

Empleo de Telemedición para Calcular Pérdidas de Transformación Considerando Problemas de Calidad de la Energía*

Using Remote Metering for Transformation Loss Calculation Considering Power Quality Problems

Artículo de Investigación Científica - Fecha de Recepción: 24 de febrero de 2014 - Fecha de Aceptación: 1 de octubre de 2014

Julio Rafael Gómez Sarduy

Doctor en Ciencias Técnicas, Ingeniero Electricista. Universidad de Cienfuegos Carlos Rafael Rodríguez. Cienfuegos (Cuba). jgomez@ucf.edu.cu

Percy Rafael Viego Felipe

Doctor en Ciencias Técnicas, Ingeniero Electricista. Universidad de Cienfuegos Carlos Rafael Rodríguez. Cienfuegos (Cuba). pviego@ucf.edu.cu

Alvinn Ruiz Pérez

Magíster en Eficiencia Energética, Ingeniero Electricista. Organización Básica Eléctrica. Cienfuegos (Cuba). alvinn@elecfcg.une.cu

Para citar este artículo / To reference this article

J. Gómez, P. Viego, and A. Ruiz, "Empleo de Telemedición para Calcular Pérdidas de Transformación Considerando Problemas de Calidad de la Energía," *INGE CUC*, vol. 10, no. 2, pp. 20–26, 2014.

Resumen: El objetivo principal de este trabajo es calcular las pérdidas de transformación cuando hay afectaciones de calidad de la energía. El método propuesto toma en consideración la variabilidad y asimetría de la carga, así como la presencia de problemas de calidad de la energía (PQ) como el desbalance y las variaciones de tensión. La metodología, que aprovecha la disponibilidad de datos provenientes de los sistemas de medición instalados actualmente en las subestaciones, se basa en un enfoque probabilístico. Se aplicó a subestaciones de distribución primaria del municipio de Cumanayagua. Se comparó con el método de cálculos rápidos empleado actualmente, demostrándose su superioridad. El método puede ser generalizado a transformadores trifásicos de fuerza instalados en la industria, donde se quiera conocer su comportamiento energético.

Palabras clave: subestaciones, energía eléctrica, pérdidas en transformadores, calidad de la energía, redes inteligentes, telemedición.

Abstract: Transformation loss calculation is the main objective in this paper. A new method that considers load asymmetry and variability, as well as the presence of power quality (PQ) problems - like unbalance and voltage variations - is proposed. The method takes advantage of existing data from measurement systems installed in substations and it is based on probabilistic methods. It was applied to primary distribution transformers in the municipality of Cumanayagua. This method was compared with the so called "fast calculation method" employed nowadays; its advantage is demonstrated. The method can be generalized for industrial three-phase power transformers to evaluate its energetic behavior.

Keywords: Substations, Electric energy, Transformer loss, Power quality, Smart grids, Telemetering.

* Artículo de investigación científica derivado del proyecto de investigación titulado "Calidad de la energía y eficiencia en sistemas de suministro eléctrico" de la Universidad de Cienfuegos "Carlos Rafael Rodríguez". Fecha de Inicio: enero de 2013 - Fecha de Finalización: diciembre de 2014.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente la infraestructura de red eléctrica se está mejorando considerablemente para que llegue a cumplir con las funcionalidades que se espera de ella; entre las que está optimizar sus activos y operación, debido a la automatización de todos los elementos implicados [1], [2]. Aunque las transformaciones que se están produciendo actualmente son numerosas, estas son progresivas y tienen una fuerte dependencia de los avances tecnológicos y de las políticas establecidas.

En las redes de distribución, una de las mejoras sustanciales es la automatización de las subestaciones y el empleo de interruptores con funciones de medición, telemedición y almacenamiento de datos incorporadas. Con estas mejoras tecnológicas, la información obtenida de la operación de la subestación puede ser monitoreada en tiempo real utilizando tecnología inalámbrica. Esta tendencia de integrar cierta capacidad de automatización y comunicación en las subestaciones es uno de los pasos hacia las redes inteligentes y debe ser aprovechado buscando soluciones para el monitoreo energético y de otros parámetros asociados al funcionamiento de la red [3], [4].

Uno de los indicadores fundamentales para evaluar el desempeño de una red de distribución de energía eléctrica es precisamente el nivel de pérdidas que ocurren en la misma. Hoy en día, con los escasos recursos disponibles, los altos costos de los combustibles fósiles y el negativo impacto ambiental de los mismos, se hace imprescindible que los sistemas de distribución de energía eléctrica operen con la mayor eficiencia posible.

Uno de los elementos que conforman estas redes son los transformadores; sin embargo, considerando que la eficiencia de estos componentes es de 97 a 99 %, no se le presta la debida atención a las pérdidas y al comportamiento de los mismos. Ahora bien, el hecho es que existe un gran número de transformadores en la distribución que hace que las pérdidas de transformación totales sean considerables. Por tanto, es importante conocer las pérdidas que se producen en la transformación, ya que cualquier solución que se tome para reducirlas ayuda a la disminución de las pérdidas totales de la red de distribución y a la conservación del medio ambiente.

Por lo dicho anteriormente, es importante aprovechar la abundante información disponible con la telemedición de las subestaciones para calcular de manera más precisa las pérdidas que están ocurriendo en los transformadores, lo cual puede, por otra parte, contribuir a los esfuerzos en la modelación para el diagnóstico y optimización de su vida útil y facilitar a posteriori la elaboración de modelos de funcionamiento.

Como se conoce, en las redes eléctricas existen pérdidas técnicas y no técnicas, y aunque un siste-

ma de medición inteligente también permite identificar pérdidas no técnicas, es necesario aclarar que este artículo está enfocado al estudio de las pérdidas técnicas que ocurren en los transformadores. Específicamente, en este trabajo se reporta el desarrollo de un modelo probabilístico [5], aprovechando la abundante información existente a partir de la telemedición en las subestaciones para determinar las pérdidas de energía en transformadores trifásicos. Este modelo considera la curva de carga y tiene en cuenta la asimetría de las cargas, así como problemas de calidad de la energía presentes en la distribución, como son la variación y el desbalance de las tensiones de alimentación.

II. AVANCES DE LA MEDICIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

La tendencia, en los sistemas eléctricos es la introducción de tecnología para convertir las redes en redes eléctricas inteligentes. Esto demanda más mediciones, siendo conveniente que los equipos de medición sean capaces de registrar el perfil de carga, así como algunos aspectos de la calidad de energía, entre otras prestaciones. Debe también permitir la aplicación de un sistema de gestión remoto de los equipamientos de medición instalados en clientes y en puntos estratégicos de la red, mediante el uso de comunicaciones bidireccionales y software específico. Esta plataforma constituye un pilar fundamental en la red inteligente, aplicada para verificar las pérdidas de energía y la calidad servicio.

Existen diversos niveles de implementación para un sistema de telemedición, diferenciándose por sus características y funcionalidades. El nivel primario es un Sistema de Lectura Automática de Medidores (AMR). Este da paso a otros más elaborados, como una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y las denominadas Mediciones Inteligentes (*Smart Metering*) (Fig. 1) [6], [7].

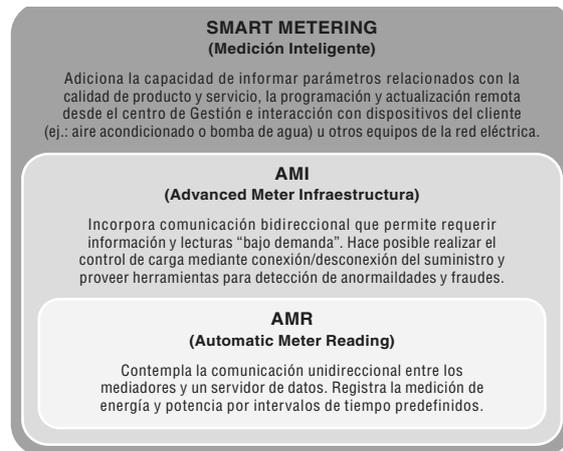


Fig. 1. Niveles de sistemas de medición en redes eléctricas Fuente: [6].

En Cuba ya se dispone de AMR en todas las subestaciones. Los interruptores del tipo NULEC instalados en las mismas permiten la lectura y almacenamiento de datos y se está pasando al nivel AMI en grandes consumidores.

A pesar de lo avanzado del sistema de medición disponible, se hace muy costoso medir directamente las pérdidas que tienen lugar en los transformadores, ya que se requiere de medición por alta y por baja del mismo. Por esta razón, es necesario calcular las pérdidas a partir de una correcta modelación de las mismas. Esto incluye considerar los problemas de asimetría de carga, problemas de calidad de la energía como el desbalance y las desviaciones de tensión y la propia dinámica de la carga y la tensión durante el día y para cada día de la semana.

Con los valores provenientes de las mediciones de una subestación con interruptor NULEC, programado para realizar mediciones cada 1 hora, se tiene un registro de 24 mediciones diarias. Entre las magnitudes que se registran están las tres corrientes de fase, las tres tensiones de línea y la potencia activa.

Las características de la instrumentación incorporada en estos interruptores son las siguientes:

Fabricante: NULEC INDUSTRIES

Tensión nominal: 15,5 kV

Corriente nominal: 630 A

Capacidad interruptiva: 12,5 kA

Frecuencia: 50/60 Hz

0,5 % de error en la medición de corriente en el rango de 10 a 630 A

2,5 % de error en la medición de corriente en el rango de 630 A a 12,5 kA

2,5 % de error en la medición de tensión

Fuente auxiliar: 110 V

III. METODOLOGÍA

A. Modelo de Pérdidas en Transformadores

El cálculo de las pérdidas en los transformadores es un tema ampliamente conocido y tratado en la bibliografía de estas máquinas eléctricas [8]-[14]. Estas pérdidas se clasifican en pérdidas de vacío o de núcleo y pérdidas de cobre o con carga.

Las primeras ocurren debido a que en el núcleo magnético tiene lugar la circulación de corrientes parásitas y el fenómeno de histéresis.

Las pérdidas de vacío dependen fundamentalmente de la frecuencia y la tensión de alimentación aplicada y varían levemente con el estado de carga. Sin embargo, pueden tener una variación apreciable con las fluctuaciones de tensión del sistema respecto al valor nominal de prueba del transformador (pérdidas de núcleo nominales) [9], por lo que no deben considerarse literalmente constantes en redes con variaciones de tensión apreciables a lo largo del día.

Las pérdidas de cobre ocurren fundamentalmente por efecto joule en la resistencia de los devanados al

circular por ellos la corriente de carga del transformador, por la inducción del flujo disperso, así como por corrientes parásitas en los devanados. Estas pérdidas se consideran proporcionales al cuadrado del coeficiente de carga del transformador.

Debido a que el transformador trifásico constructivamente resulta relativamente simétrico entre sus tres fases, se puede considerar que cada una aporta la tercera parte de las pérdidas totales de núcleo y de cobre obtenidas en los ensayos de vacío y cortocircuito, respectivamente.

Como ya se expresó, la variación de las pérdidas de núcleo depende de la tensión de alimentación y es proporcional al cuadrado de la variación de tensión, y puede expresarse como sigue:

$$P_{fereal} = P_{fen} \left(\frac{V_{med}}{V_n} \right)^2 \text{ (kW)} \quad (1)$$

Donde

P_{fereal} : pérdidas de núcleo reales, en kW;

V_{med} : tensión medida de fase, en V;

V_n : tensión de fase nominal por el lado de medición en V;

P_{fen} : pérdidas de núcleo nominales, en kW.

Si se tienen mediciones de las tres fases, se puede establecer un coeficiente de tensión (K_{fe}) para cada fase como sigue:

$$K_{fea} = \frac{V_a}{V_n} \quad (2)$$

$$K_{feb} = \frac{V_b}{V_n} \quad (3)$$

$$K_{fec} = \frac{V_c}{V_n} \quad (4)$$

Donde K_{fea} , K_{feb} , K_{fec} : coeficientes de tensión de las fases a, b, c, respectivamente

Considerando que las pérdidas de núcleo varían proporcionalmente con el cuadrado de la tensión se puede plantear que

$$P_{fet} = \left(K_{fea}^2 + K_{feb}^2 + K_{fec}^2 \right) \frac{P_{fen}}{3} \text{ (kW)} \quad (5)$$

Donde

P_{fet} : pérdidas de núcleo reales totales, en kW.

El coeficiente de carga de cada fase puede calcularse como

$$K_{ca} = \frac{I_a}{I_n} \quad (6)$$

$$K_{cb} = \frac{I_b}{I_n} \quad (7)$$

$$K_{cc} = \frac{I_c}{I_n} \quad (8)$$

Donde

K_{ca} , K_{cb} , K_{cc} : coeficientes de carga de las fases a, b y c, respectivamente;

I_a , I_b , I_c : corrientes medidas en cada fase, en A;

I_n : corriente nominal del transformador por el lado de medición de las corrientes I_a , I_b e I_c , en A.

Las pérdidas de cobre totales serán la suma de las pérdidas de las tres fases y varían con el cuadrado de la carga como

$$P_{cut} = (K_{ca}^2 + K_{cb}^2 + K_{cc}^2) \left(\frac{P_{cun}}{3} \right) \text{ (kW)} \quad (9)$$

Donde

P_{cut} : pérdidas de cobre totales, en kW,

P_{cun} : pérdidas de cobre nominales, en KW.

Con (5) y (9) se calculan las pérdidas totales del transformador:

$$P_{total} = P_{fet} + P_{cut} \text{ (kW)} \quad (10)$$

Los cálculos de pérdidas totales según (10), son pérdidas de potencia que permiten calcular las pérdidas de energía diarias como

$$E_{24h} = \sum_{i=1}^n P_{total(i)} \cdot \Delta t \text{ (kWh)} \quad (11)$$

Donde

E_{24h} : pérdidas totales de energía durante 24 horas;

$P_{total(i)}$: pérdidas totales del intervalo i según (10) en kW, Δt : intervalo de medición establecido en el interruptor, en h.

B. Perfiles de Carga y Tensiones

La curva de carga diaria de un transformador representa la demanda a través del transformador a intervalos regulares de tiempo. A fin de garantizar que la curva de carga sea representativa, se toman los datos almacenados de un año. Debido al comportamiento de las cargas conectadas a la subestación, se observan variaciones de las magnitudes medidas de un día a otro; por lo tanto, para cada hora del día se obtuvo un valor medio y una desviación estándar de la magnitud que se analiza [9], [10].

Los valores de tensión para una misma hora también varían de día en día, y se pueden representar por una curva de valores medios y otra de desviación estándar para considerar estas variaciones. Si se le aplica este análisis a todas las variables de tensión, corriente y potencia activa para cada hora, se obtiene un valor medio y una desviación estándar para cada variable a cada hora.

En [9], [10] se desarrollan 11 perfiles para cada variable medida y se calcula el efecto de cada uno de acuerdo con su nivel de influencia. Por ejemplo, la corriente de fase a (I_a) en un intervalo de tiempo t se puede calcular con la siguiente expresión:

$$I_a(t) = I_{a\mu}(t) + g \cdot I_{a\sigma}(t) \text{ (A)} \quad (12)$$

Donde

$I_a(t)$: valor de la corriente de fase a, a la hora t , de acuerdo con la distribución normal, en A;

g : parámetro de distribución gaussiana de acuerdo con la tabla 1;

$I_{a\sigma}(t)$: valor medio de la corriente I_a , a la hora t , en A;
 $I_{a\mu}(t)$: valor de desviación de la corriente I_a , a la hora t , en A.

TABLA I. PARÁMETROS DE DISTRIBUCIÓN GAUSSIANA NORMAL

Rango representativo (%)	Probabilidad (pf) (%)	g
0-15	5	-1,96
5-15	10	-1,28
15-25	10	-0,84
25-35	10	-0,525
35-45	10	-0,255
45-55	10	0
55-65	10	0,255
65-75	10	0,525
75-85	10	0,84
85-95	10	1,28
95-100	5	1,96

Fuente: [9]

Como existen 11 valores de g , se obtienen 11 valores de I_a para cada hora; e igual cantidad de valores de pérdidas de cobre en la fase en la misma hora, cada uno con un % de participación en el valor total de pérdidas de dicha fase, en función de la probabilidad de que ese valor no sea sobrepasado en la hora t . Similar a como se calcula la corriente de la fase a (12), se realiza con todas las variables de tensión y corriente y se obtienen 11 perfiles de curvas para cada corriente y tensión con una probabilidad entre el 2,5 y el 97,5 %.

Sustituyendo las expresiones de tensión en (2), (3) y (4) y sustituyendo en (5) se tienen las pérdidas totales sin carga como

$$P_{fet} = \frac{P_{fen}}{3} \sum_{i=1}^{11} pf(i) \sum_{t=1}^{24} \left(\frac{V_{a\mu}(t) + g(i)V_{a\sigma}(t)}{V_n} \right)^2 + \left(\frac{V_{b\mu}(t) + g(i)V_{b\sigma}(t)}{V_n} \right)^2 + \left(\frac{V_{c\mu}(t) + g(i)V_{c\sigma}(t)}{V_n} \right)^2 \text{ (kW)} \quad (13)$$

De igual manera las pérdidas con carga se calculan como

$$P_{cut} = \frac{P_{cun}}{3} \sum_{i=1}^{11} pf(i) \sum_{t=1}^{24} \left(\frac{I_{a\mu}(t) + g(i)I_{a\sigma}(t)}{I_n} \right)^2 + \left(\frac{I_{b\mu}(t) + g(i)I_{b\sigma}(t)}{I_n} \right)^2 + \left(\frac{I_{c\mu}(t) + g(i)I_{c\sigma}(t)}{I_n} \right)^2 \text{ (kW)} \quad (14)$$

C. Automatización de los Cálculos

El método propuesto requiere un gran volumen de cálculos, puesto que se analizan una gran cantidad de datos de carga almacenados que pueden llegar a un año o más. Para ello se desarrolló una aplicación en MATLAB que automatiza los cálculos. El programa tiene incorporadas las siguientes funciones:

EMPLEO DE TELEMEDICIÓN PARA CALCULAR PÉRDIDAS DE TRANSFORMACIÓN CONSIDERANDO PROBLEMAS DE CALIDAD DE LA ENERGÍA

1. Entrada de datos nominales y de operación del transformador, tales como potencia nominal, tensión nominal por el lado de colocación del instrumento medidor, % de impedancia, la posición del conmutador (*tap*) y las pérdidas nominales.
2. Cálculo de la corriente nominal y ajuste de tensión nominal en dependencia del *tap* de operación del transformador.
3. Importar el fichero con los datos históricos de carga y tensión en formato xls oxlsx. El intervalo de medición será de 1 hora.
4. Si la medición es por alta, se infieren las magnitudes de corrientes de fase, ya que el devanado de alta está conectado en delta.
5. Eliminar los datos de carga que corresponden a regímenes anormales de operación del sistema, tales como vías libres, fallas de cortocircuito, bajas tensiones, pérdida de alimentación por alta. Estos eventos tienen muy poca duración y su frecuencia es muy baja, por lo que se eliminan, lo cual evita que afecten el valor medio y las desviaciones estándar de las variables.
6. Chequeo de sobrecarga del transformador, así como cálculo de los coeficientes de carga máximos, mínimos y medios por cada una de las fases.
7. Ajuste de la tensión de alimentación. Si la medición es por el lado de baja y no hay generación, como en la mayoría de los casos, el programa calcula la tensión de alimentación por alta en función del % de impedancia y el coeficiente de carga. Si la medición es por alta, y hay generación en la subestación (se exporta reactivo al sistema), se calcula la tensión de alimentación por baja. Si no es el caso, se trabaja con la tensión medida.
8. Cálculo de los valores medios y desviación estándar por hora, de corriente y tensión por fase.
9. Cálculo de los valores de pérdidas de cobre, hierro y totales, que con un 95 % de probabilidad no serán excedidos en 24 horas.
10. Cálculo de los valores de potencia activa, reactiva y aparente totales que con un 95 % de probabilidad no serán excedidos en 24 horas. Gráfica de las mismas.
11. Gráfico de corrientes y tensiones que con un 95 % de probabilidad no serán excedidos en 24 horas.

IV. RESULTADOS

A. Caso de estudio. Municipio de Cumanayagua

En el municipio Cumanayagua existe un total de 10 subestaciones de distribución, y de ellas 9 poseen medición y almacenamiento de datos. La información más importante para el análisis se muestra en la tabla II.

TABLA II. BALANCE DE CAPACIDADES EN LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Nº	Subestación	Capacidad Instalada (kVA)	Energía Mensual (kWh)	Demanda Max (kW)	Factor de Potencia
1	Arimao	1600	410045	1235	0,97
2	Terrazas	1000	173404	523	0,929
3	Cumanayagua	2500	579670	1783	0,93
4	Tablón	6300	1674150	4648	0,953
5	El Abra	1000	263252	716	0,9
6	La Sierrita	750	167512	685	0,78
7	San Blas	1600	53218	-947	0,84
8	Tatagua	1000	235321	480	0,89
9	Barajagua	1000	142739	444	0,932
	Totales	16750	3699811	10933	

Fuente: Autores.

Los datos de energía mensual corresponden al promedio del mismo periodo de tiempo de la toma de datos de carga que se utilizan para los cálculos. Todos son valores medidos registrados por los interruptores NULEC instalados. En el caso de la demanda máxima, este es un valor único que registra el recerrador ubicado en lado de baja en el mes completo y el factor de potencia corresponde con el instante en que es registrada esta demanda máxima.

En el caso de las subestaciones con generación, el valor puede diferir del de la curva media, puesto que la generación cubre parte o sobrepasa la demanda del circuito de distribución ubicado por la parte de baja donde está dicha generación. Si se divide el total de la demanda máxima entre el total de la capacidad instalada se obtiene un factor de carga de 0,65. Esto puede indicar que existe subutilización en alguna o varias subestaciones, por lo que pudiera realizarse comparaciones para elegir mejores variantes de transformadores que puedan ser utilizadas.

La comprobación de los resultados se hace comparando la energía medida por los interruptores con la calculada por el método. En la tabla 2 se dan las capacidades instaladas en subestaciones de distribución, junto a la energía promedio medida en el mismo período de tiempo de la toma de carga para los cálculos. La energía calculada por el programa se compara con la energía medida y se calcula el error. Todo ello se muestra en la tabla III.

El mayor error calculado es de 2,53 % para la subestación de Terrazas. Según [9], el error en el cálculo de las pérdidas de transformación usando valores de energía, debido a las diferencias entre los perfiles de carga de los días laborables a los fines de semana, puede ser aceptable hasta en un 25 %, por lo que todos los cálculos son considerados con una exactitud muy elevada, ya que están por debajo de esta cifra. La tabla IV resume las pérdidas, en % de la energía medida, calculadas por el método propuesto.

TABLA III. ENERGÍAS CALCULADAS Y MEDIDAS DE CADA SUBESTACIÓN

N°	Subestación	Energía Mensual (kWh)		Error (%)
		Calculada	Medida	
1	Arimao	406231,25	410045	-0,93
2	Terrazas	177794,00	173404	2,53
3	Cumanayagua	575487,93	579670	-0,72
4	Tablón	1642780,46	1674150	-1,87
5	El Abra	263758,13	263252	0,19
6	La Sierrita	166870,37	167512	-0,38
7	San Blas	52467,65	53218	-1,41
8	Tatagua	236422,00	235321	0,47
9	Barajagua	141388,00	142739	-0,95
	Totales	3663199,79	3699311	-0,98

Fuente: Autores.

TABLA IV. PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE TRANSFORMACIÓN CALCULADAS

N°	Subestación	% de pérdidas
1	Arimao	1
2	Terrazas	1,56
3	Cumanayagua	1,11
4	Tablón	0,8
5	El Abra	1,47
6	La Sierrita	1,62
7	San Blas	5,53
8	Tatagua	1,40
9	Barajagua	1,71

Fuente: Autores.

En [9] se plantea que las pérdidas totales de transformación están entre 1 a 2 %. Solo la subestación de San Blas tiene un porcentaje fuera de los límites señalados debido al efecto de exportar potencia activa al sistema con la generación instalada por el lado de baja solo en algunos horarios.

Esto se debe a que los interruptores instalados por el lado de alta miden y almacenan la energía neta que fluye a través del transformador. Este valor de energía depende de cómo se comporte la generación, dando valores netos altos o bajos, o incluso si la generación es suficientemente estable, este valor de energía neta llega a ser negativo. Esto indica que se ha entregado más energía al sistema que la que se ha consumido.

Sin embargo, el valor de las pérdidas de transformación no depende del signo de la potencia activa ni de la energía neta, sino del estado de cargabilidad, del contenido de armónicos y la tensión de alimentación del transformador para una frecuencia constante.

B. Comparación con el método de cálculos rápidos

El método actualmente utilizado para calcular las pérdidas de transformación en las subestaciones de distribución, en la Empresa Eléctrica Cienfuegos es el de los cálculos rápidos de pérdidas [15]. Se multiplican las pérdidas de cobre por el tiempo equivalente en horas, el cual se asume como 4000 horas anuales. Las pérdidas de núcleo se multiplican por 8760 horas, puesto que se consideran constantes todo el año. De esta forma las pérdidas como se calculan:

$$E_t = \left(\frac{D_{max}}{C_{inst}}\right)^2 P_{cun}(4000) + P_{fen}(8760) \text{ (kWh)} \quad (15)$$

Si el valor de E_t se divide entre 365 se obtiene el total de pérdidas en 24 horas. Aplicando (15), junto con los totales de la tabla 2 a todas las subestaciones analizadas, se obtienen las pérdidas en 24 horas de cada una de ellas por el método de cálculos rápidos. En la tabla V se muestran estos resultados junto con el error calculado con respecto al valor arrojado por el método de evaluación probabilística de pérdidas que se propone.

Hay que señalar que el método de cálculos rápidos se utiliza principalmente para brindar un valor rápido de pérdidas de energía técnicas y no para análisis específicos de cada subestación. Debido a que este método supone una cargabilidad constante en todos los transformadores (algo que no ocurre en la realidad) y que se aplica arbitrariamente un tiempo equivalente de 4000 horas para las pérdidas de cobre y que no es el mismo en todas las subestaciones, los resultados difieren apreciablemente de los obtenidos por el método propuesto.

TABLA V. COMPARACIÓN CON EL MÉTODO DE CÁLCULOS RÁPIDOS

Subestación	Pfen (kW)	Pcun (kW)	Pérdidas (kWh/día)		Error
			Cálculos rápidos	Cálculos probabilísticos	
Arimao	3,17	16,58	141,49	136,75	-3,35
Terrazas	2,59	11,115	106,01	93,88	-11,44
Cumanayagua	5,17	23,1	215,21	214,87	-0,16
Tablón	10	50	437,26	441,9	1,06
El Abra	2,59	11,115	106,01	131,87	24,39
La Sierrita	2,23	9,92	92,66	91,39	-1,37
San Blas	3,17	16,58	141,49	102,28	-27,71
Tatagua	2,59	11,115	106,01	111,69	5,36
Barajagua	2,59	11,115	106,01	81,78	-22,86

Fuente: Autores.

V. CONCLUSIONES

Las pérdidas de núcleo han sido planteadas como constantes por los métodos de cálculos rápidos que

utilizan las empresas eléctricas, y de igual manera, en estos métodos, el coeficiente de carga para calcular las pérdidas de cobre no se considera por fase, despreciándose el efecto de la asimetría de la carga, así como desviaciones y desbalances de tensión. En la actualidad se ha avanzado en la automatización de las subestaciones de distribución y muchas disponen de telemetría. Por tanto, con la cantidad de datos disponibles y con la capacidad de cómputo existente no se justifican tales aproximaciones que pueden conducir a errores cercanos al 30 %.

En este trabajo se ha propuesto un método para aprovechar la data disponible en los sistemas de medición actuales con almacenamiento de datos y calcular las pérdidas en transformadores trifásicos, considerando algunos problemas PQ propios de las redes de distribución.

El método puede ser generalizado a otras subestaciones de distribución primaria o transformadores de fuerza trifásicos instalados en la industria, y es una contribución a los modelos encaminados a aprovechar las bondades de las tecnologías de la información y las comunicaciones TIC en las redes actuales.

REFERENCIAS

- [1] National Energy Technology Laboratory (NETL), "Understanding the Benefits of the Smart Grid," 2010. [Online]. Available: http://www.netl.doe.gov/File_Library/research/energy_efficiency/smart_grid/whitepapers/06-18-2010_Understanding-Smart-Grid-Benefits.pdf.
- [2] A. Andreotti, R. Rizzo, M. Castro, and M. Villargut, "Smart grids: an opportunity for weak grids", in *XV Convención Científica de Ingeniería y Arquitectura*, 2010.
- [3] M. De Nigris and M.F. Coviello, "Smart Grids in Latin America and the Caribbean". ECLAC - Project Documents Collection. Santiago de Chile. 2012.
- [4] J. R. Gómez y P. R. Viego, "Redes Eléctricas Inteligentes. Un Espacio para las Fuentes Renovables de Energía", *Energía y tú*, no. 62, pp. 29-34, 2013.
- [5] A. Ruiz Pérez, J. R. Gómez Sarduy y P. R. Viego Felipe, "Evaluación probabilística de las pérdidas de transformadores de distribución considerando asimetrías y desviaciones de tensión", *Ing. Energética*, vol. 34, n° 1, pp. 2-10, 2013.
- [6] Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), *Redes Inteligentes. Documento N°1: Conceptos, Beneficios y Desafíos para su Implementación*. AEA 92559. Argentina, 2012.
- [7] AARKSTORE ENTERPRISE, "Advanced Metering Infrastructure (AMI). Market in Smart Grid for Electric Power". [Online]. Available: <http://www.aarkstore.com>.
- [8] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, and S. D. Umans, *Electric Machinery*. McGraw-Hill, 2006.
- [9] A. G. Leal, J. A. Jardini, and L. C. Magrini, "Distribution Transformer Losses Evaluation: A New Analytical Methodology and Artificial Neural Network Approach", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, n° 2, pp. 705-712, May 2009.
- [10] J. A. Jardini, H. P. Schmidt, C. M. V. Tahan, C. C. B. De Oliveira, and S. U. Ahn, "Distribution transformer loss of life evaluation: a novel approach based on daily load profiles", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, n° 1, pp. 361-366, 2000.
- [11] J. H. Harlow, *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press, 2004.
- [12] J. Winders, *Power Transformers: Principles and Applications*. CRC Press, 2002, p. 304.
- [13] M. Yang, Y. Shi, and J. Zhang, "Efficient Operation Regions of Power Distribution Transformers", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 19, n° 4, pp. 1713-1717, Oct. 2004.
- [14] J. C. Olivares, J. M. Canedo, R. Escarela-Pérez, J. Driesen, and P. Moreno, "Reducing losses in distribution transformers", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, n° 3, pp. 821-826, July 2003.
- [15] R. Ripoll, "Cálculos Rápidos Automatizados de las Pérdidas Técnicas de los Elementos de la Red eléctrica por Circuitos Primarios y Alimentadores en los Municipios", in *Seminario Anual de la Empresa Eléctrica de Cienfuegos*. Cuba, 2008.