

**REVISIÓN DE METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ESTABLECER LA
CARGABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN UNA ZONA URBANA**

**LILIANA PATRICIA ORTEGA PÉREZ
CARMEN IMELDA CHAPARRO PINEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2019**

**REVISIÓN DE METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ESTABLECER LA
CARGABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN UNA ZONA URBANA**

**LILIANA PATRICIA ORTEGA PÉREZ
CARMEN IMELDA CHAPARRO PINEDA**

**Monografía presentada para optar el título de Especialista en Sistema de
Distribución de Energía Eléctrica**

**Director:
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Doctor Ingeniero Industrial**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

A Dios haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi familia, a mis padres Flor Marina y Luis Alfonso por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A mi esposo Hugo, a mis hijos Ronaldo y Jefferson Steven y a mi sobrina Alejandra, por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

Carmen Imelda Chaparro Pineda

A Dios y Su Espíritu Santo por iluminarme y fortalecerme cada día para no desfallecer en el camino de esta meta tan anhelada.

A todos y cada uno de los miembros de mi familia, mis padres Ismael y Matilde, Hermanos, Cuñados y Cuñadas, a mi Suegra, por su apoyo incondicional durante todo el tiempo de mis estudios, por cuidar de mis hijos y acompañarlos en mis ausencias.

A mi esposo Rafa, a mis hijos Liliana María, Juan Rafael y a mi Ángel de Amor María Celeste, por su amor, dulzura, y comprensión.

Liliana Patricia Ortega Pérez

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la oportunidad de estudiar en una Universidad tan prestigiosa y darnos la sabiduría y conocimiento para culminar nuestros estudios.

A los profesores de la Universidad Industrial de Santander por compartir sus conocimientos y brindarnos su apoyo en el logro de esta meta.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	18
1.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.	18
1.2. PARÁMETROS DE LA CARGA.....	19
1.2.1 Densidad de carga.	19
1.2.2 Demanda $D(t)$	20
1.2.3 Carga instalada CI o capacidad instalada PI.	20
1.2.4 Demanda máxima (kW ó kVA) DM	21
1.2.5 Curva de carga diaria.....	21
1.2.6. Tasa de crecimiento de la demanda.	22
1.2.7 Factor de demanda FD	23
1.2.8. Factor de utilización FU	24
1.2.9 Factor de carga F_c	24
1.2.10 Factor de diversidad o de grupo F_{div}	24
1.2.11. Cargas de diseño para redes de distribución.	26
1.3. CARGABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	26
1.4. EFECTOS DE LA SOBRECARGA	30
2. METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LA CARGABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	32
2.1 METODOLOGÍA NTC 2050	33
2.2 METODOLOGÍA REA- ADMINISTRACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.	33
2.3 METODOLOGÍA DEL OPERADOR DE RED EBSA.....	35

2.4 METODOLOGÍA DEL OPERADOR DE RED ELECTRICARIBE SA ESP	36
3. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LA CARGABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	39
3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	39
3.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	40
3.3 CONSIDERACIONES RELACIONADAS CON LAS MEDICIONES DE PARÁMETROS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	40
3.4 MÉTODO UTILIZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	43
3.4.1 Demanda máxima diversificada.	44
3.5 METODO REA (RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION)	46
3.6 MÉTODO NTC 2050	48
3.7 MÉTODO UTILIZADO POR LA EMPRESA ELECTRICARIBE S.A E.S.P.....	51
3.8 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS CON LA DETERMINACIÓN DE LA CARGABILIDAD PARA UN OPERADOR DE RED.	53
3.8.2 Comparación metodologías.	54
4. CONCLUSIONES	59
BIBLIOGRAFÍA.....	62
ANEXOS.....	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Influencia de las características de la carga en las redes.....	19
Figura 2. Esquema de una curva de carga diaria	22
Figura 3. Curvas típicas de carga diaria en Colombia	22
Figura 4. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo.....	25
Figura 5. Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos de 37,5 kVA.....	29
Figura 6. Datos técnicos del equipo de medición Itron utilizado en las mediciones realizadas en los transformadores seleccionados.	43
Figura 7. kVA estimado por cada metodología.	56

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Carga de diseño.....	37
Tabla 2. Factores de simultaneidad	38
Tabla 3. Ubicación de los transformadores seleccionados.	40
Tabla 4. Demanda diversificada de los usuarios.....	44
Tabla 5. Metodología EBSA determinación de la demanda de potencia eléctrica.	45
Tabla 6. Resultados del método REA a los transformadores seleccionados.....	47
Tabla 7. Tablero de distribución general de cada usuario.	48
Tabla 8. Carga del Transformador 1.	49
Tabla 9. Carga diversificada de alumbrado para el Transformador 1.	49
Tabla 10. Diversificación de las demás cargas para el Transformador 1.....	50
Tabla 11. Resultados en cada transformador del Método 1 de la NTC 2050.	50
Tabla 12. Resultados en cada transformador del Método 2 de la NTC 2050.	50
Tabla 13. Tabla comparativa de los Métodos 1 y 2 de la NTC 2050.....	51
Tabla 14. Resultados de la metodología de Electricaribe.	52
Tabla 15. Factores de utilización.	54
Tabla 16. Comparativa entre métodos analizados (Potencia)	55
Tabla 17. Comparación entre métodos analizados (%)	57

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Registros de carga del transformadores.....	66
Anexo B. Curvas de carga de los transformadores.....	71

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN DE METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA ESTABLECER LA CARGABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA ZONA URBANA*

AUTORES: LILIANA PATRICIA ORTEGA PÉREZ
CARMEN IMELDA CHAPARRO PINEDA**

PALABRAS CLAVE: Cargabilidad, distribución, metodologías.

DESCRIPCIÓN:

Los criterios que se consideren para el dimensionamiento de transformadores de distribución y diseño de redes de baja tensión en la zona urbana afectan directamente la variación de la cargabilidad. Esta monografía tiene como objetivo realizar la revisión de la literatura sobre las diferentes metodologías utilizadas para estimar la carga, y un análisis comparativo del resultado de su aplicación en los cálculos de capacidad de carga tanto para el dimensionamiento de transformadores como para redes de distribución. Para la aplicación de las metodologías se usan datos reales del consumo de los usuarios ubicados en la zona urbana conectados a la red de distribución del operador de red Empresa de Energía de Boyacá, y de acuerdo a información levantada en campo y mediciones de potencia realizadas en las bajantes de los transformadores y en los que se instalaron medidores marca ITRON ACE 6000. La información suministrada por el equipo de medida permite graficar las curvas de carga de los transformadores analizados, para así obtener el factor de utilización de cada uno y luego evaluar la precisión de los resultados con cada uno de los métodos. Se concluye que aplicar la metodología adecuada en el dimensionamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica permite realizar una mejor predicción de la demanda, disminuir las pérdidas, disminución de costos, confiabilidad del sistema y garantizar una adecuada calidad del servicio como criterios que deben tener en cuenta las áreas de planeación, operación y gestión de las empresas de distribución de energía eléctrica.

* Monografía

** Facultad de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Escuela de Ingenierías Físico-Mecánicas. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Ingeniero PhD.

SUMMARY

TITLE: REVIEW OF METHODOLOGIES USED TO ESTABLISH THE CHARGABILITY OF AN ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEM IN AN URBAN AREA*

AUTHORS: LILIANA PATRICIA ORTEGA PÉREZ
CARMEN IMELDA CHAPARRO PINEDA**

KEYWORDS: Chargeability, distribution, methodologies

DESCRIPTION:

The criteria considered for the dimensioning of distribution transformers and the design of low voltage networks in the urban area directly affect the variation of the loadability. This monograph aims to review the literature on the different methodologies used to estimate the load, and a comparative analysis of the result of its application in load capacity calculations for both transformer sizing and distribution networks. For the application of the methodologies real data of the consumption network of the network operator Empresa de Energía de Boyacá are used, and according to information collected in the field and power measurements carried out in the downstream transformers and in which ITRON ACE 6000 meters were installed. The information provided by the measuring equipment makes it possible to plot the load curves of the transformers analysed, in order to obtain the utilization factor for each and then to evaluate the accuracy of the results with each of the methods. It is concluded that applying the appropriate methodology in the dimensioning of electrical power distribution systems allows to better predict demand, reduce losses, decrease costs, reliability of the system and to guarantee an adequate quality of service as criteria that must take into account the areas of planning, operation and management of electricity distribution companies of the users located in the urban area connected to the distribution

* Monografía

** Facultad de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Escuela de Ingenierías Físico-Mecánicas. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Ingeniero PhD.

INTRODUCCIÓN

La cargabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica es un factor importante a la hora de la toma de decisiones para satisfacer el crecimiento de la demanda. A partir de este parámetro, se realizan instalaciones de nuevas subestaciones y reconfiguraciones de la topología de la red lo que ocasiona expansiones en el sistema en el que se debe proyectar la localización, capacidad, área de servicio, configuración de la red, calibres de los conductores a utilizar, ubicación de los transformadores; que al no ser seleccionados de forma adecuada pueden presentar problemas como: sobrecargas en los alimentadores cuando su capacidad máxima de potencia es excedida, violación de los límites de tensión, incremento en las pérdidas de potencia en transformadores y alimentadores y bajo nivel de confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica¹.

En la actualidad en Colombia se ha evidenciado que los transformadores de nivel de tensión 1 están sobredimensionados, por lo que se hace muy importante para los operadores de red revisar las metodologías que se están utilizando para establecer la cargabilidad de los sistemas de distribución y más aún cuando la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), encargada de establecer los precios del kWh en los diferentes niveles de tensión, establece que la remuneración está asociada a los costos eficientes de distribuir energía eléctrica con unos requisitos de calidad del servicio y pérdidas técnicas establecidas ².

¹ SALAZAR GARCÍA, Horus Emmanuel; HINCAPIÉ ISAZA, Ricardo Alberto; GALLEGOS RENDÓN, Ramón Alfonso. Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda. Scientia et Technica Año XIX-Revista de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Marzo, 2014, Vol. 19, N° 1., p. 19-28. DOI: <http://dx.doi.org/10.22517/23447214.8889>

² QUINTERO SALAZAR, Johnn Alejandro; MOLINA CABRERA Alexander; QUINTERO SALAZAR, Edwin Andrés. Reubicación del parque de transformadores de los sistemas de distribución de Bogotá D.C. mediante algoritmos genéticos. Revista chilena de Ingeniería. Marzo 2012, Vol. 20 n° 2, p. 170-184

La resolución CREG 015 de 2018 en su Capítulo 5 trata sobre la calidad del servicio, tema en el que se deben considerar los usuarios que inyectan energía a la red, por lo que en su implementación el operador de red establece condiciones técnicas de disponibilidad que debe tener el sistema, condiciones de conexión a la red, sistema de medidas establecidas para el control de despacho energético y de gestión, criterios que deben tener en cuenta las áreas de planeación, operación y gestión de las empresas de distribución de energía eléctrica en la búsqueda de garantizar una adecuada calidad del servicio lo que influirá en la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema ³.

Sin embargo, al aumentar la demanda de energía eléctrica por crecimiento poblacional de los usuarios y por consiguiente la aprobación e implementación de nuevos proyectos en los sistemas de distribución, se hace importante analizar las metodologías que permitan identificar los criterios que se deben tener en cuenta para el manejo de la cargabilidad de un sistema de distribución de energía eléctrica⁴.

En el caso de localización de fallas se requiere evaluar la red existente para verificar la capacidad técnica de las instalaciones, subestaciones, transformadores, conductores y determinar si los transformadores están sobredimensionados, así como el estado de la infraestructura tanto eléctrica como de comunicaciones existentes con el fin de establecer los posibles requerimientos adicionales en cuanto a los sistemas de gestión y de medición avanzada ⁵.

³ BAZURTO CUBILLOS, Álvaro José, *et al.* Perspectiva del transformador de distribución en redes eléctricas con alta penetración de generación distribuida y vehículos eléctricos. Ciencia e Ingeniería Neogranadina, agosto 2016, vol.26 N° 2, p. 35-48, DOI: <http://dx.doi.org/10.18359/rcin.1710>

⁴ RECALDE ROJAS, Paul Iván. Estudio de cargabilidad optimizada de transformadores de distribución de Emelnorte. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería. Quito. 2004, p. 124-158

⁵ BENITEZ RAMIREZ, Yenniffer Dufay. Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM). Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica: Universidad Nacional, Bogotá DC, Colombia.2017,130p

El aplicar la metodología adecuada en el dimensionamiento de los sistemas de distribución de energía eléctrica permitirá realizar una mejor predicción de la demanda, disminuir las pérdidas, establecer las decisiones para eventuales reubicaciones de transformadores o cambio de los mismos lo que redundará en disminución de costos, optimización en el sistema ⁶ y por consiguiente ser más eficientes lo que conlleva a que los operadores de red reciban un mayor reconocimiento de activos por parte de la CREG.

Sin duda alguna, la cargabilidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica, es un tema que cada día cobra más importancia, especialmente por la incansable búsqueda de alternativas que permitan optimizar las fuentes de generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta todas las dificultades que se observan con el cambio climático.

En este sentido la monografía se estructura en cuatro capítulos que se describen a continuación. En el Capítulo 1 se realiza una revisión de la literatura sobre definiciones de las características de las cargas en un sistema de distribución de energía eléctrica, parámetros que influyen en la capacidad de carga y los efectos de la sobrecarga. El Capítulo 2 describe en detalle las metodologías para establecer la cargabilidad en un sistema de distribución de energía eléctrica. Posteriormente, el Capítulo 3 presenta el análisis y evaluación de las metodologías con la determinación de la cargabilidad para un Operador de Red. Finalmente, en el Capítulo 4 se realiza la síntesis de las conclusiones más relevantes resultado de la aplicación de las metodologías planteadas.

⁶ RECALDE ROJAS, Paul Iván. Op. Cit.

1. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

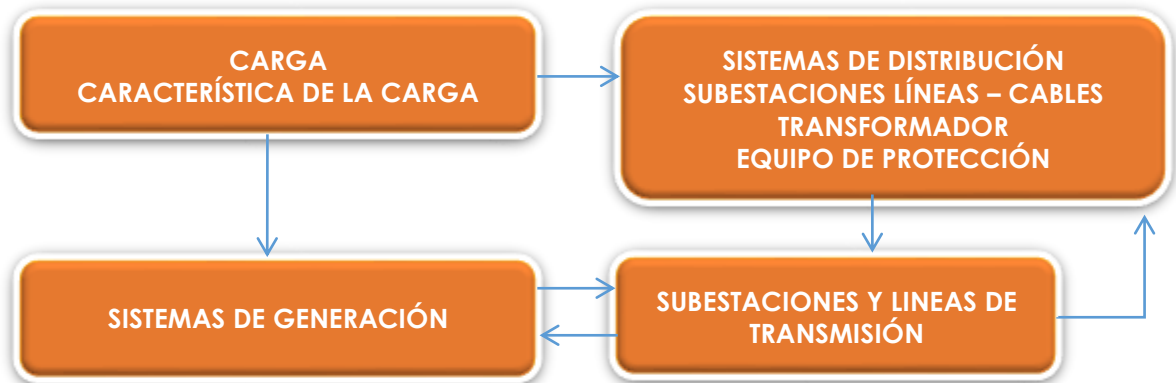
En un sistema de distribución de energía eléctrica se presentan diversidad de cargas, con características y comportamientos complejos. Factores como la utilización, si el cliente es residencial, comercial, oficial o industrial, incluso el clima, influyen sobre la variación diaria de la demanda. A medida que se conoce más de las cargas de los usuarios finales, podemos realizar un mejor estudio del comportamiento del sistema.

1.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

En la Figura 1 se muestra la forma como influyen las características de las cargas eléctricas en los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica. La característica de la dinámica de las cargas eléctricas depende del comportamiento de los usuarios y, por lo tanto, imponen condiciones importantes (donde está y como establece la demanda durante el período de carga). En este sentido, las empresas distribuidoras de energía eléctrica pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema se sobrecargue y termine colapsado ⁷.

⁷ RAMIREZ CASTAÑO Samuel, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, 3 edición, enero 2004. Manizales 2009. p.18-24; 166-211

Figura 1. Influencia de las características de la carga en las redes



Fuente: RAMIREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. 3 ed., Colombia: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia. Manizales 2009. p.18

1.2. PARÁMETROS DE LA CARGA

A continuación, se revisan varios conceptos que son fundamentales para el estudio de las cargas, estos nos permitirán conocer sus características y efectos en el sistema de distribución:

1.2.1 Densidad de carga. La densidad de carga se define como la cantidad de carga eléctrica distribuida por unidad de área, es importante conocer este concepto debido a que permite determinar la cantidad de carga continua distribuida que hay en una región.

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de Carga} = \frac{\text{Carga Instalada}}{\text{Área de la zona}} \frac{\text{kVA}}{\text{km}^2} \text{ ó } \frac{\text{kw}}{\text{km}^2} \text{ (Ecuación 1)}$$

La otra forma corresponde a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como la cantidad de kW por cada 100 metros de línea para suministrar el servicio. Si se parte de un muestreo donde se dispone de la demanda en kWh por cada 100 metros, se puede convertir a kW como sigue:

$$\frac{kW}{100m} = \frac{kWh}{100m} \left(0,1076 + \frac{0,1114}{N} \right) - 1,286 \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde N es el número de usuarios homogéneos considerado ⁸

1.2.2 Demanda D(t). La demanda es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). La demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, se toma como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Así, por ejemplo, si se quiere establecer la corriente eléctrica en amperes para la selección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc. La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una CURVA DE CARGA (demanda vs tiempo) ⁹.

1.2.3 Carga instalada CI o capacidad instalada PI. La carga instalada o la capacidad nominal, es la encontrada al realizar una conexión a un sistema

⁸ Ibíd.

⁹ Ibíd.

determinado, es la que soporta el componente limitante de la instalación o sistema eléctrico ¹⁰, Se expresa en kVA, MVA, kW o MW.

1.2.4 Demanda máxima (kW ó kVA) D_M . Conocida también como la carga máxima que se presenta en un sistema en un intervalo de tiempo establecido para así medirla, es el momento en que se muestra la máxima caída de tensión en el sistema y además las mayores pérdidas de energía y potencia.

1.2.5 Curva de carga diaria. En la curva de carga diaria se visualizan las características de la carga en el sistema, sean por tarifa residencial, comercial o industrial y de la forma en que se combinan para producir el valor máximo (ver figuras 2 y 3). El resultado de su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual. En ellas, por otra parte, se observa el comportamiento histórico, lo que constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, lo que conlleva a seleccionar de forma adecuada los equipos de transformación teniendo en cuenta así la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución ¹¹.

¹⁰ COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 015 del 29 Enero 2018. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90522900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90522900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

¹¹ RAMIREZ CASTAÑO Samuel, Op. Cit.

Figura 2. Esquema de una curva de carga diaria

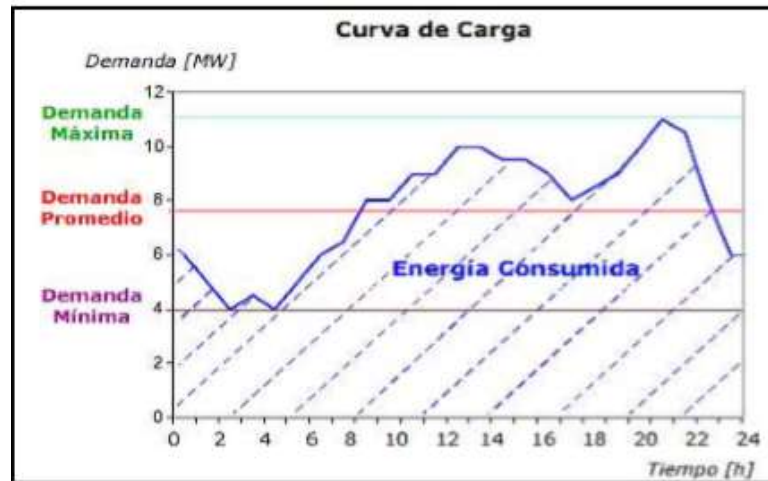
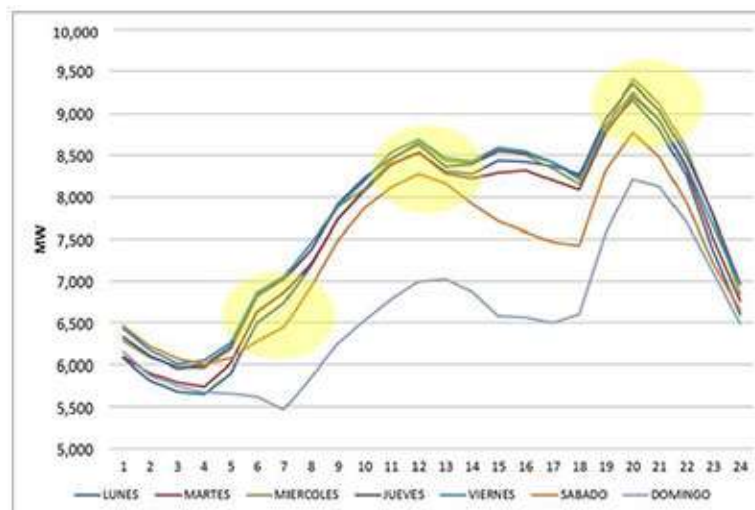


Figura 3. Curvas típicas de carga diaria en Colombia



1.2.6. Tasa de crecimiento de la demanda. Es uno de los parámetros de diseño que requiere el máximo cuidado a fin de evitar la subestimación y la sobrestimación de las demandas futuras. La tasa de crecimiento de la demanda depende básicamente del tipo de usuario; para sectores industriales es menos complejo calcularla, mientras que en los sectores residenciales se presentan variaciones en los consumos debido a si es un estrato socioeconómico bajo, medio o alto, entran

otros factores como la cantidad de personas en una vivienda y la comodidad que tengan.

Para la proyección en los diseños de líneas de distribución de media tensión y subestaciones, se tienen en cuenta datos estadísticos que permiten extrapolar la información y garantizar un estudio fiable. Algunos de los factores para tener en cuenta son: la tasa de crecimiento demográfico, el incremento de los consumos por mejoras en la calidad de vida, los crecimientos económicos que presente el sector (industriales, comerciales, etc.) y el represamiento de la demanda, producto de la mala prestación del servicio por parte del operador de red.

Es posible también obtener la tasa de la demanda, a través del estudio estadístico de las curvas de demanda de los últimos cuatro años ¹².

1.2.7 Factor de demanda F_D . Este factor está dado por la razón entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga total conectada a la instalación o parte de la instalación en consideración ¹³. El factor de demanda por lo general es menor que uno; siendo uno, sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es poco probable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad \text{Ecuación (3)}$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada está siendo operada ¹⁴.

¹² Ibíd.

¹³ COLOMBIA. NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano (CEC), noviembre, 1998. p.33

¹⁴ RAMIREZ CASTAÑO Samuel, Op. Cit.

1.2.8. Factor de utilización F_U . En un sistema eléctrico el factor de utilización está dado por la razón entre la demanda máxima en un intervalo de tiempo y la capacidad nominal del mismo (capacidad instalada), así:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (\text{Ecuación 4})$$

El factor de demanda representa el porcentaje de la carga instalada que se alimenta y, el factor de utilización es la capacidad del sistema que se está consumiendo en el intervalo de tiempo estudiado ¹⁵. Es un indicativo de la cargabilidad del sistema.

1.2.9 Factor de carga F_c . El factor de carga permite observar el comportamiento de la carga eléctrica en el tiempo. Para determinarlo se debe especificar el intervalo de la demanda en el que se consideran los valores de demanda máxima instantánea D_M y la demanda promedio D_P .

$$F_c = (\text{Demanda promedio})/(\text{Demanda máxima}) \text{ con límites } 0 < F_c \leq 1$$

$$F_c = D_P/D_M \quad (\text{Ecuación 5})$$

Otra manera de expresarlo es:

$$F_c = D_P \times t / D_M \times t \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde t es el intervalo de tiempo considerado (días, meses, años) ¹⁶.

1.2.10 Factor de diversidad o de grupo F_{div} . El termino diversidad de carga debe tenerse en cuenta cuando un número de consumidores reciben el suministro de la energía eléctrica desde una misma red, entre transformadores de un mismo alimentador ya que las demandas máximas de los usuarios no coinciden en el

¹⁵ Ibíd.

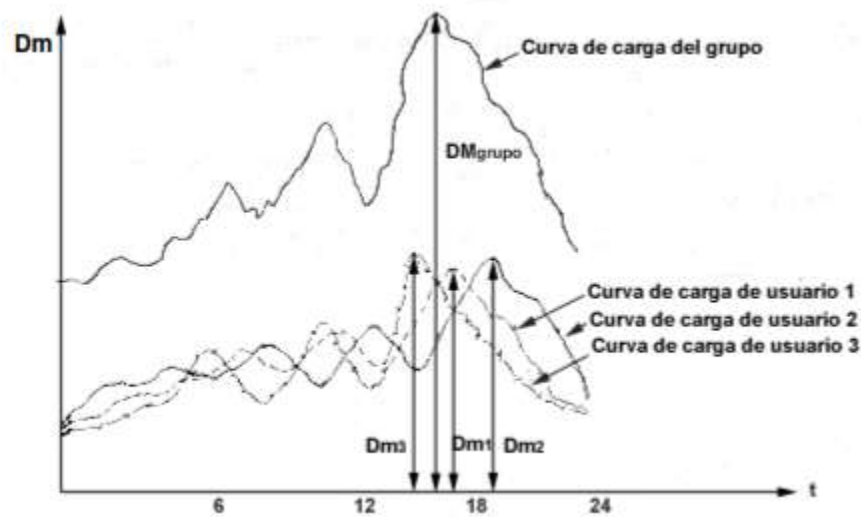
¹⁶ Ibíd.

tiempo, lo anterior por los hábitos y costumbres de cada uno así pertenezcan a la misma categoría. Estos dependen del clima, costumbres, grado de industrialización de la zona y tipos de usuario.

El factor de diversidad es la razón de la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto de usuarios. Es un dato fundamental para el diseño económico de los sistemas de distribución ¹⁷.

$$F_{div} = \frac{\text{suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Figura 4. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo.



Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. 3 ed., Colombia: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia. Manizales 2009. p. 30.

¹⁷ Ibíd.

1.2.11. Cargas de diseño para redes de distribución. En Colombia, para el diseño y construcción de obras eléctricas, se tienen en cuenta los factores de diversidad indicados en las tablas establecidas por cada operador de red, los cuales son el resultado de las mediciones tomadas en la red de distribución existente. Las cargas de diseño se ajustan a las curvas de kVA/usuario contra el número de usuarios en cada uno de los estratos socioeconómicos.

Para instalaciones industriales, zonas comunes, hoteles, escuelas, restaurantes, locales comerciales, salones culturales; los cálculos se rigen por lo establecido en la norma NTC 2050 y los documentos que la complementen ¹⁸.

1.3. CARGABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La necesidad de encontrar o identificar problemas que contribuyan a la disminución de las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de esta energía, ha encaminado a diferentes entidades y especialmente a los Operadores de Red, a analizar con detenimiento lo que sucede con la cargabilidad de equipos e infraestructura de estos sistemas, en especial los transformadores instalados en ellos.

En estudios realizados por los Operadores de Red se han identificado problemas de cargabilidad, como es el caso de EPM: “Se ha identificado que más del 30% de la población total de transformadores (del SDL de EPM) cuentan con un bajo factor de utilización (por debajo de 0,5)” ¹⁹.

¹⁸ EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACÁ. Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica, enero, 2014. p 115

¹⁹ VALENCIA, D., CASTRILLÓN R., y JAIME G. Selección óptima de transformadores de distribución inmersos en aceite [diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de

Las consecuencias del bajo factor de utilización traen consigo problemas de pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de esta energía, así como la subutilización de los transformadores en los mismos. Es importante a través de los estudios y análisis de los Operadores de Red, crear modelos de diseño que permitan perfeccionar la selección de los transformadores en los proyectos de ampliación de red, a los cuales deben tener acceso también los diseñadores. Esto ayuda a mejorar los problemas en la cargabilidad, así como también contribuiría a disminuir la demanda de energía eléctrica en las distintas poblaciones del país.

En cuanto a la selección del conductor para la red de distribución se debe tener en cuenta que el calibre sea suficiente para mantener la regulación de tensión dentro de los límites permitidos por el distribuidor, es así como se hace necesario considerar la capacidad de corriente máxima que puede soportar el conductor en forma permanente para garantizar que no se alteren sus propiedades eléctricas y mecánicas. Además, debe considerarse: la capacidad del transporte de corriente (límite térmico), la regulación de tensión, las pérdidas de energía eléctrica, la capacidad de cortocircuito, el crecimiento de la carga, el factor de sobrecarga y el costo.

En lo que respecta a la cargabilidad de los transformadores de distribución, la selección de su capacidad se hace teniendo en cuenta la corriente eléctrica con la que se calculan las acometidas y ramales alimentadores de las redes de baja tensión; lo que la mayoría de las veces conlleva a un sobredimensionamiento de los equipos y conductores del sistema de distribución de energía eléctrica ²⁰.

<https://www.cno.org.co/sites/default/files/documentos/noticias/EPM%20Optimización%2de%20transformadores%20de%20Distribución.pdf>

²⁰ GARCÍA GÓMEZ, Diego Fernando; NAVAS, Diego Fernando y RIVAS TRUJILLO, Edwin. Enfoque técnico-económico para el dimensionamiento de transformadores de distribución Ingeniería y Desarrollo. Julio-diciembre, 2016, Vol. 34., p. 267-283

Como establece RAMIREZ ²¹, en un transformador las pérdidas de potencia eléctrica se ocasionan por las pérdidas en el hierro, que son debidas a la magnetización del núcleo, y las pérdidas en el cobre, que se producen en los devanados, debido a la resistencia de sus conductores.

Por lo anterior se evidencia que las pérdidas de potencia en el hierro se producen de forma permanente, mientras el transformador se encuentre en funcionamiento y, por lo tanto, son independientes de la carga instalada en el transformador. Depende de la tensión de operación (son aproximadamente proporcionales a la tercera potencia de la tensión). Para realizar análisis de su impacto, generalmente se suponen constantes durante el tiempo en que el transformador está en funcionamiento, e iguales a las pérdidas de potencia medidas o garantizadas a tensión nominal. Debido a que los transformadores de mayores capacidades requieren núcleos más grandes, las pérdidas de potencia en el hierro aumentan directamente con la capacidad del transformador. Sin embargo, el aumento de las pérdidas de potencia en el hierro es proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación.

Como se menciona en RAMIREZ ²²: las pérdidas de potencia en el hierro disminuyen en función del incremento de la carga eléctrica del transformador, por otra parte, las pérdidas de potencia en el cobre, por depender del cuadrado del valor eficaz de la corriente eléctrica, se incrementan al aumentar la carga eléctrica del transformador. Por lo tanto, el porcentaje de pérdidas de potencia totales en el transformador será mínimo en el punto donde las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el hierro sean iguales ²³ (ver Figura 5).

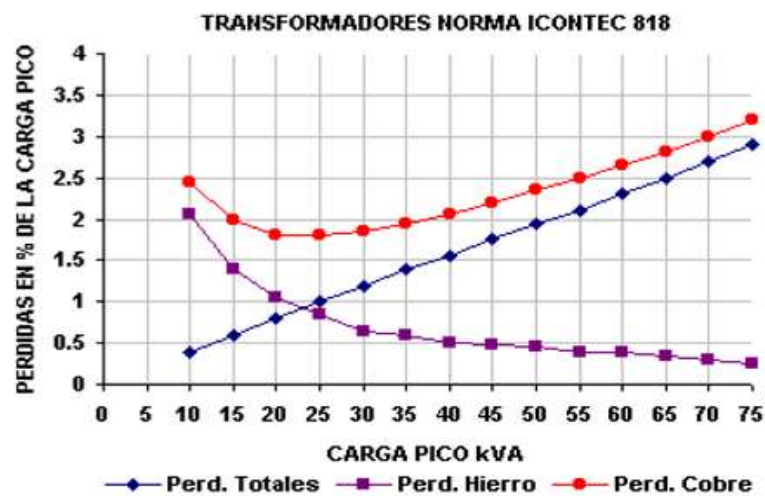
²¹ RAMÍREZ CASTAÑO Samuel, Op. Cit.,

²² *Ibíd.*

²³ *Ibíd.*

Como información importante que suministra el fabricante y se observa en la placa de características del mismo, están: las pérdidas de potencia en el núcleo y la resistencia del transformador. El fabricante debe informar la capacidad de sobrecarga del equipo, teniendo en cuenta la temperatura ambiente de 20°C, con carga precedente de 90% a 1000msnm y constante de tiempo de 0,5 horas de acuerdo al estándar IEEE STD C57,96 -1999 Tabla N° 4.

Figura 5. Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos de 37,5 kVA



Fuente: RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. 3 ed., Colombia: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia. Manizales 2009. p.214

Otro aspecto que se debe determinar es la disponibilidad de carga de un transformador, la cual se puede especificar como la carga pico que un transformador puede suministrar para un ciclo de carga determinado, sin exceder los límites de calentamiento de los devanados ²⁴.

²⁴ CARRILLO PÉREZ, Cristian Iván y SUASNAVAS PICHUCHO, Ricardo Alfredo. Estudio de Cargabilidad de transformadores en el alimentador 52C8L4 Subestación Calvario "LATACUNGA SUR" de la Empresa Eléctrica provincial Copotaxi SA en base al tipo de usuario y consumo de Energía. Tesis de Pregrado Ingeniero Eléctrico en sistemas eléctricos de potencia. Universidad Técnica Copotaxi. Ecuador. Págs. 15-19

1.4. EFECTOS DE LA SOBRECARGA

Las especificaciones técnicas de los conductores y del transformador detallan los valores eficaces nominales de las corrientes y las tensiones para los cuales son diseñados ²⁵.

Es importante que se tengan en cuenta los efectos que causan las sobrecargas tanto de corta como de larga duración tanto en la red como en los transformadores, dentro estos se encuentran ²⁶:

- 1) La presencia de altas temperaturas que pueden causar deterioro: de las propiedades mecánicas del aislamiento de los conductores y las juntas de los materiales del transformador, se vuelven más frágiles.
- 2) La expansión térmica de conductores, el material aislante y partes estructurales puede ocasionar deformaciones permanentes que pueden ocasionar fallas mecánicas y dieléctricas.
- 3) La humedad y el contenido en gases tanto en el aislamiento como en el aceite cambian debido a que las solubilidades del agua en el aceite aumentan al incrementarse la temperatura. La gasificación puede ocasionar un riesgo potencial para la integridad de la rigidez dieléctrica del transformador.
- 4) De acuerdo con la IEE STD, C5712.00-1993, cuando la temperatura en la parte superior del aceite sobrepasa los 105 °C, existe riesgo que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y se puede presentar

²⁵ CEI IEC 60076-7 2005 "Loading guide for Oil-immersed Power Transformers"

²⁶ YÉBENES CABREJAS, Francisco José. Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia. Tesis de pregrado Ingeniería Técnica Industrial Electricidad. Universidad Carlos III de Madrid. p 42-45

una presión que haga que actúe el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite y posteriormente una falla dieléctrica.

- 5) La disminución de las propiedades mecánicas de las partes metálicas a altas temperaturas puede disminuir la capacidad de resistir cortocircuitos.
- 6) Puntos calientes en el sistema de distribución de energía eléctrica.
- 7) La acumulación de productos resultado de la degradación del aceite, ocasiona un aumento de resistencia en los puntos de contacto de los taps y para casos extremos se pueden producir arcos en los contactos y un desarrollo violento de gas.
- 8) Se debe considerar la influencia del nivel de tensión y la frecuencia al determinar la sobrecarga, ya que la regulación del sistema de distribución puede alterarse. El no prestar atención a la capacidad de sobrecarga del transformador, significa depender innecesariamente de la capacidad nominal ²⁷.
- 9) Los bushings están diseñados para un límite de temperatura en los puntos más calientes de 105° en caso de la corriente nominal y con una temperatura en la parte superior del aceite de 95°C promediando en un periodo de 24 horas. Al trabajar por encima de estos valores se causa pérdida de vida útil de estos.

²⁷ CAMPOS AVELLA, Juan Carlos, et al. Eficiencia energética en transformadores eléctricos. Junio de 2009. Universidad Autónoma de occidente Cali, pp. 4–26

2. METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LA CARGABILIDAD EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen distintas metodologías para establecer la cargabilidad en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Es necesario tener claros los conceptos al momento de dimensionar un sistema eléctrico y, evaluar todas las opciones para aplicar la metodología más conveniente.

Lo primero es conocer la carga de los usuarios con el fin de determinar la capacidad del transformador y alimentadores. Es en este momento donde se debe evaluar la metodología a aplicar.

En Colombia, la norma utilizada para realizar un diseño eléctrico es la NTC 2050 acompañada del RETIE, RETILAP, así como otras normas que se aplican dependiendo del proyecto en estudio; sin embargo, debido al seguimiento constante por parte de los Operadores de Red de la cargabilidad de los SDL, han implementado unos factores de utilización, para evitar el sobredimensionamiento de los sistemas eléctricos. Es allí donde el diseñador debe detenerse y evaluar con qué criterios continuar en la elaboración de su proyecto.

A continuación, se mencionan las cinco metodologías analizadas; las cuales posteriormente se utilizarán para realizar cinco escenarios de diseño que permitirán evaluarlas y así obtener conclusiones sobre su aplicación en diversas opciones de diseño.

2.1 METODOLOGÍA NTC 2050

El código eléctrico colombiano, NTC 2050, en su sección 220 presenta una serie de disposiciones generales en las que los diseñadores se apoyan, para poder garantizar el ejercicio de selección de alimentadores, ramales y acometidas de forma segura y confiable, en las distintas necesidades de su proyecto eléctrico.

A través de diferentes tablas va estableciendo los factores de demanda para cargas de alumbrado, de tomacorrientes, de secadoras, entre otros electrodomésticos. Con esto, se planifican adecuadamente los diseños, siendo más eficientes en el dimensionamiento de alimentadores, transformadores y otros elementos necesarios en los sistemas eléctricos. En esta sección se puede realizar el procedimiento de dos formas:

- 1) Método 1 de la NTC 2050: Considerando lo establecido en las tablas 220-11 y 220-30
- 2) Método 2 de la NTC 2050: Determinando la capacidad a través de lo presentado en la Tabla 220-32.

La NTC 2050 permite calcular la capacidad de un transformador para grupos de vivienda, de acuerdo a tablas o métodos establecidos por las empresas locales de suministro de energía por lo que cada operador de red utiliza metodologías diferentes para determinar la demanda de los clientes en función del número de clientes.

2.2 METODOLOGÍA REA- ADMINISTRACIÓN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

La metodología de Administración de Electrificación Rural (REA-RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION), fue propuesta en los Estados Unidos con el fin de promover la electrificación en la zona rural en mayo de 1935. En esta

metodología, la capacidad (kVA) de carga se estima basándose en curvas que relacionan la demanda en kW según el número de usuarios y, el consumo de energía kWh promedio utilizados. La metodología utiliza el factor de carga que caracteriza cada estrato de consumo y el coeficiente de simultaneidad correspondiente al número de consumidores ²⁸. Desde sus inicios se ha demostrado que este método es confiable y eficaz.

La demanda en kW se calcula multiplicando dos factores que corresponden el número de clientes y los kWh usados, los cuales de determinan matemáticamente de acuerdo a ²⁹:

$$DMU = A * B \quad \text{(Ecuación 8)}$$

Dónde:

DMU: Demanda unitaria máxima

A: Factor de consumidor

B: Factor de uso de kWh

$$A = C[1 - 0.4C + 0.4(C^2 + 40)^{1/2}] \quad \text{(Ecuación 9)}$$

$$B = 0.005925 \left(\frac{kWh}{mes} / consumidor \right)^{0.885} \quad \text{(Ecuación 10)}$$

C : Número de clientes

$\frac{kWh}{mes}$: Consumo promedio de cliente

²⁸ CAMPOVERDE VILLAVICENCIO, Darwin y SANCHEZ DELGADO, Juan. Determinación de la demanda en transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, en la Empresa Eléctrica Regional Centrosur para la ciudad de Cuenca. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Ecuador Universidad de Cuenca. Facultad de Ingeniería, 2012,74p

²⁹ CHACON TROYA, Diego Paul, TORRES JARAMILLO Luis Geovanny. IEEE Conferences: Comparative study of methodologies for the estimation o chargeability of distribution transformers. a Review, Salesian Polytechnic University, Cuenca, Ecuador. a Review, 2017. p. 1-6

El factor A refleja una mejora en la diversidad debido al incremento en el número de consumidores, mientras el factor B indica la tendencia en el factor de carga al presentarse un mayor consumo.

Una de las condiciones para aplicar este método es que el transformador en consideración debe tener al menos 5 cargas instaladas, para luego proceder a extraer los factores A y B.

2.3 METODOLOGÍA DEL OPERADOR DE RED EBSA

La empresa EBSA ESP, ha establecido en el documento: “Normas de diseño de Redes de Distribución de Energía Eléctrica” ³⁰19]; en su Capítulo 6 DISEÑO DE REDES DE BAJA TENSIÓN numeral 6.4 DEMANDA MAXIMA DIVERSIFICADA una tabla de Demanda Máxima Diversificada, que debe ser utilizada por los diseñadores para dimensionar sus proyectos eléctricos. Estos factores son el resultado de un estudio realizado por la firma de Consultoría Colombiana en el año 2003 para la empresa Energía de Boyacá S.A. E.S.P. ³¹.

En esta tabla se especifica el factor por cantidad de usuarios y estrato; se establece un máximo de 80 usuarios y el análisis por estrato va desde el uno hasta el seis. Para aquellos proyectos que tengan más de 80 clientes, se tendrá en cuenta los valores correspondientes para 80 usuarios ³²19].

³⁰ EBSA ESP. Normas de diseño de Redes de Distribución de Energía Eléctrica. Versión 03, 2014. p. 114-120

³¹ Factores de diversidad indicados en la tabla 64, los cuales son el resultado de las mediciones efectuadas por la firma Consultoría Colombiana, en el año 2003, para la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

³² EBSA ESP. Op. Cit.

2.4 METODOLOGÍA DEL OPERADOR DE RED ELECTRICARIBE SA ESP

Para determinar la capacidad de los transformadores en las redes de distribución de proyectos nuevos de vivienda unifamiliar, en Electricaribe, se debe tener en cuenta: la carga instalada en cada vivienda, la carga de servicios comunes y las cargas especiales tal como alumbrado público, además de la proyección de los clientes que se pueden conectar a la red en el futuro teniendo presente los factores de simultaneidad establecidos en la Tabla 2 del documento: “GAS NATURAL FENOSA. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro ³³”.

La selección del transformador se realiza utilizando la siguiente ecuación:

$$KVA_{CT} \geq \frac{\alpha \cdot N \cdot P_D + P_{AP}}{0,9 \cdot A} \text{ (Ecuación 11)}$$

Dónde:

- α : Coeficiente de simultaneidad según el número de clientes alimentados por el Centro de Transformación (CT).
- N: Número de clientes considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta (ver apartado 6.1 del Proyecto Tipo de Líneas Eléctricas Aéreas Trenzadas de BT ³⁴21).
- P_D : Potencia de diseño por cliente
- P_{AP} : Potencia total por alumbrado público y otras cargas considerando los criterios de previsión de cargas y/o futura expansión de la red de BT que alimenta.
- A: 1,30 si el transformador es autoprotegido
1,15 si es convencional

³³ GAS NATURAL FENOSA. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. Versión 6, 2017. p. 20-21

³⁴ *Ibíd.*

(Estos valores se han obtenido aplicando la GTC148 ³⁵ y GTC50 ³⁶, y corresponden con las sobrecargas máximas permitidas antes de la actuación de la protección térmica, con el objetivo de no sobrepasar una pérdida de vida útil del 0,0137% diario).

En la Tabla 1 se encuentran descritas las cargas de diseño del Operador de Red, los datos de consumo y potencia están discriminados de acuerdo al rango socioeconómico:

Tabla 1. Carga de diseño

Rango	Consumo promedio (kWh/mes)	Potencia inicial (kW)	Tasa Anual de crecimiento (%)	Potencia de Diseño (kW)
Bajo Bajo	De 105 a 144	1.00	2.0	1.35
Bajo	De 145 a 189	1.20	2,0	1.62
Medio	De 190 a 279	1.70	1.0	1.97
Medio Alto	De 280 a 379	2.20	1.0	2.55
Alto	De 380 a 660	3.80	1.0	4.41

Nota: La potencia de diseño requerida para el cálculo de la red de baja tensión, se ha obtenido considerando la tasa de crecimiento anual para un período de 15 años.

Fuente: GAS NATURAL FENOSA. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. Tabla 17 - Memoria de Líneas Aéreas Trenzadas de BT Versión 6, 2017. p. 20-21

³⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), GTC148. Especificaciones para transformadores de distribución completamente autoprotegidos. 2006-11-30. www.icontec.org

³⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), GTC50: Electrotécnia. Transformadores de distribución sumergidos en líquido refrigerante con 65 °c de calentamiento en los devanados. Guía de cargabilidad. 1997-11-26. www.icontec.org

Tabla 2. Factores de simultaneidad

No. Clientes	Factor de Simultaneidad	No. Clientes	Factor de Simultaneidad
1	1	16	0,45
2	0,91	17	0,44
3	0,83	18	0,44
4	0,76	19	0,43
5	0,71	20	0,43
6	0,66	21	0,42
7	0,62	22	0,42
8	0,59	23	0,42
9	0,56	24	0,41
10	0,53	25	0,41
11	0,51	26	0,41
12	0,50	27	0,41
13	0,48	28	0,41
14	0,47	29	0,41
15	0,46	30 y más	0,40

Fuente: GAS NATURAL FENOSA. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. Tabla 18 - Memoria de Líneas Aéreas Trenzadas de BT Versión 6, 2017. p. 20-21

3. APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA ESTABLECER LA CARGABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Para la aplicación de las metodologías, se analizarán cinco escenarios tomados en transformadores ubicados dentro del casco urbano el municipio de Sogamoso departamento de Boyacá. Se analizará el comportamiento de la cargabilidad, a partir de los datos obtenidos a través de las mediciones de los consumos en los transformadores. Cada escenario será analizado con cada una de las cinco metodologías revisadas en el capítulo anterior.

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

En la revisión de las metodologías para establecer la cargabilidad del sistema de distribución, se instalaron cinco medidores direccionados para su instalación en transformadores ubicados en el municipio de Sogamoso, que cumplieran con los siguientes criterios:

- 1) **Ubicación:** en la zona urbana.
- 2) **Número de Clientes:** con diferente número de clientes.
- 3) **Potencia Instalada (kVA):** de diferente capacidad y que los transformadores sean trifásicos, para instalación de macromedida.
- 4) **Homogeneidad en la zona de servicio:** en su mayoría clientes de tarifa residencial.
- 5) **Perfil de Carga:** se determina comportamiento de consumo de clientes y nivel de demanda con fines comparativos.

- 6) **Facilidad de acceso a la medida:** para así poder de manera fácil acceder a la información del medidor.

Por lo anterior se ubicaron transformadores que cumplieran con las características enunciadas, en los que se llevaría a cabo el estudio .

3.2 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Luego de seleccionar los transformadores objetivo de análisis, se realizó vínculo cliente red de los usuarios para cada transformador como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Ubicación de los transformadores seleccionados.

Transformador	Ubicación	Capacidad (KVA)	No. de fases	N° de Usuarios	Estrato
1	Casco Urbano	30	3	39	1
2	Casco Urbano	45	3	95	3
3	Casco Urbano	75	3	198	2
4	Casco Urbano	75	3	84	2
5	Casco Urbano	150	3	183	3

3.3 CONSIDERACIONES RELACIONADAS CON LAS MEDICIONES DE PARÁMETROS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para reconocer la demanda de energía eléctrica en los transformadores de distribución seleccionados se realizaron mediciones de parámetros del sistema eléctrico, utilizando medidores multifuncionales que adquieren las señales de tensión y corriente de los integradores y almacenan los datos de potencia activa máxima.

En cada uno de los transformadores seleccionados se instalaron medidores ITRON ACE6000, los cuales permiten registrar un perfil de carga de cuatro cuadrantes y obtiene los parámetros eléctricos establecidos con las nuevas necesidades que surgen de la desregulación y competencia en el mercado de energía eléctrica.

En cumplimiento con requerimientos de los estándares IEC, estos medidores incluyen capacidades ampliamente innovadoras que permiten el registro múltiple de perfiles de carga como también la comunicación local y remota, además emplean una arquitectura que los hace adecuados para su uso con redes de distribución de eléctrica tanto existente como nueva. En la Figura 6 se muestran los datos técnicos de estos equipos de medida.

El perfil de carga permite reconocer tanto el tipo predominante de cliente, como su nivel de demanda para que de esta manera se pueda reconocer su importancia dentro del sistema de distribución, es importante que el equipo de medida permita obtener un registro de forma fácil, segura y lo más precisa posible³⁷. Con los valores por hora se pueden analizar las horas pico de uso y los tiempos de sobrecarga, así como tener conectados los códigos de cada cliente. Además de la metodología, los datos obtenidos del sistema de comercialización de la empresa distribuidora también se tomarán para obtener datos más precisos de la muestra.

A continuación, se describen las funciones que se pueden programar en el equipo de medición y que permiten la caracterización de la carga eléctrica instalada a cada uno de los transformadores.

Multi- energía

Medición interna de energía activa y reactiva en cada dirección.

³⁷ CATALOGO Itron Inc. Copyright 2010. <http://www.dielco.co/doc/catalogo/Itron/Brochure.pdf>

Perfil de carga

Puede almacenar hasta 16 canales de perfil de carga.

Multi-Tasa

Facturación multi-tasa para energía y demanda.

Se pueden enviar diez cantidades base a facturación.

Se encuentran disponibles 32 registros de tasa energética y 24 registros de tasa de demanda.

La conmutación de la tasa es realizada principalmente por el reloj interno.

Comunicaciones

Dos canales de comunicación

Puertos de lectura local y remota

El módem telefónico externo puede alimentarse desde el medidor (PSTN,GSM)

El cumplimiento de DLMS-Cosem es compatible con redes GPRS e IP

Software

Ittron ofrece una completa gama de software asociado:

AIMS PRO para lectura y programación

Compatible con los sistemas AMR actualmente utilizados

Figura 6. Datos técnicos del equipo de medición Itron utilizado en las mediciones realizadas en los transformadores seleccionados.

Datos Técnicos

Especificaciones nominales	Tensión:	Auto-rango de 3*57.7/100 V hasta 3*240/415V
	Corriente directa:	Ib 5A, I _{max} 100A (bajo condiciones de cableado especial)
	Conexión CT:	Ib 1A, I _{max} 10A
Tipos de red	Conexión directa:	Medidor con cableado de 4 conductores, completamente funcional con conexión de cable de 3 conductores sin neutro.
	Conexión C/t, v/t	Conexiones configurables de 3 y 4 conductores
Exactitud	Conexión directa:	Energía activa clase 1
	Transformador conectado:	Clase de energía activa 0.5S y Clase 1
	Energía reactiva:	Clase 2
Frecuencia	50 / 60 Hz	
Rango de temperatura	desde -40°C hasta +70°C	
Reloj en tiempo real	Copia de seguridad con batería extraíble externa e interna supercapacitor en cumplimiento con IEC 61038	
Estándares	Total cumplimiento con IEC62052-11 e IEC 62053-21/22/23 y los estándares de marcado CE (mecánico, climático, eléctrico, electromecánico, metrológico)	
Comunicaciones	Puerto IR (IEC 62056/21 e IEC 62056/42-46-53-61-62) RS232C o RS485 Protocolo DLMS-Cosem, (IEC 62056/42-46-53-61-62)	

Fuente: Manual del equipo Itron.

Para el diseño de un sistema de distribución un dato importante es la demanda de energía eléctrica. En este caso, se realizaron los registros de la demanda en intervalos de 15 minutos durante 7 días continuos.

3.4 MÉTODO UTILIZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ

Se iniciará el estudio por el Operador de Red EBSA ESP, porque los datos de las mediciones se han tomado del SDL localizado en la zona de intervención de esta empresa.

Como se mencionó en el capítulo anterior, para el dimensionamiento de redes secundarias o de baja tensión, así como los transformadores de distribución, EBSA ESP define en su capítulo 6 los parámetros que a continuación se describen.

3.4.1 Demanda máxima diversificada. Calculando la demanda máxima diversificada por usuario a partir de la tabla de demanda máxima diversificada EBSA de la siguiente forma: tomando como referencia el transformador 1 de la Tabla 1 se tiene que están conectados 39 usuarios residenciales de estrato 1, el valor que muestra la Tabla 64 ³⁸ de EBSA es 0,474 [kVA/Usuario]; por lo tanto, se obtienen los datos de demanda diversificada de usuarios en la Tabla 4.

Tabla 4. Demanda diversificada de los usuarios.

CARGA DIVERSIFICADA TOTAL TRANSFORMADOR 1		
Número de Usuarios	39	
Estrato	1	
FACTOR DE DEMANDA		
Estrato 1 [Kva /Usuario]	0,466	18174
CARGA TOTAL CALCULADA [VA]	18174	

Sin considerar las demandas de energía eléctrica de servicios generales como alumbrado público se obtienen los resultados de la Tabla 5.

³⁸ EBSA ESP. Op. Cit.

Tabla 5. Metodología EBSA determinación de la demanda de potencia eléctrica.

Ubicación	Capacidad (kVA)	Transformador	Usuarios	Estrato	Demanda Máxima Diversificada kVA/Usu. (Tabla 64 EBSA)	Carga Total Calculada [kVA] EBSA
Urbano	30	1	39	1	0,466	18,174
Urbano	45	2	95	3	0,439	41,705
Urbano	75	3	198	2	0,381	75,438
Urbano	75	4	84	2	0,381	32,004
Urbano	150	5	183	3	0,439	80,337

3.5 METODO REA (RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION)

A continuación, se realiza el análisis a través de esta metodología con los datos del transformador 1 dados en la Tabla 5. El transformador tiene 39 usuarios y tiene consumo promedio de 98,11 kWh/mes/consumidor (de acuerdo a los registros de las mediciones), y al calcular los factores de acuerdo al procedimiento establecido por la REA, el resultado es:

Factor A = 46,95

Factor B = 0,34

Al multiplicar los factores para determinar la potencia demanda por el transformador, se obtiene que:

Demanda en el transformador 1 = 16,11 kW

Al aplicar este método a los cinco transformadores seleccionados, se obtienen los resultados de la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados del método REA a los transformadores seleccionados.

ITEM	Ubicación	Capacidad (KVA)	No. de fases	Transformador	N° de Usuarios	Estrato	Consumo Promedio	A	B	DMU (kVA)
1	Urbano	30	3	1	39	1	98,11	46,95	0,34	16,11
2	Urbano	45	3	2	95	3	127,65	102,99	0,43	44,60
3	Urbano	75	3	3	198	2	92,52	206,00	0,33	67,09
4	Urbano	75	3	4	84	2	99,97	91,99	0,35	32,08
5	Urbano	150	3	5	183	3	141,75	191,00	0,48	90,74

3.6 MÉTODO NTC 2050

Se evaluarán las dos formas que propone esta metodología: 1) Utilizando la información de las tablas 220-11 y 220-30; y 2) Utilizando la información de la Tabla 220-32.

Para aplicar esta metodología se requiere la tensión nominal de trabajo de los transformadores, que en los cinco casos analizados es de 13200/208-120 [V]

A continuación, en la Tabla 7, se describen las cargas comunes para cada cliente, discriminadas en el tablero de distribución general de cada vivienda.

Tabla 7. Tablero de distribución general de cada usuario.

TABLERO	Circuito	Tomas 180 W	Tomas GFCI 180 W	Balas Led 20W	Tensión	Carga (W)	Observaciones
	1	2	1		120	540	Tomas Cocina
	2			10	120	200	Iluminación Estudio Habitaciones Sala
	3	5			120	900	Tomas Habitaciones Sala
	4		1		120	1500	Toma Lavadora
	Subtotal					3140	

La carga para cada unidad de vivienda (Artículo 220), se calcula de acuerdo a la Tabla 220-11 de la NTC 2050 “*Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado*”, se contempla gas domiciliario para la estufa y calentador de agua³⁹. Para las demás cargas se calculan teniendo en cuenta la Tabla 220-30 “*Cálculos opcionales en unidades de vivienda. Carga en KVA*”; A este procedimiento es el que se llama Método 1 de la NTC 2050.

³⁹ COLOMBIA. NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano (CEC), noviembre, 1998. p.64

Para el transformador 1 se considera que el inventario de carga eléctrico por usuario es la siguiente:

Carga general de Alumbrado	200 VA
Tomacorrientes	1440 VA
Lavadora	1500 VA
Total Carga Calculada	3140 VA

Teniendo en cuenta que el transformador 1 con 39 usuarios, la carga de todos los usuarios se determina, como se muestra en la Tabla 8:

Tabla 8. Carga del Transformador 1.

Transformador 1	
Número de Viviendas	39
Carga Alumbrado y pequeños Electrodomésticos [VA]	7.800
Tomas [VA]	56.160
Lavadora [VA]	58.500
Total Carga Calculada [VA]	7

Para diversificar la carga, se debe tener en cuenta que para las cargas de alumbrado se aplica la Tabla 220-11 de la NTC 2050, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Carga diversificada de alumbrado para el Transformador 1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	VA Inst	F.D.	VA Div
1	Primeros 3000 [VA] al 100%	3000	100%	3000
2	De 3001 [VA] a 120 [kVA] al 35%	4800	35%	1680
3	De 120001 [VA] en adelante al 25%	0	25%	0
TOTAL		7800		4680

Por otra parte, para las demás cargas se aplica la Tabla 220-30 de la NTC 2050, como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Diversificación de las demás cargas para el Transformador 1.

ITEM	DESCRIPCIÓN	VA Inst	F.D.	VA Div
1	Primeros 10000 [VA] al 100%	10000	100%	10000
2	El Resto al 40%	104660	40%	41864
TOTAL		114660		51864

Realizando el mismo procedimiento para los demás transformadores con el Método 1 de la NTC2050, se obtienen los resultados de la Tabla 11.

Tabla 11. Resultados en cada transformador del Método 1 de la NTC 2050.

Transformador	Usuarios	KVA	Total Carga NTC (kVA) Tablas 220-11 y 220-30
1	39	30	96,68
2	95	45	126,32
3	198	75	458,40
4	84	75	199,05
5	183	150	424,28

Ahora se analizarán los resultados teniendo en cuenta la Tabla 220-32 de la NTC 2050, a este procedimiento se le llamará Método 2 de la NTC 2050, se busca la cantidad de usuarios por transformador y se le aplica el factor establecido como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados en cada transformador del Método 2 de la NTC 2050.

Transformador	1	2	3	4	5
Viviendas	39	95	198	84	183
Factor de demanda % Tabla 220-32	28%	23%	23%	23%	23%
Carga Total	122.460	298.300	621.720	263.760	574.620
Total Carga NTC 2050	34,29	68,61	143,00	60,66	132,16

En la Tabla 13, se comparan los resultados obtenidos por los dos métodos de la NTC 2050. Se observa que la diferencia entre el uno y el otro es significativa, y comparándolo con la capacidad real de los transformadores del ejercicio, el Método 2 de la NTC 2050 es el que más se aproxima.

Tabla 13. Tabla comparativa de los Métodos 1 y 2 de la NTC 2050.

Nodo	Usuarios	KVA	Método 1: Total Carga NTC (kVA) Tablas 220-11 y 220-30	Método 2: Total Carga NTC (kVA) Tablas 220-32
1	39	30	96,68	34,29
2	95	45	126,32	68,61
3	198	75	458,40	143,00
4	84	75	199,05	60,66
5	183	150	424,28	132,16

3.7 MÉTODO UTILIZADO POR LA EMPRESA ELECTRICARIBE S.A E.S.P.

Teniendo en cuenta lo descrito en la memoria de centros de transformación de este operador ⁴⁰, se aplica la Ecuación (11) para determinar la capacidad del transformador.

$$KVA_{CT} \geq \frac{\alpha \cdot N \cdot P_D + P_{AP}}{0,9 \cdot A} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Para este caso, no se tiene en cuenta la carga del alumbrado público por no tener certeza de la cantidad de luminarias en cada centro de transformación. El coeficiente de simultaneidad α es tomado de la Tabla 2; La constante A, se toma como valor 1,5 para un transformador convencional; La potencia de diseño, es la

⁴⁰ GAS NATURAL FENOSA. Op. Cit.

misma para todos los casos, 3,14 KVA. En la Tabla 14 se tabulan los resultados obtenidos para los cinco transformadores.

Tabla 14. Resultados de la metodología de Electricaribe.

Transformador	1	2	3	4	5
KVA	30	45	75	75	150
ESTRATO	1	3	2	2	3
POTENCIA DE DISEÑO POR CLIENTE (KVA)	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
NUMERO DE CLIENTES	39	95	198	84	183
POTENCIA DE ALUMBRADO PÚBLICO (KVA)	0	0	0	0	0
A	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD: α	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
KVA (CT) PROYECTADO	96,68	126,32	458,40	199,05	424,28
TASA ANUAL DE CRECIMIENTO %	2	1	2	2	1
PROYECCIÓN DE LA CARGA (Años)	15	15	15	15	15
Carga Proyectada (KVA)	47,33	115,29	240,28	101,94	222,08

Una vez aplicada la metodología de la empresa ELECTRICARIBE SA ESP, quien se encuentra en la Costa Atlántica del País, donde el comportamiento de los usuarios es muy distinto al del interior del país, por diversos factores como el clima, la idiosincrasia, entre otros, se observa una disminución significativa de la capacidad del Transformador calculada que si se aplica el Método 1 de la NTC 2050.

Sin embargo, los resultados muestran que las capacidades de los transformadores actuales instalados en la empresa EBSA ESP, estarían sobrecargadas en La empresa ELECTRICARIBE SA ESP. En este sentido, cada operador tiene unos factores de demanda, establecidos a través de la estadística de años analizando el comportamiento de los usuarios de cada región. Si se revisan los operadores de red de otras regiones, se encontrarán otros valores de los factores de demanda.

3.8 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS CON LA DETERMINACIÓN DE LA CARGABILIDAD PARA UN OPERADOR DE RED.

Los datos de la placa del transformador permiten conocer la capacidad instalada o potencia nominal del equipo, dicha información en conjunto con otros registros, permiten evaluar la utilización del transformador, es decir si esta sobrecargado o subutilizado ⁴¹.

Para evaluar cada uno de los métodos analizados se realiza una tabulación de los resultados por transformador frente a la carga resultante.

3.8.1 Análisis de resultados. Considerando que se registraron mediciones durante 7 días en intervalos de medición de 15 minutos, se separan según el día y la hora y se verifica que los transformadores alimenten carga residencial, así se obtienen las curvas de carga de los 5 transformadores seleccionados y ubicados en el área urbana del municipio de Sogamoso. Teniendo en cuenta los datos del perfil de carga se grafica la curva total de la potencia aparente promedio que es la demanda total que entrega el transformador de distribución. Para determinar la demanda máxima del transformador se utilizan las curvas de carga ⁴². Ver Anexos A y B.

Como se observa en el Anexo A, para el caso del transformador 1 la demanda máxima es de 28,28 kVA y, la potencia nominal del transformador de distribución es de 45 kVA, con esto se calcula el factor de utilización del transformador mediante la fórmula dada por la ecuación 4:

⁴¹ HARO NARANJO, Diana Patricia. Mejora del Factor de Utilización de transformadores de Distribución de la EEQ. Tesis de Ingeniero Eléctrico. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2015, 156p

⁴² LOOR ZAMBRANO, Michael Byron y VALLADARES MERA , Alex Ricardo. Propuesta para el estudio de optimización de cargabilidad de transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, sector CDLA. Bolivariana. Tesis de pregrado Ingeniero Eléctrico. Guayaquil-Ecuador: Universidad Politecnica Salesiana. Facultad de Ingenierías, 2012, 164p

$$F_U = \frac{Carga\ máxima}{Carga\ Instalada} = \frac{D_M}{PI}$$

$$F_U = \frac{28,28kVA}{30\ kVA} \times 100\%$$

$$F_U = 62,85\%$$

En la Tabla 15 se observan los valores obtenidos del factor de utilización de cada transformador.

Tabla 15. Factores de utilización.

Transformador	Potencia Instalada (kVA)	Demanda Máxima (kVA)	Factor de Utilización
1	30	11,38	37,92%
2	45	28,28	62,85%
3	75	48,43	64,57%
4	75	22,79	30,39%
5	150	53,87	35,91%

Para los transformadores 1, 4 y 5 el factor de utilización está por debajo del 50%. El que más causa sorpresa es el del transformador 3, quien por ser uno de los que más usuarios tiene, en los cálculos realizados por NTC2050, presenta que está sobrecargado, porque es de 75KVA y con el Método 2, debería ser de 150KVA; al analizar el factor de utilización de acuerdo a las mediciones registradas, se tiene que este es de 64,57%.

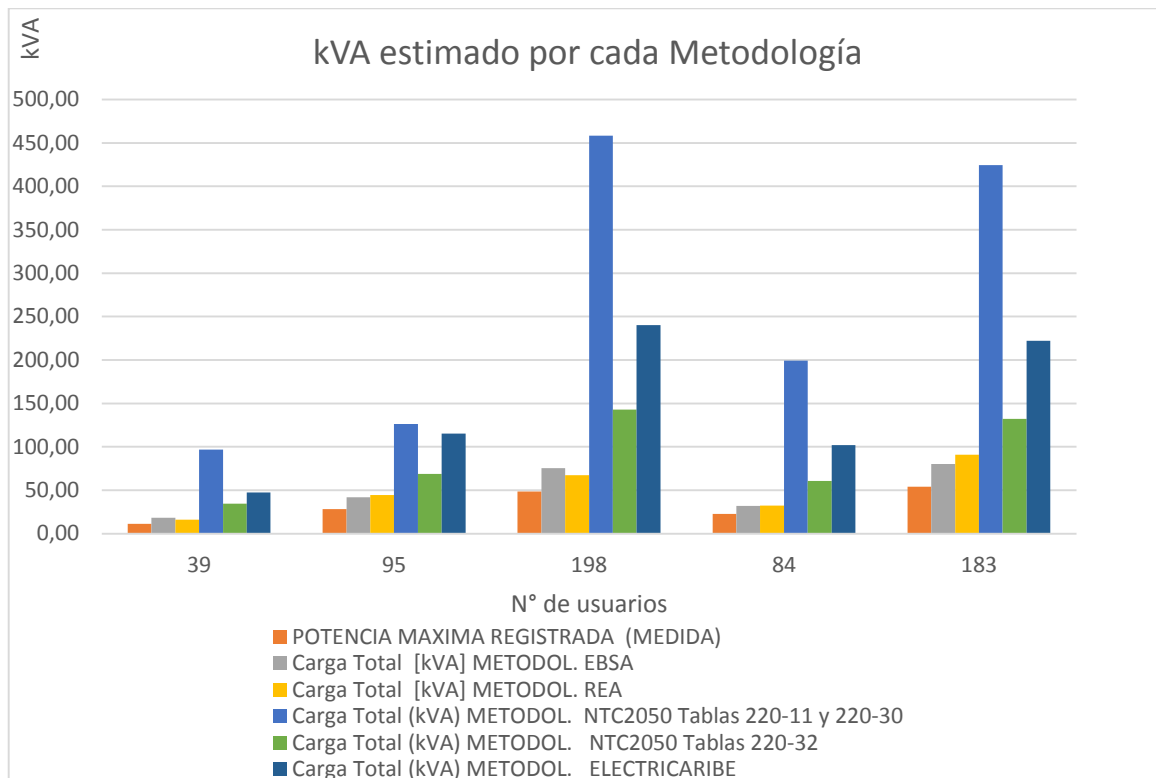
3.8.2 Comparación metodologías. Luego de analizar los informes de las mediciones realizadas se procede a comparar los resultados frente a los calculados con las metodologías planteadas. En la Tabla 16 se presenta la comparación de las potencias para los cinco transformadores.

Tabla 16. Comparativa entre métodos analizados (Potencia)

Transformador	Usuarios	KVA	POTENCIA MAXIMA REGISTRADA (MEDIDA)	Carga Total [kVA] METODOL. EBSA	Carga Total [kVA] METODOL. REA	Carga Total (kVA) METODOL. NTC2050 Tablas 220-11 y 220-30	Carga Total (kVA) METODOL. NTC2050 Tablas 220-32	Carga Total (kVA) METODOL. ELECTRICARIBE
1	39	30	11,38	18,17	16,11	96,68	34,29	47,33
2	95	45	28,28	41,71	44,60	126,32	68,61	115,29
3	198	75	48,43	75,44	67,09	458,40	143,00	240,28
4	84	75	22,79	32,00	32,08	199,05	60,66	101,94
5	183	150	53,87	80,34	90,74	424,28	132,16	222,08

En la Figura 7 se muestra la gráfica de los datos contenidos en la Tabla 16.

Figura 7. kVA estimado por cada metodología.



Los valores comparativos representados en porcentaje se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Comparación entre métodos analizados (%)

Transformador	Usuarios	POTENCIA MAXIMA REGISTRADA (MEDIDA)	Carga Total [kVA] METODOL. EBSA	Carga Total [kVA] METODOL. REA	Carga Total (kVA) METODOL. NTC2050 Tablas 220- 11 y 220-30	Carga Total (kVA) METODOL. NTC2050 Tablas 220- 32	Carga Total (kVA) METODOL. ELECTRICARIBE
1	39	11,38	59,70(%)	41,53(%)	749,52(%)	201,31(%)	315,88(%)
2	95	28,28	47,47(%)	57,70(%)	346,68(%)	142,61(%)	307,66(%)
3	198	48,43	55,77(%)	38,53(%)	846,52(%)	195,26(%)	396,14(%)
4	84	22,79	40,43(%)	40,78(%)	773,41(%)	166,19(%)	347,28(%)
5	183	53,87	49,13(%)	68,45(%)	687,59(%)	145,34(%)	312,24(%)
% ERROR promedio			50,50(%)	49,40(%)	680,74(%)	170,14(%)	335,84(%)

Al comparar cada una de las metodologías con la demanda máxima registrada, se evidencia que con los criterios de dimensionamiento de la norma NTC 2050 Tablas 220-11 y 220-30 el análisis la potencia del transformador es la más alejada y por consiguiente presenta mayor sobredimensionamiento con un valor promedio de 680,74(%) seguida por la Electricaribe con un 335,84(%), luego NTC2050 Tablas 220-32 170,14(%) y las metodologías EBSA y REA, 50,50 % y 49,40% respectivamente.

4. CONCLUSIONES

El análisis de la cargabilidad en un sistema de distribución de energía eléctrica es de gran importancia, ya que gracias a esto se dimensiona la capacidad de los transformadores y alimentadores. Esto representa ventajas desde el punto de vista de pérdidas de energía: a medida que el transformador se va cargando las pérdidas en el hierro van disminuyendo, las pérdidas en el cobre son directamente proporcional a la carga; se obtendrá un porcentaje de pérdidas totales menor cuando las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre sean iguales. El transformador debe permanecer cargado para que estas pérdidas no sean representativas.

Desde el punto de vista de los alimentadores, si se sobredimensiona un sistema de distribución, los calibres de los conductores serán exagerados. Lo que se traduce en sobre costos innecesarios en la construcción. El análisis debe hacerse eficiente y funcional, de tal manera que tal como lo establecen la normatividad y reglamentos vigentes, es importante garantizar la seguridad de las personas, del medio ambiente y de las instalaciones eléctricas.

En la metodología empleada por el operador de red Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., se encuentra publicada la demanda máxima diversificada hasta 80 usuarios, se observa que a medida que aumenta el número de clientes, aumenta la capacidad del transformador y disminuye la demanda diversificada por usuario, ya que los datos mostrados son el resultado de las mediciones efectuadas en el año 2003, se sugiere una actualización.

Actualmente se han implementado diferentes acciones cuyo fin es cambiar los hábitos de consumo de energía eléctrica que tienen los usuarios, implementando

en los hogares recomendaciones de uso racional y eficiente de energía, como la migración a tecnología LED en sistemas de iluminación y, el uso de electrodomésticos con alta eficiencia energética, lo que ocasiona que los transformadores de nivel de tensión 1 puedan presentar alto grado de sobredimensionamiento.

La NTC 2050 permite el cálculo y diseño de las instalaciones internas residenciales, industriales, hospitalarias, comerciales, etc., incrementa la seguridad, pero aumenta el dimensionamiento del sistema de distribución, lo cual aumenta las pérdidas de energía eléctrica en los transformadores y por consiguiente aumenta los costos de operación del sistema. El Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, es una adaptación del Código Eléctrico Nacional NEC de la NFPA norteamericana, del año 1998. Debido a los avances tecnológicos en los aparatos eléctricos de uso frecuente, y que son de fácil adquisición, es importante que las entidades de regulación colombiana, evalúen el procedimiento de cálculo de esta norma, por no encontrarse acorde a estas nuevas tecnologías. Si un diseñador aplica los criterios de diseño especificados en esta norma, el resultado será siempre un sobredimensionamiento, es decir, que el sistema quedará demasiado robusto para la utilización de la carga, lo cual generará pérdidas de energía y sobre costos de las instalaciones eléctricas.

Es pertinente que las empresas distribuidoras de energía eléctrica, inviertan en la instalación de nuevas tecnologías que permitan monitorizar el consumo de energía, de acuerdo al tipo de usuario final. Su implementación permitirá orientar una nueva perspectiva de diseño, operación y planeación de la red.

El cambio climático y la preservación del medio ambiente, ha apalancado el crecimiento de nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, que permiten mitigar los impactos negativos de las actuales formas de generación. Los gobiernos a nivel mundial están comprometidos con el favorecimiento de escenarios donde los

ciudadanos del común, tengan acceso a tecnologías como paneles solares, que antes eran demasiado costosas e inaccesibles para las personas del común, y sobre todo en esas zonas donde las redes no son apropiadas, o definitivamente no hay. Con la implementación de la generación distribuida, aparece un nuevo escenario donde los usuarios podrán instalar en sus viviendas sistemas de generación alternativos, y los excesos de energía, podrán ser ingresados a la red, y controlados a través de los medidores bidireccionales, estos aspectos deben ser considerados en los procesos de diseño de la infraestructura eléctrica.

Con esto nacen nuevas preocupaciones; ¿Qué pasará entonces con los factores de demanda establecidos por los Operadores de Red? ¿Soportarán los alimentadores del SDL estos nuevos aportes de energía? ¿Cómo estos aportes afectarán la topología de la Red? ¿Realizar el dimensionamiento de un sistema eléctrico se convertirá en algo robusto y costoso?

BIBLIOGRAFÍA

BAZURTO CUBILLOS, Álvaro José, *et al.* Perspectiva del transformador de distribución en redes eléctricas con alta penetración de generación distribuida y vehículos eléctricos. Ciencia e Ingeniería Neogranadina, agosto 2016, vol.26 N° 2, p. 35-48, DOI: <http://dx.doi.org/10.18359/rcin.1710>

BENITEZ RAMIREZ, Yenniffer Dufay. Metodología de diseño conceptual de la automatización de red de distribución de energía que permita la integración de recursos energéticos distribuidos (DER) e implementación de estrategias de gestión de demanda (DSM). Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica: Universidad Nacional, Bogotá DC, Colombia.2017,130p.

CAMPOS AVELLA, Juan Carlos, *et al.* Eficiencia energética en transformadores eléctricos. Junio de 2009. Universidad Autónoma de occidente Cali, pp. 4–26.

CAMPOVERDE VILLAVICENCIO, Darwin y SANCHEZ DELGADO, Juan. Determinación de la demanda en transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, en la Empresa Eléctrica Regional Centrosur para la ciudad de Cuenca. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Ecuador Universidad de Cuenca. Facultad de Ingeniería, 2012,74p.

CARRILLO PÉREZ, Cristian Iván y SUASNAVAS PICHUCHO, Ricardo Alfredo. Estudio de Cargabilidad de transformadores en el alimentador 52C8L4Subestación Calvario “LATACUNGA SUR” de la Empresa Eléctrica provincial Copotaxi SA en base al tipo de usuario y consumo de Energía. Tesis de Pregrado Ingeniero Eléctrico en sistemas eléctricos de potencia. Universidad Técnica Copotaxi. Ecuador. Págs. 15-19

CATALOGO Itron Inc. Copyright 2010.
<http://www.dielco.co/doc/catalogo/Itron/Brochure.pdf>

CEI IEC 60076-7 2005 “Loading guide for Oil-immersed Power Transformers”

CHACON TROYA, Diego Paul, TORRES JARAMILLO Luis Geovanny. IEEE Conferences: Comparative study of methodologies for the estimation o chargeability of distribution transformers. a Review, Salesian Polytechnic University, Cuenca, Ecuador. a Review, 2017. p. 1-6.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG. Resolución CREG No. 015 del 29 Enero 2018. [En línea] [Recuperado 16 febrero de 2019] Disponible en:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90522900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90522900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

COLOMBIA. NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano (CEC), noviembre, 1998. p.33

EBSA ESP. Normas de diseño de Redes de Distribución de Energía Eléctrica. Versión 03, 2014. p. 114-120.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACÁ. Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica, enero, 2014. p 115

ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P factores de diversidad indicados en la tabla 64, los cuales son el resultado de las mediciones efectuadas por la firma Consultoría Colombiana, en el año 2003, para la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

GARCÍA GÓMEZ, Diego Fernando; NAVAS, Diego Fernando y RIVAS TRUJILLO, Edwin. Enfoque técnico-económico para el dimensionamiento de transformadores de distribución Ingeniería y Desarrollo. Julio-diciembre, 2016, Vol. 34., p. 267-283

GAS NATURAL FENOSA. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. Versión 6, 2017. p. 20-21.

HARO NARANJO, Diana Patricia. Mejora del Factor de Utilización de transformadores de Distribución de la EEQ. Tesis de Ingeniero Eléctrico. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, 2015, 156p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), GTC148. Especificaciones para transformadores de distribución completamente autoprotegidos. 2006-11-30.www.icontec.org

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), GTC50: Electrotécnia. Transformadores de distribución sumergidos en líquido refrigerante con 65 °c de calentamiento en los devanados. Guía de cargabilidad. 1997-11-26. www.icontec.org

LOOR ZAMBRANO, Michael Byron y VALLADARES MERA , Alex Ricardo. Propuesta para el estudio de optimización de cargabilidad de transformadores de distribución en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, sector CDLA. Bolivariana. Tesis de pregrado Ingeniero Eléctrico. Guayaquil- Ecuador: Universidad Politecnica Salesiana. Facultad de Ingenierías, 2012, 164p.

QUINTERO SALAZAR, Johnn Alejandro; MOLINA CABRERA Alexander; QUINTERO SALAZAR, Edwin Andrés. Reubicación del parque de transformadores

de los sistemas de distribución de Bogotá D.C. mediante algoritmos genéticos. Revista chilena de Ingeniería. Marzo 2012, Vol. 20 n° 2, p. 170-184.

RAMÍREZ CASTAÑO Samuel, Redes de Distribución de Energía, Universidad Nacional de Colombia, 3 edición, enero 2004. Manizales 2009. p.18-24; 166-211

RECALDE ROJAS, Paul Iván. Estudio de cargabilidad optimizada de transformadores de distribución de Emelnorte. Tesis de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de Ingeniería. Quito. 2004, p. 124-158

SALAZAR GARCÍA, Horus Emmanuel; HINCAPIÉ ISAZA, Ricardo Alberto; GALLEGU RENDÓN, Ramón Alfonso. Metodología para el planeamiento de sistemas de distribución considerando incertidumbre en la demanda. Scientia et Technica Año XIX-Revista de Ingeniería, Universidad Tecnológica de Pereira, Marzo, 2014, Vol. 19, N° 1., p. 19-28. DOI: <http://dx.doi.org/10.22517/23447214.8889>

VALENCIA, D., CASTRILLÓN R., y JAIME G. Selección óptima de transformadores de distribución inmersos en aceite [diapositivas de PowerPoint]. Recuperado de <https://www.cno.org.co/sites/default/files/documentos/noticias/EPM%20Optimizaci%20n%20de%20transformadores%20de%20Distribuci%20n.pdf>

YÉBENES CABREJAS, Francisco José. Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia. Tesis de pregrado Ingeniería Técnica Industrial Electricidad. Universidad Carlos III de Madrid. p 42-45

ANEXOS

Anexo A. Registros de carga del transformadores

Transformador	Usuarios	kVA	Factor	Macro	Fecha inicial	Fecha final
1	39	30	40	T1	09/06/2018	09/12/2018

HORA	Potencia total media (kva)	Demanda maxima	Factor de utilizacion (%)
0	5,91		
1	5,65		
2	5,45		
3	5,26		
4	5,49		
5	5,67		
6	4,43		
7	4,99		
8	5,10		
9	5,70		
10	5,50		
11	5,26		
12	5,62		
13	5,49		
14	5,55		
15	5,60		
16	5,50		
17	5,99		
18	10,79		
19	11,38	11,38	37,92%
20	10,91		
21	9,62		

HORA	Potencia total media (kva)	Demanda maxima	Factor de utilizacion (%)
22	7,96		
23	6,14		

Transformador	Usuarios	kVA	Factor	Macro	Fecha inicial	Fecha final
2	102	45	40	T2	09/06/2018	09/12/2018

HORA	POTENCIA TOTAL MEDIA (kVA)	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE UTILIZACION (%)
0	13,85		
1	12,40		
2	12,10		
3	11,89		
4	12,00		
5	15,86		
6	21,99		
7	24,76		
8	23,53		
9	25,02		
10	23,14		
11	19,33		
12	21,49		
13	21,50		
14	22,02		
15	22,04		
16	18,98		
17	23,59		
18	28,28	28,28	62,85%
19	27,18		
20	25,12		
21	23,25		
22	19,87		
23	15,79		

Transformador	Usuarios	kVA	Factor	Macro	Fecha inicial	Fecha final
3	198	75	40	T3	09/06/2018	09/12/2018

HORA	POTENCIA TOTAL MEDIA (kVA)	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE UTILIZACION (%)
0	22,41		
1	22,17		
2	21,09		
3	20,28		
4	23,12		
5	30,25		
6	32,80		
7	33,46		
8	34,24		
9	32,62		
10	31,00		
11	27,30		
12	32,89		
13	31,72		
14	31,95		
15	28,11		
16	30,40		
17	31,23		
18	43,26		
19	48,43	48,43	64,57%
20	47,22		
21	42,07		
22	33,62		
23	27,65		

Transformador	USUARIOS	kVA	FACTOR	MACRO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL
4	84	75	60	T4	09/06/2018	09/12/2018

HORA	POTENCIA TOTAL MEDIA (kVA)	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE UTILIZACIÖN (%)
0	12,61		
1	11,90		
2	11,05		
3	11,18		
4	12,09		
5	15,45		
6	15,59		
7	17,87		
8	16,26		
9	18,18		
10	16,35		
11	16,41		
12	17,20		
13	15,95		
14	15,00		
15	15,10		
16	15,00		
17	15,43		
18	20,24		
19	22,02		
20	22,79	22,79	30,39%
21	21,25		
22	17,62		
23	14,21		

Transformador	Usuarios	kVA	Factor	Macro	FECHA INICIAL	FECHA FINAL
5	183	150	80	T5	09/06/2018	09/12/2018

HORA	POTENCIA TOTAL MEDIA (kVA)	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE UTILIZACION (%)
0	29,43		
1	27,74		
2	27,42		
3	27,23		
4	27,32		
5	31,39		
6	38,17		
7	39,75		
8	43,76		
9	43,57		
10	48,65		
11	43,02		
12	45,18		
13	43,32		
14	42,12		
15	43,14		
16	42,95		
17	44,34		
18	53,87	53,87	35,91%
19	53,61		
20	51,14		
21	45,77		
22	39,40		
23	32,77		

Anexo B. Curvas de carga de los transformadores

