

# Estimation of Technical Energy Losses in Electrical Distribution Systems

M. Madrigal, *Senior Member, IEEE*, J. J. Rico, *Member, IEEE* and L. Uzcategui, *Member, IEEE*

**Abstract**— Two of the principal problems with the energy losses estimation in distribution systems, are the huge (or few) amount of information of the distribution system and the computing time required for an exact calculus of the power losses. In this paper a new methodology for losses estimation in distribution systems is presented, the methodology uses statistic techniques in order to reduce the amount of information and computing time required for an exact energy losses study, the results obtained with the proposes methodology are very close to those obtained with exact methods. A real distribution system is analyzed, the system includes 13 power substation, 50 medium voltage feeder, 6513 low voltage feeder and 224,519 users.

**Keywords**— Electric distribution systems, electrical losses, statistical techniques.

## I. INTRODUCCIÓN

EN los sistemas eléctricos existen pérdidas de energía eléctrica, y es de suma importancia para las empresas de servicio eléctrico contar con un método de estimación que permita identificar y cuantificar estas pérdidas con resultados muy próximos a los valores exactos, con el fin de elaborar estrategias para su control y mitigación [1].

Las pérdidas totales de energía en un sistema eléctrico se obtienen de la diferencia entre la energía recibida (operada) y la energía entregada (facturada); y pueden clasificarse en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas representan la energía que se pierde debido al paso de una corriente eléctrica en los conductores de los diferentes elementos que conforman un sistema eléctrico.

En los sistemas de transmisión y distribución, las pérdidas técnicas están ubicadas principalmente en líneas eléctricas y transformadores. Típicamente el 70% de las pérdidas técnicas ocurre en las redes de distribución, de las cuales la tercera parte ocurre en transformadores y las dos terceras partes restantes en los demás elementos del sistema (predominando las líneas eléctricas) [2]. Las pérdidas técnicas en un sistema de distribución pueden clasificarse de acuerdo a los sectores donde ocurren de la siguiente manera: en alta tensión ( $69 \text{ kV} \leq V \leq 115 \text{ kV}$ ), en media tensión ( $7 \text{ kV} \leq V < 69 \text{ kV}$ ), en redes secundarias ( $V < 7 \text{ kV}$ ), en acometidas eléctricas a usuarios, y en medidores de energía. Calcular las pérdidas eléctricas y tratar de reducirlas es uno de los principales problemas que enfrentan los sistemas de distribución, dichas pérdidas están alrededor del 7% del total del sistema [3].

En general a nivel mundial, las pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución son estimadas, a pesar de la gran cantidad de información que se pueden tener en algunos sistemas de distribución modernos, o escasa información en sistemas de distribución en países en vías de desarrollo [4].

Las principales razones de estimar las pérdidas y no

medirlas son basicamente: la falta de información de la red, medidores inadecuados en la red, falta de base de datos confiable, alto costo de procesamiento de información, entre otros. La estimación de pérdidas también tienen sus problemas asociados, como puede ser el periodo de medición de la demanda utilizada en la estimación, pero sigue siendo la estimación una técnica muy utilizada en los sistemas de distribución actuales [5].

Dos de los principales problemas en la estimación de pérdidas de energía en los sistemas eléctricos de distribución son la gran cantidad de información requerida y gran número de cálculos a realizar; además en determinados casos las empresas presentan limitación de información, información incierta o en el peor de los casos, sin información [6].

Existen diversos métodos para estimar las pérdidas técnicas de energía. El método exacto es el método que arroja los resultados más cercanos a los valores correctos, pero requiere de una gran cantidad de datos y cálculos computacionales, lo cual resulta impráctico y difícil de lograr [7]. El método de factor de pérdidas solo requiere una simulación de flujo de potencia por circuito eléctrico para la condición de demanda máxima en cada uno de ellos, pero los resultados obtenidos pueden presentar grandes desviaciones con respecto a los valores exactos de pérdidas [7]. En [3] el número de cálculos computacionales para estimar las pérdidas técnicas de energía es reducido al obtener los momentos estadísticos de las curvas de demanda diaria del sistema eléctrico. El inconveniente de este método es que requiere como dato los perfiles de carga en cada punto de entrega de energía, información que normalmente no está disponible en las empresas de servicio eléctrico.

En [8] se muestra un método para estimar las pérdidas técnicas de energía como una combinación del método exacto con el método de factor de pérdidas, pero dicho método requiere gran cantidad de información y cálculos correspondientes. En [9] es explicado un método para determinar las pérdidas de energía en sistemas de distribución cuando el conjunto de modelos de los datos no está disponible.

Considerando lo anterior, en este artículo se desarrolla una metodología para estimar las pérdidas técnicas de energía en sistemas eléctricos de distribución, haciendo uso de técnicas estadísticas de forma tal que emplea la menor cantidad de información y cálculos posibles; y obtener un resultado lo más preciso posible.

## II. TÉCNICAS ESTADÍSTICAS EMPLEADAS

Las técnicas estadísticas aquí mostradas, son aquellas que en este artículo se utilizaron para el problema de estimación de pérdidas técnicas en sistemas eléctricos de distribución.

M. Madrigal, Inst. Tec. de Morelia, México, manuelmadrigal@ieee.org

J. J. Rico, Universidad Michoacana, México, jerico@umich.mx

L. Uzcategui, AYESA, México, leonardo.uzcategui@hotmail.com

### A. Agrupamiento Estadístico de Curvas de Demanda Diaria

Debido a la gran cantidad de perfiles (curvas) de demanda que se pueden tener de un sistema eléctrico de distribución, es muy difícil poder estimar las pérdidas de energía para todas las condiciones de demanda del sistema, para ello el agrupamiento estadístico de curvas de demanda diaria se hace con la finalidad de obtener un número reducido de curvas al agruparlas de acuerdo a la similitud de sus formas [10]. El número de grupos depende tanto del nivel de similitud deseado, como de la variabilidad de los datos de demanda con respecto al valor promedio. En este caso se trabajan con niveles de similitud iguales o superiores al 90%. Es importante mencionar que las demandas de las diferentes curvas se encuentran en las mismas unidades, ya sean kW, MW, GW, entre otras.

El coeficiente de correlación es la métrica utilizada para medir la similitud entre cada par de curvas, el cual se obtiene para dos conjuntos de valores  $\hat{x}_i$  y  $\hat{x}_j$  mediante:

$$d(\hat{x}_i, \hat{x}_j) = 1 - \frac{(\hat{x}_i - \bar{x}_i)(\hat{x}_j - \bar{x}_j)^T}{\sqrt{(\hat{x}_i - \bar{x}_i)(\hat{x}_i - \bar{x}_i)^T} \sqrt{(\hat{x}_j - \bar{x}_j)(\hat{x}_j - \bar{x}_j)^T}} \quad (1)$$

donde  $\bar{x}_i$  y  $\bar{x}_j$  son las medias aritméticas de los conjuntos de valores  $\hat{x}_i$  y  $\hat{x}_j$ , respectivamente.

Se aplica la técnica de agrupamiento estadístico jerárquico con enlace simple, el cual une a dos curvas con la menor distancia entre ellas (mayor coeficiente de correlación), independientemente de la distancia de las otras curvas existentes en un mismo grupo, es decir:

$$d(u, v) = \min(\text{dist}(\hat{x}_{u,i}, \hat{x}_{v,j})), \quad (2)$$

$$i \in (1, \dots, n_u), \quad j \in (1, \dots, n_v)$$

donde  $u$  y  $v$  son dos grupos con  $n_u$  y  $n_v$  curvas en cada uno de ellos, respectivamente.

Una vez formados los grupos, se encuentra una curva o *día típico* por cada grupo, siendo este día típico el correspondiente a la curva diaria más próxima al promedio de las curvas de demanda diaria dentro de cada grupo. La distancia entre un día  $i$  dado y el promedio de curvas de demanda diaria se obtiene por distancia Euclidiana de la forma:

$$d(\hat{x}_i, \hat{x}_{prom}) = \sqrt{(\hat{x}_i - \hat{x}_{prom})(\hat{x}_i - \hat{x}_{prom})^T} \quad (3)$$

donde  $\hat{x}_{prom}$  es la curva promedio de demanda diaria de un grupo específico.

De este análisis estadístico, la demanda a utilizar en la simulación de flujos de potencia para la estimación de pérdidas técnicas del sistema eléctrico analizado, corresponde al promedio diario de cada día típico obtenido.

### B. Agrupamiento Estadístico de Circuitos Eléctricos

Los sistemas eléctricos de distribución tienen la característica de estar conformados por una gran cantidad de circuitos o alimentadores, de los cuales en muchos de los casos se hace imposible poder determinar las pérdidas técnicas

para cada uno de ellos. Cuando el sistema eléctrico de distribución presenta esta característica en un mismo nivel de tensión, se puede optar por aplicar agrupamiento estadístico de circuitos eléctricos, esto con el objeto de encontrar un número reducido de ellos que sean representativos de la población total. El agrupamiento de circuitos se recomienda en el caso de que la empresa no posea la información necesaria de todos sus circuitos para poder realizar simulaciones de flujos de potencia en cada uno de ellos.

Los circuitos eléctricos de distribución presentan un número elevado de variables, tales como longitudes de conductores, características de conductores, tipos de estructuras, número de fases en líneas, tipos de transformadores, capacidades de transformadores, entre otras. A medida que se describan mejor los circuitos eléctricos, más preciso será el resultado obtenido del agrupamiento, pero por otro lado está la limitación de información que pueda presentar la empresa con respecto a sus circuitos eléctricos.

En virtud de lo anterior, se seleccionan cuatro variables de uso común en las empresas con relación a sus circuitos eléctricos, como lo son: longitud total de conductores, resistencia equivalente ponderada de conductores, capacidad instalada de transformación y número de transformadores instalados. Es muy importante tener presente que los circuitos eléctricos presentan una naturaleza muy variable con relación a los datos que los caracterizan, por tanto los resultados obtenidos por agrupamiento de circuitos pueden presentar un error elevado para algunos de ellos.

Antes de iniciar el proceso de agrupamiento, las cuatro variables en cada circuito deben ser normalizadas al ser divididos por el valor máximo de cada una de ellas en el conjunto total de circuitos. En este caso se quieren agrupar los circuitos de acuerdo a la distribución proporcional de estas cuatro variables, por ello se utiliza el coeficiente de correlación dado en la ec. (1) como métrica, y la técnica de agrupamiento jerárquica con enlace simple, obteniendo las distancias entre grupos de acuerdo a la ec. (2). El *circuito típico* de cada grupo se obtiene en forma similar a lo aplicado para el día típico en el agrupamiento de curvas de demanda diaria, utilizando la distancia Euclidiana dada en la ec. (3).

### C. Muestreo Aleatorio Simple de Sectores Electrificados

Un sector electrificado se define como toda una red de baja tensión alimentada por un transformador de distribución. Para este estudio, se diseña un muestreo aleatorio simple considerando el total de sectores electrificados como la población de elementos a muestrear [11]. Se supone que se trata de una población con distribución normal de probabilidad, y se quiere encontrar la media aritmética de las pérdidas de energía en las redes de baja tensión, por tanto el tamaño de la muestra esta dado por:

$$n = \frac{(Z_{\alpha/2}\sigma)^2 N}{(Z_{\alpha/2}\sigma)^2 + E^2 (N-1)} \quad (4)$$

donde  $n$  es el tamaño de la muestra,  $Z_{\alpha/2}$  es el valor de  $Z$  a la derecha del cual se tiene un área  $\alpha/2$  para distribución normal, siendo normalmente  $\alpha=0.05$  para un nivel de confianza del 95%,  $\sigma$  es la desviación estándar poblacional

de la variable de estudio, la cual en caso de no conocerse se obtiene de una muestra previa o de un estudio piloto,  $N$  es el total de elementos de la población y  $E$  es el error muestral especificado, el cual suele tomar un valor menor a 0.10, y con frecuencia se establece entre 0.03 y 0.04 (3% y 4%).

### III. METODOLOGÍA

La metodología para la estimación de pérdidas técnicas se describe en esta sección.

#### A. Simulador de Flujos de Potencia

Para la precisión de los resultados es muy importante contar con un simulador de flujos de potencia en el marco trifásico y que los modelos que representan los diferentes componentes de los sistemas eléctricos de distribución sean lo más completos posibles. El simulador de flujos de potencia debe permitir incluir los transformadores de distribución y arrojar como resultados las pérdidas en cada componente, sabiendo que estas pérdidas se presentan mayormente en las líneas eléctricas y transformadores de distribución.

Normalmente las demandas de potencia son medidas al inicio de los circuitos eléctricos y se desconoce el valor exacto de demanda en cada nodo de carga. En estos casos, es común que la demanda del circuito se distribuya proporcionalmente con relación a la capacidad de transformación instalada en cada nodo de carga.

#### B. Pérdidas Técnicas en Sistema de Alta y Media Tensión

En el caso de que el sistema eléctrico sea pequeño (menor a 10 circuitos independientes), o un sistema eléctrico grande donde se conozca la información completa de ellos, se ejecutan simulaciones de flujos de potencia, teniendo como demanda del sistema el promedio diario de los días típicos resultantes del agrupamiento de curvas de demanda diaria. Las pérdidas obtenidas en cada día típico son multiplicadas por el total de días que conforman al grupo relacionado con cada día típico, obteniendo de esta forma las pérdidas de energía en el periodo de estudio que normalmente es de un año.

Por otro lado, si existe un número considerable de circuitos eléctricos independientes y se desconocen los datos completos de todos ellos, se aplica agrupamiento estadístico de circuitos. En cada circuito típico se realizan simulaciones de flujos de potencia con demandas obtenidas del agrupamiento estadístico de sus curvas de demanda diaria, encontrando de esta forma las pérdidas en líneas y transformadores asociados a los circuitos típicos.

Las pérdidas de energía en las líneas eléctricas de los demás circuitos, pertenecientes a cada grupo específico se determinan mediante:

$$(\%Lin)_i = (\%Lin)_{tip} * \frac{\left(\frac{Dprom_i}{Dprom_{tip}}\right)^2 * \left(\frac{Long_i}{Long_{tip}}\right) * \left(\frac{Re_i}{Re_{tip}}\right)}{\left(\frac{Num\_Tx_i}{Num\_Tx_{tip}}\right)} \quad (5)$$

donde  $(\%Lin)_i$  es el porcentaje de pérdidas en líneas eléctricas del circuito  $i$  con respecto a la energía demandada por este en el periodo de estudio;  $(\%Lin)_{tip}$  es el porcentaje

de pérdidas en líneas eléctricas del circuito típico con respecto a su energía demandada durante el periodo de estudio;  $Dprom_{i,tip}$  son las demandas promedios de los circuitos  $i$  y típico en el periodo de estudio;  $Long_{i,tip}$  son las longitudes totales de conductores en los circuitos  $i$  y típico;  $Re_{i,tip}$  son las resistencias ponderadas equivalentes de los circuitos  $i$  y típico; y  $Num\_Tx_{i,tip}$  son los números de transformadores instalados en los circuitos  $i$  y típico.

Las pérdidas de energía asociadas a los transformadores de los circuitos eléctricos restantes de un grupo específico se encuentran a través de:

$$(\%Tx)_i = (\%Tx)_{tip} * \frac{\left(\frac{Dprom_i}{Cap_i}\right)}{\left(\frac{Dprom_{tip}}{Cap_{tip}}\right)} \quad (6)$$

donde  $(\%Tx)_{i,tip}$  son los porcentajes de pérdidas en transformadores del circuito  $i$  y típico, con respecto a la energía demandada por ellos durante el periodo de estudio; y  $Cap_{i,tip}$  son las capacidades de transformación instaladas en los circuitos  $i$  y típico.

Las pérdidas en las líneas eléctricas son muy sensibles a la distribución de cargas en los circuitos eléctricos, sabiendo que a medida que la carga se aleja de la fuente del circuito, se originan mayores pérdidas en las líneas. Considerando esto, se diseña un coeficiente de ajuste de distribución de cargas, el cual considera lo anteriormente indicado, tomando en cuenta las relaciones de las capacidades de transformación en cada tercio de la longitud de líneas del circuito, con respecto al circuito típico del grupo al cual pertenece. El coeficiente de ajuste esta definido por:

$$C_{adj} = \frac{k_1 (Cap_{1/3})^2 + k_2 (Cap_{2/3})^2 + k_3 (Cap_{3/3})^2}{k_1 + k_2 + k_3} \quad (7)$$

donde  $C_{adj}$  es el coeficiente de ajuste,  $Cap_{1/3,2/3,3/3}$  son las relaciones de capacidades de transformación en cada tercio de longitud de líneas del circuito analizado con respecto al circuito típico y  $k_1, k_2, k_3$  son constantes de ajuste, donde  $k_1 < k_2 < k_3$  y son valores comprendidos entre 0 y 1. Conociendo el coeficiente de ajuste en cada circuito, el nuevo valor de pérdidas de energía en líneas se obtiene al multiplicar el resultado de la ec. (5) por el respectivo coeficiente de ajuste.

En determinados casos los límites de operación de la empresa de servicio eléctrico inicia en las subestaciones eléctricas de potencia. En este caso las pérdidas de energía en los transformadores se obtienen a partir de las potencias promedios de los días típicos resultantes del agrupamiento de las curvas de demanda diarias. Las pérdidas por efecto Joule se determinan por:

$$P_{Tx}^j = P_{Tx}^{nom} \left( \frac{S_{Tx}^j}{S_{Tx}^{nom}} \right)^2 \quad (8)$$

donde  $P_{Tx}^j$  son las pérdidas de potencia por efecto Joule para una demanda  $S_{Tx}^j$ ; y  $P_{Tx}^{nom}$  son las pérdidas de potencia por efecto Joule para la capacidad nominal  $S_{Tx}^{nom}$  del transformador. Las pérdidas de energía en el periodo de estudio son obtenidas al multiplicar la energía perdida en los días típicos por el total de días que conforman cada uno de los grupos.

Las pérdidas en vacío en los transformadores son consideradas constantes ante las variaciones de voltaje, por consiguiente, las pérdidas de energía son obtenidas al multiplicar las pérdidas nominales de potencia en vacío por el periodo de estudio.

### C. Pérdidas Técnicas en Redes Secundarias

Si se dispone de la información necesaria en las redes secundarias, se pueden aplicar los procedimientos explicados para los sistemas en alta y media tensión, ya sea por agrupamiento de curvas de demanda diaria o por agrupamiento de circuitos eléctricos. En caso contrario se diseña un muestreo aleatorio simple para seleccionar las redes secundarias, donde se instalan medidores con perfiles de carga en los lados de baja tensión de los transformadores de distribución, y registrar la energía consumida por los usuarios servidos por cada una de estas redes, de forma tal de obtener las pérdidas en cada red como la diferencia de la energía entregada con la energía consumida. En este caso debe asegurarse que cada red este libre de anomalías, tales como robos o fraudes de energía a fin de garantizar un buen resultado. De los resultados obtenidos se encuentra la media aritmética de las pérdidas por red, valor que será proyectado al total de redes secundarias en la empresa analizada.

En el caso de que la empresa no disponga de los medidores necesarios para cubrir el número de redes obtenidas del muestreo, se instalan los existentes, teniendo en cuenta que el error de muestreo cambia. Si los medidores instalados son menores a 30, el error se obtiene por medio del estadístico  $t$  de la forma:

$$Error = t_{n-1, \alpha/2, 2} \frac{s}{\sqrt{n}} \quad (9)$$

donde  $t_{n-1, \alpha/2, 2}$  es el estadístico  $t$  para  $(n-1)$  grados de libertad y nivel de confianza  $(1-\alpha)$  con prueba de dos colas,  $s$  es la desviación estándar de las pérdidas de energía en las redes secundarias muestreadas, y  $n$  es el número de muestras o medidores instalados.

### D. Pérdidas Técnicas en Acometidas Eléctricas a Usuarios

Del registro del total de energía consumida en los usuarios servidos en el periodo de estudio, se obtiene la demanda total como sigue:

$$Demanda_{kW}^{Tot} = \frac{kWH \text{ totales en periodo } T}{(Dias \text{ en periodo } T) * 24 \text{ Horas}} \quad (10)$$

A partir de la demanda total se encuentra la corriente promedio por fase en cada acometida al aplicar:

$$I_{fase}^{prom} = \frac{Demanda_{kW}^{Tot}}{[\#Us * Fases_{prom} / Us * V_{prom} * F.P]} \quad (11)$$

donde  $I_{fase}^{prom}$  es la corriente promedio por fase,  $\#Us$  es el número de usuarios servidos,  $Fases_{prom} / Us$  son las fases promedio por usuario,  $V_{prom}$  es el voltaje fase a tierra promedio de alimentación y  $F.P$  es el factor de potencia de la carga alimentada.

De muestreos o inspecciones se encuentra el calibre del conductor promedio y por ende la resistencia promedio equivalente de cada acometida, así como la longitud promedio. Con estos datos y la corriente promedio por fase se calcula la pérdida de potencia por cada acometida:

$$P_{acom} = \frac{(I_{fase}^{prom})^2 * (\Omega / km) * (L_{prom}) * (Hilos / us)}{1000} \quad (12)$$

donde  $P_{acom}$  es la pérdida de potencia por acometida,  $\Omega / km$  es la resistencia del conductor promedio,  $L_{prom}$  es la longitud promedio de las acometidas e  $Hilos / us$  es la cantidad de hilos por usuario (fases + neutro).

Las pérdidas de energía en las acometidas eléctricas se haya al multiplicar las pérdidas de potencia por acometida y por el número de horas en el periodo de estudio, es decir:

$$P_{energ\_tot} = P_{acom} * Num\_acom * T_{horas} \quad (13)$$

### E. Pérdidas Técnicas en Medidores de Energía

En este caso solo se consideran las pérdidas de energía en los medidores electromecánicos y electrónicos. Conociendo de los datos de fabricantes las pérdidas de potencia en cada bobina de los medidores electromecánicos y cada equipo electrónico, se encuentra el total de pérdidas de energía. En los medidores electromecánicos existe una bobina por cada fase alimentada. Entonces las pérdidas de energía en estos equipos se encuentran a partir de:

Medidores electromecánicos:

$$P_{elec\_mec} = \frac{(Num_{bobinas}) * (W_{bobina}) * T_{Horas}}{1000} \quad (14)$$

Medidores electrónicos:

$$P_{elect} = \frac{(Num_{medidores}) * (W_{equipo}) * T_{Horas}}{1000} \quad (15)$$

## IV. CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se aplica la metodología para estimación de pérdidas técnicas para un periodo de un año, en un sistema eléctrico conformado por un sistema anillado en 115 kV con 13 subestaciones eléctricas de potencia, 50 circuitos de media tensión en 13.8 kV, 6513 redes de baja tensión en 220/127 V y 224519 usuarios. En la Fig. 1 se muestra el sistema anillado en 115 kV. El nodo 13 esta

conformado por una industria que compra energía a nivel de 115 kV, cuya demanda se mantiene constante a lo largo de todo el año. En la tabla I se indican los circuitos de media tensión asociadas a cada una de las subestaciones de potencia.

Cabe destacar que tanto el sistema en 115 kV y los circuitos eléctricos en 13.8 kV presentan diferentes tipos de estructuras y tipos de conductores en las líneas eléctricas aéreas. Los circuitos en media tensión son radiales. Con respecto a baja tensión se dispone de la información señalada en la tabla II, sabiendo además que el conductor promedio de acometidas es un cable aislado de cobre # 10 AWG con resistencia de 4.38  $\Omega$ /km; con longitud promedio de 11.013 metros; y la energía total entregada a los usuarios en baja tensión durante el año de estudio fue de 805681.62 MWH/año.

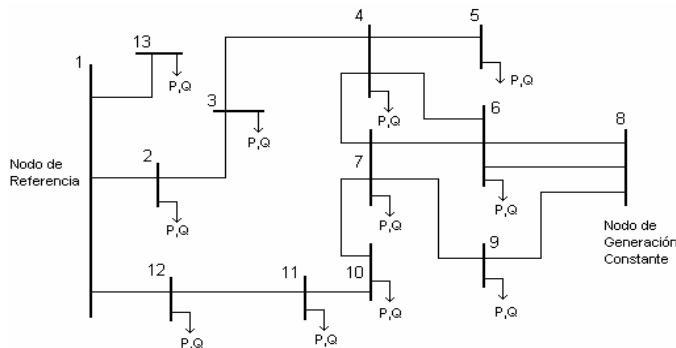


Figura 1. Sistema eléctrico anillado en 115 kV

TABLA I. CIRCUITOS ELÉCTRICOS EN MEDIA TENSIÓN ASOCIADOS A CADA SUBESTACIÓN DE POTENCIA.

Nodo	Circuitos de Media Tensión
Nodo 2	C20, C21, C22, C23, C24, C25, C26, C27, C28
Nodo 3	C33, C34, C35
Nodo 4	C44, C45, C46, C47
Nodo 5	C15, C16, C17, C18, C19
Nodo 6	C48, C49, C50
Nodo 7	C29, C30, C31, C32
Nodo 9	C7, C8, C9, C10
Nodo 10	C1, C2, C3, C4, C5, C6
Nodo 11	C11, C12, C13, C14
Nodo 12	C36, C37, C38, C39, C40, C41, C42, C43

TABLA II. NÚMERO DE SERVICIOS POR FASE.

Número de Fases	Servicios Alimentados
1	210204
2	9616
3	4709

De los 224519 servicios prestados por la empresa, 2500 tienen medidores digitales trifásicos, el consumo de energía en los servicios restantes son registrados con medidores electromecánicos. Por datos del fabricante, se sabe que en cada medidor trifásico se pierden 8 W, mientras que en cada bobina de un medidor electromecánico se pierden 1.1 W. En la tabla III se muestran los resultados obtenidos de la estimación de pérdidas técnicas de energía en los sistemas eléctricos de alta y media tensión. Estas pérdidas son calculadas por el método de factor de pérdidas y comparados con el método exacto, la tabla III muestra también los errores

de este método al comparar con los resultados obtenidos del método exacto. En la tabla Tx indica transformadores.

TABLA III. RESULTADOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN POR MÉTODO DE FACTOR DE PÉRDIDAS.

Sistema	% Pérdidas			% Errores		
	Líneas	Tx	Total	Líneas	Tx	Total
A.T	0.30	0.44	0.75	60.92	19.62	43.71
M.T	1.30	1.76	3.07	-18.59	-3.75	-9.57

Los signos negativos de la tabla III indican que los resultados estimados son mayores a los valores exactos. Como es sabido, con el método de factor de pérdidas solo se simula cada circuito eléctrico para el caso de demanda máxima, por lo tanto, en este caso se efectuó una simulación para el sistema en alta tensión y 50 simulaciones para el sistema en media tensión.

A continuación se muestran los resultados obtenidos mediante la metodología mostrada en este artículo.

#### A. Pérdidas en el Sistema en Alta Tensión (115 kV)

El sistema de alta tensión es un sistema pequeño, del cual se conoce toda la información necesaria para realizar simulaciones de flujos de potencia, por tanto se aplica agrupamiento estadístico solamente para las curvas de demanda diaria. De este sistema se tienen 13 subestaciones, de las cuales se tienen 365 curvas de demanda diaria, esto da un total de 4745 curvas de demanda para este sistema de 115 kV. Los resultados del agrupamiento arrojan 6 grupos de curvas, lo que implica 6 simulaciones, 1 para cada día típico, esto reduce en grande la cantidad de estudios de flujos de carga para estimar las pérdidas técnicas. Los resultados obtenidos usando el agrupamiento se muestra en la tabla IV.

TABLA IV. RESULTADOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE ALTA TENSIÓN POR AGRUPAMIENTO DE CURVAS DE DEMANDA DIARIA.

Sistema	% Pérdidas			% Errores		
	Líneas	Tx	Total	Líneas	Tx	Total
A.T	0.77	0.56	1.34	0.16	-1.32	-0.46

Los resultados de la tabla IV indican un error total negativo de 0.46% esto indica que las pérdidas obtenidas con el método son 0.46% mayores al valor exacto. Estos resultados de la tabla IV son mucho mejores que los resultados obtenidos mediante el método de factor de pérdidas cuyo error es del orden del 43.71%.

#### B. Pérdidas en el Sistema en Media Tensión (13.8 kV)

El sistema de 13.8 kV representa un total de 50 circuitos, lo cual da un total de 18250 curvas de demanda diaria para todo el año de estudio, aplicándose agrupamiento estadístico se obtuvieron 585 grupos, lo que implica 585 simulaciones al considerar que se tiene todos los datos de los circuitos. La cantidad de simulaciones se pueden comparar con el método de factor de pérdidas el cual considera 50 simulaciones de flujos de carga para la estimación de pérdidas técnicas. Bajo esta condición de agrupamiento los resultados se muestran en

la tabla V. En esta tabla se observa que el error es del 1.58% el cual es mucho menor al compararlo con el método de factor de pérdidas. La cantidad tan alta de 285 grupos obtenidos, obedecen a la variabilidad tan alta que presentan las curvas de demanda de un día con relación a otro, esta cantidad de grupos es un indicio de que tan bien planeado puede estar un sistema.

TABLA V. RESULTADOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN POR AGRUPAMIENTO DE CURVAS DE DEMANDA DIARIA.

Sistema	% Pérdidas			% Errores		
	Línea s	Tx	Total	Línea s	Tx	Total
M.T	1.06	1.70	2.76	3.32	0.44	1.58

Los resultados de la tabla V son obtenidos considerando que se conocen todos los parámetros eléctricos de los 50 circuitos. Suponiendo que no se tienen los datos completos de todos los circuitos, lo cual puede ser común en algunos sistemas, entonces las pérdidas de energía se pueden estimar mediante el uso de agrupamiento estadístico de circuitos eléctricos. Haciendo agrupamiento estadístico en circuitos, se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla VI, en donde MT\_1 significa sin uso de ajuste de distribución de carga y MT\_2 indica el uso de ajuste de distribución de carga. En este caso se efectuaron 122 simulaciones de flujos de potencia.

TABLA VI. RESULTADOS DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN SISTEMAS DE MEDIA TENSIÓN POR AGRUPAMIENTO DE CIRCUITOS ELÉCTRICOS, CON Y SIN AJUSTE POR DISTRIBUCIÓN DE CARGAS.

Sistema	% Pérdidas			% Errores		
	Línea s	Tx	Total	Líneas	Tx	Total
MT_1	0.81	1.70	2.51	26.12	0.24	10.39
MT_2	1.04	1.70	2.74	5.62	0.24	2.35

Al igual que en los resultados por el método de factor de pérdidas, en los resultados del agrupamiento de circuitos existen circuitos donde el error es muy elevado. En la Fig. 2 se pueden ver los errores totales cometidos en cada uno de los 50 circuitos de media tensión por el método de factor de pérdidas (F.P), agrupamiento de curvas de demanda diaria (A.D), agrupamiento de circuitos eléctricos sin ajuste de distribución de cargas (S.A) y con ajuste de distribución de carga (C.A).

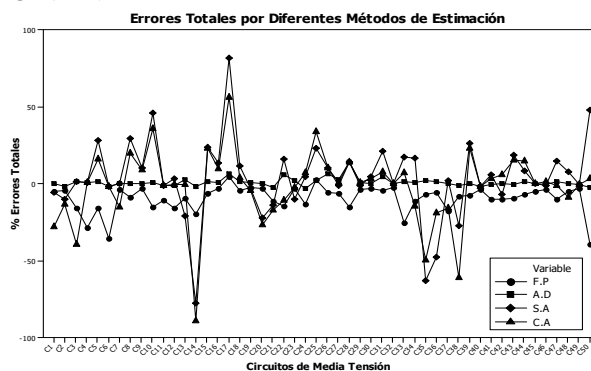


Figura 2. Errores Totales en la Estimación de Pérdidas Técnicas de Energía por los Métodos de Factor de Pérdidas (F.P), Agrupamiento de Curvas de

Demanda Diaria (A.D), Agrupamiento de Circuitos Eléctricos sin Ajuste de Distribución de Cargas (S.A) y con el respectivo Ajuste (C.A).

Como se puede ver en la Fig. 2, los errores en determinados circuitos obtenidos por el método de agrupamiento de circuitos eléctricos son mayores en magnitud que los errores cometidos por el método de factor de pérdidas. También se visualiza como los errores en todos los circuitos, arrojados por el método de agrupamiento de curvas de demanda diaria son pequeños en todos los circuitos.

### C. Pérdidas en las Redes Secundarias

Estas pérdidas fueron estimadas mediante la instalación de 5 medidores de energía con perfiles de carga en los lados de baja tensión de los transformadores de distribución. Solo se instalaron 5 equipos de medición por la disponibilidad de los mismos. Por tanto el error se obtiene por el estadístico  $t$ .

En la tabla VII se muestran las 5 mediciones efectuadas, para las cuales se obtienen el siguiente resultado en el total de 6513 redes secundarias, con un error del 37.97%:

$$P_{\text{érd}} = (13284.045 \pm 5044.514) \text{ MWH / año}$$

TABLA VII. MEDICIONES Y PÉRDIDAS EN REDES DE BAJA TENSIÓN MUESTREADAS.

Num	Entregada kWh/mes	Recibida kWh/mes	Pérdidas (kWh)		% Pérd
			Mes	Día	
1	3093.85	3086.50	7.35	0.24	0.24
2	4044.04	3990.00	54.04	1.80	1.34
3	9230.31	8847.86	382.46	12.75	4.14
4	9010.00	8835.53	174.47	5.82	1.94
5	4582.71	4362.86	219.86	7.33	4.80
Prom	5992.18	5824.55	167.63	5.59	2.80

### D. Pérdidas en Acometidas Eléctricas

Con los datos de las acometidas eléctricas y aplicando el procedimiento indicado, se encuentran que las pérdidas de energía en las acometidas eléctricas son de:

$$P_{\text{Tot}_\text{acom}} = 1805.590 \text{ MWH / año}$$

### E. Pérdidas en Medidores de Energía

Las pérdidas en los medidores de energía son las siguientes:

Medidores electromecánicos:  $P_{\text{elec}_\text{mec}} = 2274.703 \text{ MWH / año}$

Medidores Electrónicos:  $P_{\text{elect}} = 175.200 \text{ MWH / año}$

Total en Medidores:  $P_{\text{med}} = 2449.903 \text{ MWH / año}$

### F. Pérdidas Técnicas Totales en el Sistema Eléctrico de Distribución

Considerando que la estimación de pérdidas técnicas de energía en alta y media tensión obtenidas mediante agrupamiento estadístico de curvas de demanda diaria, los resultados finales son los mostrados en la tabla VIII. Nótese que los mayores porcentajes de pérdidas técnicas de energía están en los circuitos de media tensión y en las redes de baja tensión, lo cual es un resultado esperado, debido a la característica de cada uno de estos sistemas, pero con valores muy cercanos a los exactos.

TABLA VIII. PÉRDIDAS TÉCNICAS ESTIMADAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESTUDIADO.

Sistema	Pérdidas (MWH/Año)	% Pérdidas
Alta Tensión	12198.215	1.342
Media Tensión	25105.846	2.761
Redes Secundarias	13284.045	1.461
Acometidas	1805.590	0.199
Medidores	2449.903	0.269
Total Sistema:	54843.599	6.032

## V. CONCLUSIONES

La estimación de pérdidas eléctricas en los sistemas de distribución sigue siendo una de las herramientas más utilizadas por el operador de la red. Para los sistemas de distribución donde la escasez de datos de la red es una constante, la estimación de las pérdidas eléctricas es imprescindible, y para las redes con bastante información el problema es similar, pues la falta de base de datos confiables, características diferentes de los medidores de energía y los altos costos de plataformas computacionales para el procesamiento de la información entre otros factores, tienden a ser una limitante para poder medir de manera más precisas las pérdidas de energía en lugar de estimarlas.

Existen varios métodos de estimación de las pérdidas de energía, uno de los más comunes es el método de factor de pérdidas el cual requiere de una simulación de flujo de potencia por circuito eléctrico para su condición de demanda máxima, lo cual implica un número pequeño de simulaciones, pero los resultados obtenidos en estimación de las pérdidas de energía pueden presentar altas desviaciones con respecto a los valores exactos. Para poder aplicar el método de factor de pérdidas es necesario conocer la información completa de cada circuito eléctrico.

Con el agrupamiento de curvas de demanda diaria se obtienen resultados muy precisos para cada circuito en particular y para el sistema completo en general, pero dependiendo de la variabilidad de los datos de demanda de un día con respecto a otro en los diferentes circuitos eléctricos, las simulaciones a efectuar pueden ser elevadas, pero siempre muy inferiores a las requeridas por el método exacto. Al igual que para el método de factor de pérdidas, se requiere conocer la información completa de los diferentes circuitos analizados.

Cuando no se conoce la información detallada de todos los circuitos eléctricos se puede aplicar agrupamiento estadístico de circuitos eléctricos, debiendo obtener la información completa solo de los circuitos típicos resultantes. Al igual que en el método de factores de pérdidas, con este método se obtienen errores muy elevados en determinados circuitos, siendo superiores los de esta técnica a los de factores de pérdidas en algunos casos; a su vez el número de simulaciones efectuadas es mayor que en el caso del método de factor de pérdidas. Por ende este procedimiento se recomienda solo en el caso de que no se tenga la información de todos los circuitos eléctricos, sabiendo que existe la posibilidad de errores elevados en determinados circuitos eléctricos.

Para que las pérdidas en las redes de baja tensión estimadas a partir de la instalación aleatoria de medidores de energía sean precisas, el número de medidores debe ser igual al

tamaño de la muestra o muy cercano a este. Las pérdidas en las acometidas eléctricas son obtenidas a partir de promedios, mientras que la exactitud de las pérdidas en los medidores de energía depende de la precisión de los datos del fabricante en cuanto a las pérdidas de potencia en cada equipo de medición.

## REFERENCIAS

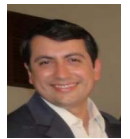
- [1] Organización Latinoamericana de Energía, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Bogotá – Colombia, Agosto de 1990.
- [2] R. Belmans, J. Declerck, H. D. Keulenaer, "The potential for global energy saving high efficiency distribution transformer", *Leonardo Energy Transformer*, European Cooper Institute, Febrero 2005.
- [3] G.T. Heydt, "The next generation of power distribution systems," *IEEE Trans. On Smart Grid*, Vol. 1, No. 3, December 2010, pp. 225-235.
- [4] A.K. Dashtaki, M.R. Haghifam, "A new loss estimation method in limited data electric distribution networks," *IEEE Trans. On Power Delivery*, Vol. 28, No. 4, October 2013, pp. 2194-2200.
- [5] A.J. Urquhart, M. Thomson, "Impacts of demand data time resolution on estimates of distribution system energy losses," *IEEE Trans. On Power Systems*, Vol. 30, No. 3, May 2015, pp. 1483-1491.
- [6] A. L. Shenkman, "Energy loss computation by using statistical techniques", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, No 1, Enero 1988.
- [7] R. Taleski, D. Rajicic, "Energy summation method for energy loss computation in radial distribution networks", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol 11, No 2, Mayo 1996.
- [8] C. C. Oliveira, N. Kagan, S. Jonathan, C. Caparroz y J. L. Cavaretti, "A new method for the computation of technical losses in electrical distribution systems" presented at the CIRED Conference Publication No 482, Junio 2001.
- [9] C. A. Dortolina y R. Nadira, "The loss that is unknown is no loss at all: A top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol 20, No 2, Mayo 2005.
- [10] A. K. Jain y R. C. Dubes, *Algorithms for clustering data*, Prentice Hall advanced reference series, Prentice Hall, I.N.C, Saddle Rives, NJ, 1988.
- [11] I. Miller, J. E. Freund y R. A. Johnson, *Probabilidad y estadística para ingenieros*, Cuarta Edición, Prentice Hall Hispanoamericana, S. A, México, 1992.



**Manuel Madrigal.** Ingeniero electricista del Inst. Tec. de Morelia, México, Maestro en Ciencias de la UANL México, y Doctorado en la Univ. de Glasgow, Escocia en 1993, 1996 y 2001, respectivamente. Desde 1996 es profesor-investigador del Inst. Tec. de Morelia.



**J. Jesús Rico.** Ingeniero electricista de la Univ. Michoacana, México, Maestría en Ciencias de la UANL México, y Doctorado de la Univ. de Glasgow, Escocia en 1990, 1993 y 1997, respectivamente. Actualmente es profesor-investigador de la Univ. Michoacana, México.



**Leonardo Uzcatégui.** Ingeniero electricista de la Univ. de Los Andes en Venezuela y Maestro en Ciencias del Inst. Tec. de Morelia, en 1997 y 2006, respectivamente. Actualmente es Director de ingeniería de AYESA México.