

Enfoque técnico-económico para el dimensionamiento de transformadores de distribución

A technical-economic approach for
distribution transformers sizing

Diego Fernando García Gómez*

Diego Fernando Navas**

Universidad del Valle (Colombia)

Edwin Rivas***

Universidad Distrital (Colombia)

*Ph.D. En Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática. Profesor Asistente. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Grupo de Investigación en Alta Tensión – GRALTA.

diego.garcia@correounivalle.edu.co

**Magister en Ingeniería énfasis en Ingeniería Eléctrica. Profesor Asistente. Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Grupo de Investigación en Alta Tensión – GRALTA.

diego.navas@correounivalle.edu.co

***Ph.D. En Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática. Profesor Titular. Facultad de Ingeniería, Grupo de Investigación en Compatibilidad Electromagnética - GCEM.

erivas@udistrital.edu.co

Correspondencia: Diego Fernando Navas. Universidad del Valle. Calle 13 No 100-00. Edificio 356. Laboratorio de Alta Tensión. Tel: +2 333 42 52 ext 114. Santiago de Cali, Colombia.

Resumen

En Colombia, la selección de la capacidad de los transformadores de distribución se realiza con base en la corriente con la que se calculan las acometidas y ramales alimentadores de las redes de baja tensión, lo cual trae como consecuencia un sobredimensionamiento. Este artículo presenta una metodología para la selección de los transformadores de distribución basada en criterios técnicos y técnico-económicos como una alternativa a las metodologías tradicionales derivadas de los lineamientos de la NTC 2050. Por el criterio técnico se asegura que el transformador operará en la zona de máxima eficiencia sin pérdida de vida útil por encima de la normal esperada. El criterio técnico-económico asegura una pérdida de vida dentro de lo normal esperado y un costo de inversión y operación del equipo menor, aunque el transformador opere por fuera de la zona de máxima eficiencia. Esta última alternativa es más atractiva para las empresas distribuidoras. La evaluación que realiza la metodología, sumada a la capacidad inherente de sobrecarga temporal de los transformadores, posibilita encontrar la capacidad del transformador con la cual se pueda atender de manera adecuada la demanda esperada con un menor costo de inversión y operación, además de mayor eficiencia a lo largo de la vida útil esperada del activo.

Palabras clave: capacidad óptima, curva de carga, criterios técnico-económicos, transformador de distribución.

Abstract

In Colombia, distribution transformer ratings are selected upon the rated current flowing through circuits and branches feeding low-voltage networks. As a result, transformers turn out oversized. This paper shows a methodology for selecting distribution transformers based on technical and technoeconomical criteria as an alternative to current methodologies complying with NTC 2050. Whereas, technical criteria assure the operation of transformer within its maximum efficiency without loss of shelf life, the technoeconomical criteria balance a reasonable reduction of shelf life with a lower investment and service cost, even though the transformer is operating out of its maximum efficiency point. As a matter of fact, this later approach is of bigger interest for power distribution utilities. The proposed methodology, added to the overload capability of the transformers, allow to find the most suitable ratings in order to supply the expected demand, with lower investment and service costs and higher efficiency through the assets shelf life.

Keywords: optimal sizing, daily load curve, technical and economic criteria, distribution transformer.

Fecha de recepción: 10 de Febrero de 2014
Fecha de aceptación: 1 de Junio de 2016

INTRODUCCIÓN

Usualmente en Colombia la selección de la capacidad de los transformadores de distribución se realiza de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Norma Técnica Colombiana NTC 2050[1], la cual se basa en el NESC de 1997[2]. El objetivo de estas normas es dimensionar redes de baja tensión, por lo cual, para determinar la capacidad del transformador de distribución se emplean los valores de corriente con los cuales se calculan las acometidas y los ramales alimentadores de dichas redes. Algunas de las desventajas de seleccionar la capacidad de los transformadores empleando las metodologías derivadas de los procedimientos indicados en estas normas son: 1) se sobredimensiona la capacidad del transformador; puesto que la metodología de cálculo de las corrientes está basada en consumos típicos de Estados Unidos, no considera la variabilidad temporal de la demanda, y además considera que todos los consumos máximos tienen coincidencia en el tiempo; 2) no tiene en cuenta el costo del transformador y costo de su instalación (costo de inversión); 3) no tiene en cuenta el costo de operación durante la vida útil del equipo (costo de pérdidas) y 4) no involucra la pérdida de vida útil del transformador.

Las metodologías para la selección de la potencia de los transformadores de distribución que tienen en cuenta la pérdida de vida del transformador[3], así como los costos de inversión y operación, no son recientes; prueba de ello es el trabajo presentado en 1992 por Schneider y Hoad [4] para la selección de la capacidad de transformadores que atienden cargas residenciales monofásicas en un sistema eléctrico en Estados Unidos.

En 1998 Chen [5], propuso una metodología para la selección de la potencia de los transformadores para el sistema de distribución de Taiwán basada en criterios económicos. En este trabajo mediante programación dinámica encontraron el mínimo de una función de costos que incluye los costos asociados a las pérdidas del transformador y los costos de inversión y depreciación. En esta metodología se emplea la curva de carga típica de los usuarios para determinar las pérdidas del transformador.

En 2007 Amoiralis [6], empleó una metodología de selección de la capacidad de los transformadores que además de los costos también incluye una verificación de que el transformador no alcance una temperatura límite cuando

atiende la carga. Para esta metodología emplearon una técnica heurística basada en el método de colonias de hormigas, con la cual determinaron el mínimo de la función de costos propuesta.

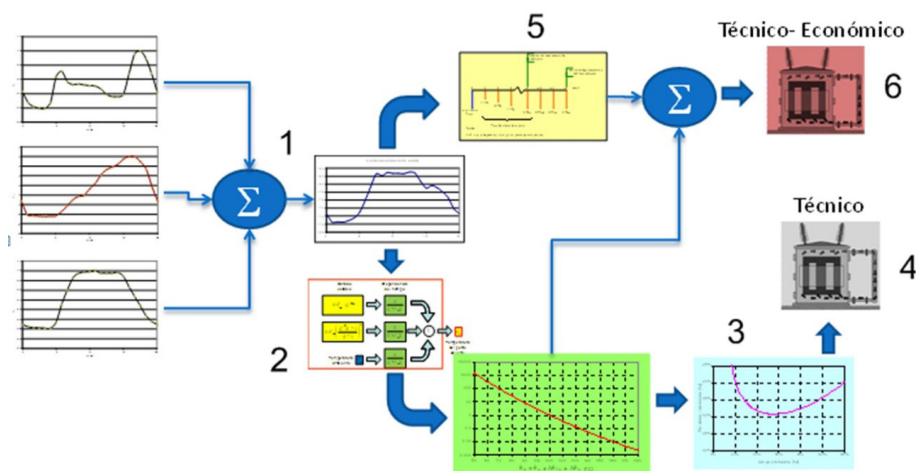
Luze en [7] propone una metodología para la selección de la capacidad de los transformadores evaluando solamente aspectos financieros. En esta metodología se estima la carga que debe atender el transformador a partir de caracterizar los consumos de tres tipos de usuarios: oficinas, apartamentos y tiendas de comercio, cuyos consumos están en función de las áreas ocupadas por los mismos.

Finalmente en 2010 Kannan y Au [8] proponen establecer la capacidad del transformador a partir de la curva de carga agregada. Este trabajo no hace una evaluación económica de la inversión y utilización del transformador, ni de la pérdida de vida del equipo, sino que centra su estudio en determinar, mediante un procedimiento estadístico, la más probable curva de carga agregada que debe atender el transformador.

En este trabajo se presenta una metodología para la selección de la capacidad del transformador de distribución que involucre criterios técnico-económicos como una mejor alternativa a las metodologías tradicionales derivadas de los lineamientos de la norma colombiana NTC 2050.

METODOLÓGIA PARA LA SELECCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES BASADA EN CRITERIOS TÉCNICO-ECONÓMICOS

La metodología para la determinación de la capacidad del transformador de distribución se ilustra de manera esquemática en la figura 1. Los pasos que sigue la metodología son: 1) determinación de la curva de carga diaria agregada, 2) evaluación térmica y cálculo de pérdida de vida útil del transformador, 3) determinación del rango de operación de máxima eficiencia de transformador, 4) selección de la potencia nominal del transformador basado en el criterio técnico, 5) evaluación económica (inversión y operación) y 6) selección de la potencia nominal del transformador de acuerdo con el criterio técnico-económico. Estos pasos se describen de forma detallada en las siguientes secciones.

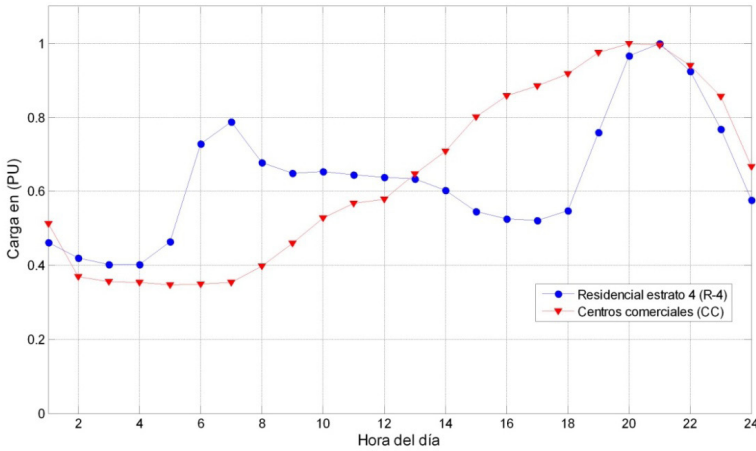


Fuente: propia.

Figura 1. Esquemático de la metodología de dimensionamiento de transformadores por criterios técnicos y técnico-económicos

Determinación de la curva de carga agregada

Para la aplicación de la metodología de selección de transformadores mediante criterios técnicos y técnico-económicos es necesario en primera instancia determinar la curva de carga diaria normalizada de los distintos tipos de clientes (mínimo con resolución horaria). En lo posible, en el caso de clientes residenciales, estas curvas se deben discriminar de acuerdo con la estratificación socioeconómica y por actividad económica (sectores y subsectores) para el resto de clientes. Se emplean curvas de carga diaria normalizadas, ya que lo importante dentro de la metodología es la forma de la curva en sí y no sus valores, los cuales cambian en función del número de usuarios de cada tipo que atienda el transformador. En la figura 2 se presentan ejemplos de curvas de carga diaria normalizadas [9].



Fuente: [9].

Figura 2. Curvas de carga normalizadas para usuarios residenciales

Debido a que un transformador puede atender distintos tipos de usuarios en un mismo intervalo de tiempo, el segundo paso para obtener la curva de carga agregada del transformador es determinar la demanda horaria por cada tipo de usuario. Esto se logra mediante la ecuación (1), tomando como insumos el consumo mensual estimado para este tipo de usuario y la curva de carga normalizada.

$$D_{k,i} = \frac{T_{k,i} * C_k}{720 * f_{c_k} * f_{p_k}} * N_k \quad (1)$$

Donde

$D_{k,i}$: Demanda de los usuarios tipo k en la hora i , [kVA].

$T_{k,i}$: Valor en pu de la curva de carga del usuario tipo k en la hora i .

C_k : Consumo mensual estimado para los usuarios tipo k , [kWh-mes].

N_k : Número de usuarios tipo k .

fc_k : Factor de carga de los usuarios tipo k .

fp_k : Factor de potencia de los usuarios tipo k .

El consumo mensual estimado para cada usuario se determina mediante la ecuación (2). El término M_k de la ecuación (2) se denomina el “factor de cobertura” y tiene como función considerar la variabilidad en la dispersión entre los consumos promedio de los diferentes usuarios que pertenecen a un mismo tipo de cliente, sector o subsector.

$$C_k = \bar{X}_k + M_k * \sigma_k \quad (2)$$

Donde

$\bar{X}_k$: Consumo mensual promedio para los usuarios tipo k ,[kWh-mes].

σ_k : Desviación estándar del consumo mensual para los usuarios tipo k ,[kWh-mes].

M_k : Constante que define el factor de cobertura [0 - 2,65].

Finalmente, mediante la ecuación (3) se determina la curva agregada del transformador, al sumar para cada hora la demanda de cada uno de los tipos de clientes.

$$D_i = \sum_{k=1}^c D_{k,i} \quad (3)$$

Donde

D_i : Demanda agregada del transformador en la hora i ,[kVA].

$D_{k,i}$: Demanda de los usuarios tipo k en la hora i , [kVA].

k : Tipo de usuario.

m : Número de tipos de usuarios que atiende el transformador.

Evaluación térmica y cálculo de pérdida de vida útil del transformador

La pérdida de vida útil de un transformador bajo condición normal de operación está comúnmente asociada a la degradación de los aislamientos sólidos a base de celulosa que conforman la parte activa (papel Kraft y cartón prensado).

La degradación de los aislamientos celulósicos se produce por tres fenómenos: la pirólisis, la oxidación y la hidrólisis. Suponiendo que el contenido de oxígeno y de agua en el interior del transformador se mantiene en valores normales de operación, la pirólisis es el fenómeno que determina la velocidad de degradación de los aislamientos celulósicos. La rata de envejecimiento por pirólisis de los aislamientos celulósicos se asemeja a una reacción del tipo Arrhenius[10], según la ecuación (4).

$$Vida (pu) = 9.8 \times 10^{-18} \cdot e^{\frac{15000}{\Theta_H + 273}} \quad (4)$$

Donde

Vida (pu) : Expectativa de vida del aislamiento en por unidad.

Θ_H : Temperatura del punto más caliente (hottest-spot), [°C].

La Guía de Cargabilidad de la IEEE para transformadores sumergidos en aceite mineral[10], ofrece varios criterios asociados a la expectativa de vida de 1 pu. En el caso de los transformadores de distribución, 1 pu de vida corresponde a 180000 horas o 20.55 años; es decir que para el caso del aislamiento celulósico del tipo térmicamente mejorado y sumergido en aceite mineral, estando libre de oxígeno y humedad, este podría trabajar de forma continua a una temperatura de 110 °C durante 20.55 años.

Si durante la operación del transformador la temperatura del punto más caliente estuviese por encima de los 110 °C, el envejecimiento del aislamiento se aceleraría respecto de la tasa de envejecimiento normal esperada y se desaceleraría si la temperatura fuese inferior a este valor. Este comportamiento puede ser cuantificado mediante el denominado factor de aceleración del envejecimiento (F_{AA}), el cual se calcula con la ecuación (5).

$$F_{AA} = e^{\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}} \quad (5)$$

Dado que los transformadores atienden una demanda variable a lo largo del día, se requiere encontrar un factor de aceleración del envejecimiento equivalente diario (F_{EQA}), el cual se puede obtener mediante la ecuación (6).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{24} F_{AA_n}}{24} \quad (6)$$

Finalmente, la pérdida de vida diaria porcentual respecto de la pérdida de vida normal esperada se determina mediante la ecuación (7).

$$\% \text{ pérdida de vida diaria} = \frac{F_{EQA} \cdot 24}{\text{Expectativa de vida normal (h)}} \cdot 100 \quad (7)$$

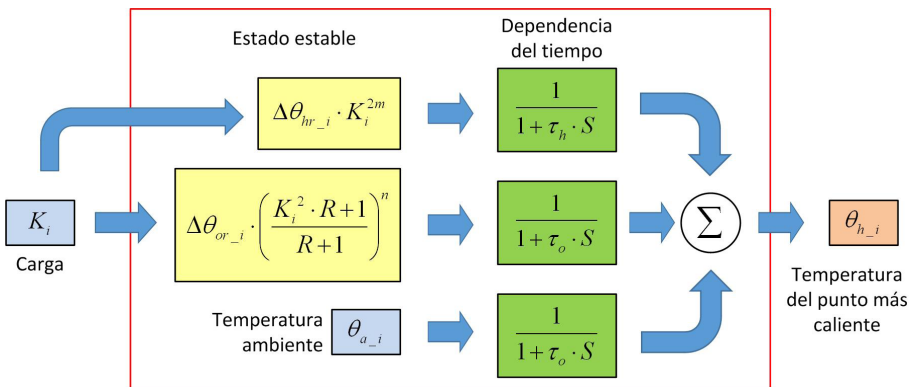
Si se toma el criterio de 180000 horas como expectativa de vida normal y una temperatura del punto caliente constante de 110 °C durante el día, la pérdida de vida normal esperada diaria sería de 0.0133 %. Cualquier valor superior a este correspondería a una pérdida de vida por encima de la normal esperada.

La única variable que falta para saber si atendiendo una determinada curva de carga agregada la vida del aislamiento y, por ende, del transformador no supera la expectativa de vida normal es la temperatura del punto más caliente (θ_H).

La temperatura del punto más caliente del transformador es difícil de medir, porque corresponde a un punto interno en los devanados, de ubicación indeterminada y que además modifica su posición con la variación de la carga del transformador. Es por esta razón que usualmente se emplean modelos térmicos de diferente complejidad para estimar el valor de temperatura del punto más caliente. Los modelos térmicos más aceptados, por su simplicidad, son los dados por las normas IEEE C57.91 [10] e IEC 60076-7[11]. Estos modelos determinan la temperatura del punto más caliente a partir de la

temperatura ambiente en la que se encuentra el transformador, el grado de carga de este y las características del propio transformador (pérdidas con carga y pérdidas de vacío).

A partir de los modelos térmicos del transformador y con el valor de la demanda que este debe atender por cada hora (D_i), tomada de la curva de carga agregada, se puede determinar la temperatura del punto caliente del transformador en cada hora ($\theta_{H,i}$). En la figura 3 se muestra de forma esquemática y simplificada el modelo térmico definido en [9], y en la figura 4 se presenta como ejemplo la curva de temperatura diaria para un transformador de 15 kVA y su correspondiente curva de temperatura del punto más caliente, calculada de acuerdo con [9].



Fuente: propia.

Figura 3. Esquemático del modelo térmico del transformador de acuerdo a la guía de cargabilidad de la IEEE [10]

Donde

K_i : Es el factor de carga del transformador para la hora i , $K_i = D_i/S_n$

R : Relación entre las pérdidas con carga y las pérdidas de vacío del transformador, $R = P_{cc}/P_0$.

$\Delta\theta_{hr}$: Incremento de la temperatura del punto caliente respecto de la temperatura del aceite en la parte superior para la hora i .

$\Delta\theta_{or}$: Incremento de la temperatura del aceite en la parte superior respecto de la temperatura ambiente para la hora i .

θ_{a_i} : Temperatura ambiente para la hora i .

τ_h : Constante de tiempo térmica de los devanados.

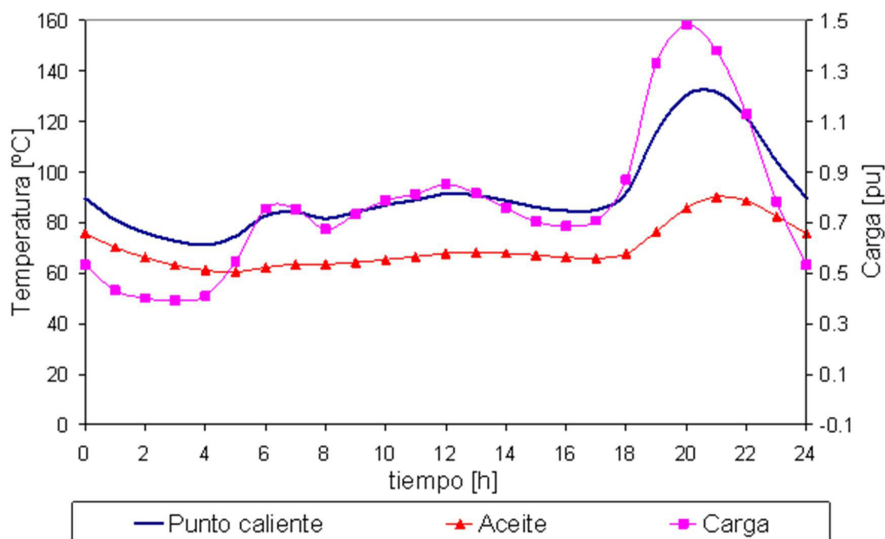
τ_o : Constante de tiempo térmica del aceite.

m, n : Coeficientes dependientes del tipo de refrigeración del transformador.

Con la temperatura del punto más caliente se determina la pérdida de vida útil por cada día en que el transformador atiende una demanda igual a la de la curva de carga agregada.

El rango de posibles transformadores por emplear se restringe a aquellos para los cuales se puede atender la demanda agregada, sin que se supere la expectativa de vida útil esperada.

La vida útil esperada es un parámetro que depende de las políticas de explotación del activo por parte de la empresa, con lo cual el criterio empleado puede diferir del valor de 180000 horas recomendado en [10].

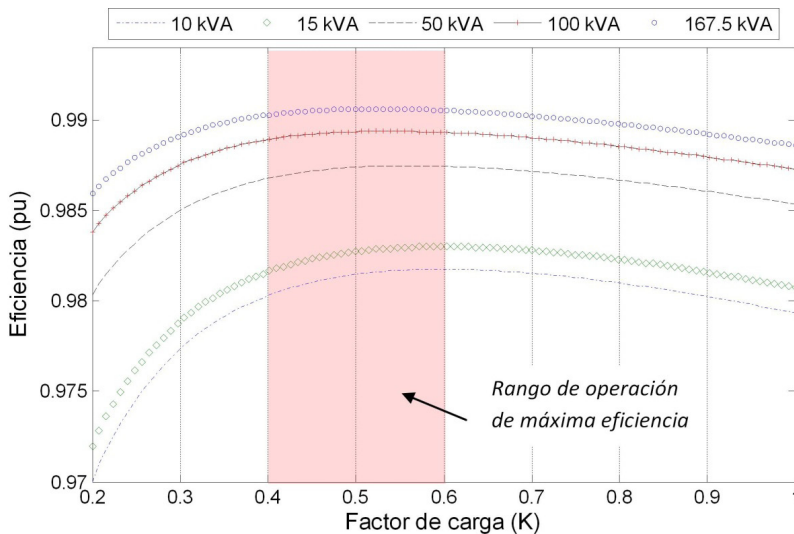


Fuente: [10].

Figura 4. Curva de carga diaria y temperatura del punto más caliente para un transformador monofásico de 15 kVA 13200V/240V, calculada de acuerdo a [9]

Rango eficiente de operación del transformador

El rango eficiente de operación del transformador depende de la relación entre las pérdidas con carga y las pérdidas sin carga del equipo. El rango eficiente de utilización para los transformadores normalizados, fabricados en Colombia bajo los requerimientos de las normas NTC 818 [12] y NTC 819 [13], está entre el 40 y el 60 % de su capacidad nominal. Este comportamiento se puede apreciar en la figura 5, en la que se han dibujado las curvas de eficiencia en función de la demanda de diferentes transformadores monofásicos normalizados de acuerdo con la NTC 818.



Fuente: propia.

Figura 5. Pérdidas vs. demanda atendida transformadores monofásicos normalizados según NTC 818, atendiendo cargas con factor de potencia de 0,9 en atraso

Selección del transformador técnico

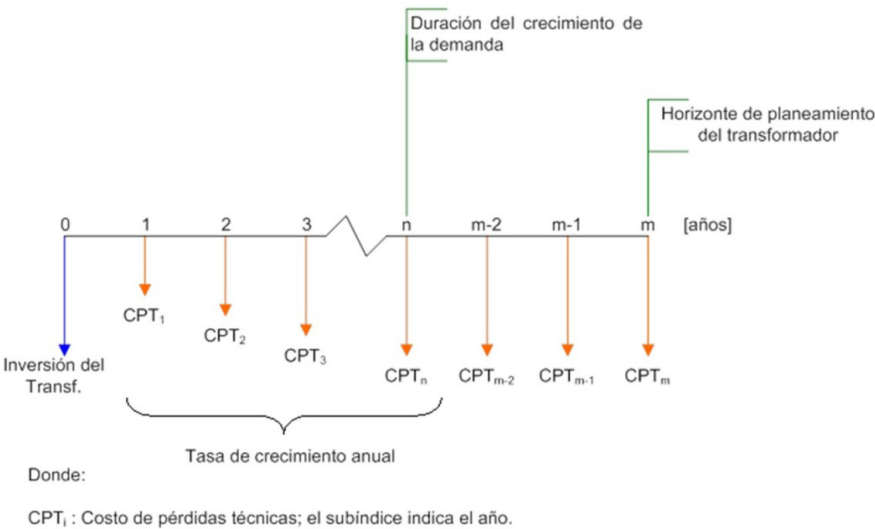
Una vez determinada la curva de carga agregada y los transformadores capaces de atender esta demanda sin pérdida de vida útil por encima del esperado, se selecciona el transformador técnico, el cual debe suplir la demanda promedio, ubicándose dentro de su rango eficiente de operación.

Evaluación económica

Definidos los transformadores que cumplen la expectativa de vida útil, se puede realizar para cada uno el cálculo del valor presente neto (VPN) de las pérdidas que tendrá a lo largo de su utilización más el costo propio del equipo.

En esta evaluación económica pueden además involucrarse factores como crecimiento de la demanda, tasa de retorno, costo de la energía y horizonte de planeamiento de planeamiento.

La figura 6 esquematiza un diagrama de flujo de costos asociados a la evaluación económica de los transformadores.



Fuente: propia.

Figura 6. Ejemplo de diagrama de flujo de costos para la evaluación económica

Selección del transformador técnico-económico

La selección del transformador técnico-económico implica escoger el transformador que tenga menor VPN. Bajo este criterio es posible que el punto de operación del transformador escogido, para la carga agregada calculada, no se ubique en su rango eficiente de utilización.

EVALUACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO

A fin de determinar qué tan certera es la selección de la capacidad del transformador de distribución, al emplear la metodología basada en el criterio técnico y el técnico-económico respecto de la metodología de dimensionamiento tradicional basada en los lineamientos de la norma NTC 2050, se realizó un estudio comparativo [14]. Para este estudio se tomaron 10 casos de proyectos en los cuales la selección del transformador se realizó empleando la metodología de la norma NTC 2050. En la tabla 1 se presenta la información de los casos de estudio.

Tabla 1. Resumen de la información de los casos de estudio

CASO	SECTOR	Número de clientes por tipo de usuario asociados al transformador	
		R	C
1	R-5	20	0
2	R-2	254	2
3	R-2	150	2
4	R-2	303	0
5	C	0	15
6	C	0	34
7	R-3	28	0
8	R-4	145	0
9	C	0	42
10	R-3	301	0

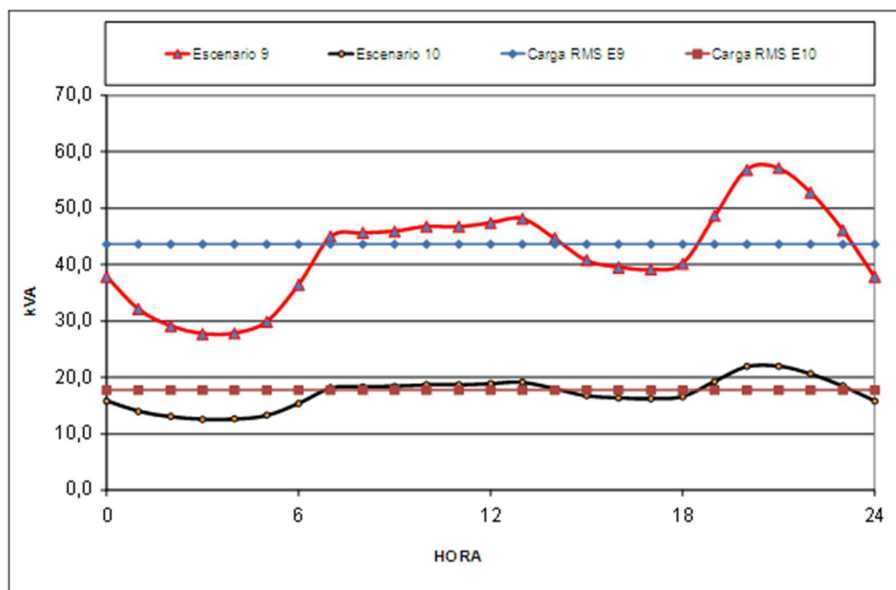
En la columna “sector2, la letra R indica que el transformador atiende prioritariamente clientes de tipo residencial; el número representa el estrato socioeconómico. De otra parte, la letra C aplica para clientes de tipo comercial.

En la selección de la capacidad del transformador, de acuerdo con los lineamientos de la norma NTC 2050, cabe destacar que el valor de potencia de reserva de capacidad del transformador y el valor asignado para la carga de los servicios comunes afectan el resultado final del dimensionamiento. La selección de estos dos valores, según la norma en mención, está bajo el

criterio del diseñador, por lo cual para proyectos de similares características es posible encontrar diferencias en la selección de la capacidad de los transformadores.

Los 10 casos de estudio se evaluaron a través de 2 escenarios de análisis diferentes (E9 y E10). En el escenario E9, la curva agregada de carga diaria del transformador se calculó a partir del consumo mensual promedio de cada uno de los clientes asociados a cada transformador; mientras que en escenario E10 la curva de demanda diaria se determinó a partir del consumo promedio mensual para cada tipo de usuario y subsector. Para ambos escenarios, en el dimensionamiento del transformador, tanto por la norma NTC 2050 como por la metodología planteada, se consideró una reserva de potencia igual para los servicios comunes.

A manera de ejemplo en la figura 7 se muestran las curvas de carga diaria agregada del caso de estudio n° 1, calculada para los escenarios E9 y E10, junto con sus correspondientes curvas de carga rms equivalente.



Fuente: propia.

Figura 7. Curvas agregadas escenarios E9 y E10, para el caso de estudio n° 1

En la tabla 2 se presentan los resultados de la selección de la capacidad del transformador para los 10 casos de estudio, empleando el criterio técnico (T) y técnico-económico (T-E) presentados en este trabajo y la metodología derivada de la norma NTC 2050.

Tabla 2. Comparación del dimensionamiento del transformador empleando la metodología tradicional y las metodologías basadas en los criterios técnico y técnico-económico

Caso	Escenario E9 [kVA]			Escenario E10 [kVA]			NTC 2050 [kVA]
	Carga rms	T-E	T	Carga rms	T-E	T	
1	43,6	75,0	112,5	17,7	30,0	45,0	45,0
2	122,6	150,0	300,0	94,6	150,0	225,0	225,0
3	61,1	112,5	150,0	56,7	75,0	150,0	112,5
4	134,1	150,0	400,0	109,2	150,0	300,0	150,0
5	22,0	30,0	45,0	23,3	30,0	45,0	150,0
6	10,1	15,0	30,0	38,4	45,0	75,0	112,5
7	14,0	15,0	30,0	12,7	15,0	30,0	75,0
8	63,7	112,5	150,0	82,0	112,5	150,0	150,0
9	8,0	15,0	15,0	47,1	75,0	112,5	75,0
10	24,2	45,0	45,0	125,5	150,0	300,0	300,0

De acuerdo con los resultados de la tabla 2, se aprecia que al emplear el criterio técnico-económico la capacidad del transformador, en la mayoría de los casos de estudio y para los dos escenarios de análisis, es la más cercana al valor RMS de la curva de demanda diaria agregada, siendo entonces un dimensionamiento de la capacidad más acorde con la carga que el transformador debe atender. En contraposición, cuando se emplea la metodología de dimensionamiento de la capacidad del transformador a partir de los criterios de la norma NTC 2050, en la mayoría de los casos de estudio y de análisis la potencia del transformador es la más alejada de los valores RMS de la carga, lo cual evidencia un sobredimensionamiento de la capacidad. Cuando se emplea el criterio técnico, el dimensionamiento de la capacidad en algunos casos puede incluso ser superior al obtenido con la metodología de la NTC 2050, y esto es más evidente para el escenario

E10. El dimensionamiento para el escenario E9, empleando la metodología basada en criterios técnico-económico, es más acorde con la realidad de la carga que atiende, ya que en este caso la carga está mejor caracterizada.

CONCLUSIONES

La metodología de selección de la capacidad de transformadores de distribución basada en criterios técnico-económicos es más acertada que las metodologías derivadas de la norma NTC 2050, ya que considera la variabilidad temporal de los consumos de sus propios usuarios, pudiendo discriminarlos además por sectores y subsectores, para así tener en cuenta aspectos socioeconómicos y de la propia actividad desarrollada por los usuarios.

Esta metodología además considera aspectos técnicos como la vida útil del transformador, la cual es calculada a partir de la evaluación del modelo térmico del mismo, partiendo de la propia carga que debe atender y de las características técnicas de los transformadores normalizados que se emplean en Colombia.

Otra ventaja importante de la metodología mostrada en este trabajo consiste en que además considera aspectos de tipo económico, como son el costo de las pérdidas del transformador a lo largo del periodo de vida útil, crecimiento de la demanda, costo de la inversión inicial y tasa de retorno esperada.

La evaluación técnica que realiza la metodología, sumada a la evaluación económica y a la capacidad inherente de sobrecarga temporal que tienen los transformadores eléctricos, brinda la opción de encontrar la capacidad adecuada del transformador desde un punto de vista técnico-económico en el cual se pueda atender de manera adecuada la demanda esperada con un menor costo de inversión y operación, además de mayor eficiencia a lo largo de la vida útil esperada del activo.

Para que la metodología arroje correctos resultados se debe tener especial cuidado en el factor de cobertura empleado en determinar la forma de la distribución de los datos de consumo tomados de la facturación comercial y en la caracterización adecuada de las curvas de carga típicas.

REFERENCIAS

- [1] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Código Eléctrico Colombiano – NTC 2050. Primera actualización. Icontec, p. 1041, 2002.
- [2] National Electrical Safety Code Handbook, NESC Handbook , 6th ed., pp. i-680, 2007.
- [3] C. A. Helfrich, and R. W. Carlson, “Using Insulation Aging to Size Transformers in High-Ambient-Temperature Secondary-Selective Applications”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, n° 2. pp. 1503–1508, 2014.
- [4] K. C. Schneider and R. F. Hoad, “Initial transformer sizing for single-phase residential load”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, n° 4. pp. 2074–2081, 1992.
- [5] C.-S. Chen and T.-H. Wu, “Optimal distribution transformer sizing by dynamic programming”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 20, n° 3, pp. 161–167, 1998.
- [6] E. I. Amoiralis, M. A. Tsili, P. S. Georgilakis, and A. G. Kladas, “Ant colony solution to optimal transformer sizing problem”, *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization, EPQU 2007*. pp. 1-6, 2007.
- [7] J. D. Luze, “Distribution transformer size optimization by forecasting customer electricity load”, *Rural Electric Power Conference, REPC 2009*. IEEE, pp. C2-C2-6.
- [8] S. Kannan and M. T. Au, “Probabilistic approach in sizing distribution transformers,” Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), in *2010 IEEE 11th International Conference on*, pp. 599-603.
- [9] División Planificación De La, “Caracterización de la Demanda de los Diferentes Sectores Socioeconómicos”, 2002.
- [10] “IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators”, 2012.
- [11] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 60076-7, Power Transformers Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers”, 2005.
- [12] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec), “NTC 818: Electrotécnia. Transformadores monofásicos autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga. Pérdidas y tensión de corto circuito” Icontec, p. 5, 1995.
- [13] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec), “NTC 819: Electrotécnia. Transformadores trifásicos autorefrigerados y sumergi-

dos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito". Icontec, 1995.

- [14] (GRALTA) Grupo de Investigación en Alta Tensión, "Evaluación de las Metodologías para el Dimensionamiento de Transformadores de Distribución y la Red de Baja Tensión Asociada". Cali, Colombia: Universidad del Valle, 2008.