.1: Transformadores de Distribución Trifásicos de la EEQ S.A.
Figura 1.2: Transformadores de Distribución Monofásicos de la EEQ S.A.
Figura 1.3: Distribución de clientes de la EEQ S. A.
Figura 1.4: Energía facturada en la EEQ S.A.
Figura 2.1: Ejemplo de instalación del registrador de carga
Figura 2.2: POWER QUALITY LOGGER 1744
Figura 2.3: PowerPad Modelo 3945
Figura 2.4: MEMOBOX 300
Figura 2.5: Inspección de Campo Transformador
Figura 2.6: Inspección de Campo Transformador 40016
Figura 2.7: Inspección de Campo Redes secundarias del Tranf. 39275
Figura 2.8: Perfil de carga Transformador 17041.
Figura 2.9: Perfil de carga Transformador 4809.
Figura 2.10: Perfil de carga Transformador 2204.
Figura 2.11: Perfil de carga Transformador 4068.
Figura 3.1: Factor B (REA) y valores de la relación $\frac{\mathbf{kWh/mes/cliente}}{\mathbf{max\ kWh/mes/kW}}$.
Figura 3.2: Desplazamiento del Factor B (REA).
Figura 4.1: Característica de la Combinación Comercial-Residencial
Figura 4.2: Perfil de Carga Industrial
Figura 5.1 Comparación de Demanda Máxima
Figura 5.2 Comparación con la Capacidad del Transformador

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO 2.1 RESUMEN DE REGISTROS DE CARGA POR TRANSFORMADOR

ANEXO 2.2 PERFILES DE CARGA POR TRANSFORMADOR

ANEXO 3.1 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA MÉTODOLOGÍA ACTUAL DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE PARA CLIENTES COMERCIALES E IDUSTRIALES.

ANEXO 5.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS DE POTENCIA POR TRANSFORMADOR

ANEXO 6.1 PROPUESTA DE TEXTO PARA LA NORMATIVA