**XVIII SIMPOSIO INTERNACIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. “SIE 2019”**

**Cálculo de las pérdidas en los transformadores de distribución en presencia de corrientes armónicas en la carga.**

***Calculation of the losses in the distribution transformers in the presence of harmonic currents loads.***

**Frank Grau Merconchini1, Frank Ernesto López Padró2, Ramón Mustelier Pardo3, Janette Cervantes Oliva4**

1- Frank Grau Merconchini. Universidad de Oriente, MES, Cuba, fgrau@uo.edu.cu

2- Frank E. López Padró. Universidad de Oriente, MES, Cuba, frank.lopez@uo.edu.cu

3-Ramón Mustelier Pardo. OBE Guantánamo, MINEM, Cuba, rmustelier@electgtm.une.cu

4- Janette Cervantes Oliva. Universidad de Oriente, MES, Cuba, janette@uo.edu.cu

**Resumen:** En las redes de distribución secundarias, los niveles de distorsión armónica de las corrientes pueden ser elevados, alcanzando valores por encima de los recomendados para estos sistemas. La no linealidad de las cargas incrementa las pérdidas en la distribución, de las cuales, los trasformadores de distribución representan un porciento considerable. Con el objetivo de determinar el valor de las pérdidas de transformación en las redes de distribución, se aplica una metodología basada en la norma ANSI/IEEE C57.110, mediante la cual es posible determinar las pérdidas con carga en los transformadores para diferentes valores de distorsión armónica total (THD). Los resultados se presentan a partir del análisis de un transformador de distribución de 37,5 kVA, demostrándose la relación entre la corriente armónica en la carga y el incremento de las pérdidas totales en el transformador.

***Abstract:*** *In the secondary distribution networks, the levels of harmonic distortion of currents can be high, reaching values above those recommended for these systems. The non-linearity of the loads increases the losses in the distribution, of which the distribution transformers represent a considerable percentage. In order to determine the value of the transformation losses in the distribution networks, a methodology based on the ANSI/IEEE C57.110 standard is applied, through which it is possible to determine the losses with load in the transformers for different values of total harmonic distortion (THD). The results are presented from the analysis of a distribution transformer of 37.5 kVA, demonstrating the relationship between the harmonic current in the load and the increase of the total losses in the transformer.*

**Palabras Clave:** transformador, distribución, pérdidas, corrientes, THD

***Keywords:*** *transformer, distribution, losses, currents, THD*

**1. Introducción**

Las Redes de Distribución Secundaria (RDS) pueden ser clasificadas en residenciales, mixtas o de servicios. Estos circuitos son redes radiales, monofásicas de dos o tres hilos o trifásicas de tres o cuatro hilos, con tensiones de 120V hasta 240V, con una longitud no mayor de 150 metros hasta el punto más alejado del transformador (Llamo, 2009). De aquí que en los circuitos de distribución existan tres elementos fundamentales y que resultan los más importantes y son: los conductores, los transformadores y las cargas. Cuando se realizan estudios de flujos de cargas en los circuitos de distribución, hay que conocer las pérdidas de potencia activa de los transformadores de distribución pues las mismas se “cargan” a la distribución secundaria (Llamo, 2009).

Las cargas residenciales y de servicios son no lineales por naturaleza. La gran cantidad de equipos electrodomésticos (fundamentalmente los equipos electrónicos), las lámparas y luminarias con componentes electrónicos son la causa fundamental de este comportamiento. Estas cargas no lineales provocan la apariencia de corrientes no sinusoidales en los conductores y demás elementos del sistema.



Figura 1. Comportamiento del THDi en una RDS para un día característico.
(Fuente: Centro de Estudios de Calidad de la Energía, ISMM, 2016)

Los transformadores por su parte, se ven afectados por la circulación de estas corrientes las cuales provocan un incremento en las pérdidas y por tanto, en la temperatura de trabajo, lo que trae consigo el deterioro del aislamiento y la reducción de la vida útil de la máquina (Gómez, 2014 y Ruggero, 2014).

Estos problemas causados por las cargas no lineales y su efecto en el incremento de temperatura del transformador, fueron presentados en el comité de transformadores de la IEEE, aprobándose la Norma ANSI/IEEE C57.110 (1998), que provee un procedimiento para determinar la reducción de la capacidad y la corriente permisible del transformador cuando trabaja con corrientes no sinusoidales.

Los transformadores de distribución poseen capacidades normalizadas, que oscilan entre los 3 kVA y los 333 kVA, en dependencia de su aplicación. En muchos casos, los transformadores empleados en la distribución secundaria son de producción nacional.

De acuerdo a datos ofrecidos por la Empresa Eléctrica Provincial, las RDS en la provincia de Santiago de Cuba cuenta con 9436 transformadores de distribución, de ellos 1367 son mayores de 50 kVA. Esto significa que la capacidad total instalada en distribución secundaria asciende a 452007 MVA y se cuenta con 3186,6 km de líneas en la provincia.

Figura 2. Relación de la energía asociada a las pérdidas en las RDS y las pérdidas de transformación en Santiago de Cuba. (Fuente: Empresa Eléctrica Stgo. de Cuba, 2016).

Como puede apreciarse en la figura anterior, las pérdidas de energía por transformación representan aproximadamente el 38% de las pérdidas en las RDS. Los valores de las pérdidas de transformación son determinados a partir de las tomas de carga realizadas por la empresa, así como el cálculo mediante la simulación de los circuitos de distribución. En ninguno de los casos se considera el efecto de las corrientes armónicas en el valor de las pérdidas de transformación.

Estudios realizados en la Universidad de Oriente, de conjunto con la Oficina Nacional para el Control y Uso Racional de la Energía (ONURE) y el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) en la provincia Santiago de Cuba, han reflejado que, los valores de pérdidas totales en los transformadores, teniendo en cuenta la presencia de armónicos, estimados durante su operación en las RDS, son superiores que los valores de pérdidas totales en los transformadores, estimadas en la etapa de diseño, lo que ocasiona la disminución del tiempo útil de los transformadores.

**2. Metodología**

El nivel de distorsión armónica se describe por el espectro total armónico mediante las magnitudes y el ángulo de fase de cada componente individual. La Distorsión Armónica Total (THD) es la medida expresada en porciento del nivel de polución armónica de un sistema.

$THD = \sqrt{\left(\frac{RMS}{RMS\_{1}}\right)^{2} -1}∙100$ (1)

En cuanto a la presencia de armónicos en la red, en Cuba, se indica cumplir con la Norma IEC 61000-2-2 (2003) para sistemas de suministro de energía. Esta norma regula los niveles permisibles de polución armónica para los armónicos pares, impares e impares múltiplos de tres.

Tabla 1. Valores Normados para la distorsión armónica de corriente (IEC 61000-2-2, 2003).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Factor | Valores | Observaciones |
| THDi | < 10% | Situación normal no hay riesgos de mal funcionamiento. |
| 10% - 50% | Polución armónica significativa, con riesgo de elevación de la temperatura.  |
| >50% | Gran polución armónica, es probable el mal funcionamiento. |

**2.1. Efecto de los armónicos de la corriente en transformadores:**

Existe un consenso en que el efecto fundamental de los armónicos en los trasformadores, es el incremento de las pérdidas y por consiguiente el calentamiento de las máquinas (Dejan, 2017; Gómez; 2014 y Ruggero, 2014). Existen reportes de la influencia de determinados armónicos que, por el orden de la frecuencia y las características del circuito del transformador provocan vibraciones y ruidos audibles producto de la resonancia, en cambio, este efecto indeseado carece de un tratamiento profundo pues sus efectos técnicos y económicos no son considerables (Ruggero, 2014).

El efecto de los armónicos en transformadores está presente tanto en las pérdidas de cobre como en las pérdidas adicionales. En general, las pérdidas en los transformadores pueden ser recogidas dentro de las pérdidas con carga y en vacío del transformador.

$p\_{T}=p\_{NLL}+p\_{LL}$ (2)

Donde:

pNLL son las pérdidas en vacío (*non load loss*).

pLL son las pérdidas con carga (*load loss*)

Las pérdidas en vacío o pérdidas de núcleo se deben a las variaciones del flujo que circula por el material del núcleo en el tiempo. Estas pérdidas se deben a histéresis y corrientes parásitas y pueden determinarse por la fórmula de Steinmetz (Gómez, 2014).

$p\_{NLL}=p\_{H}+p\_{EN}$ (3)

Donde:

pH son las pérdidas de histéresis.

pEN son las pérdidas por corrientes parásitas en el núcleo.

$p\_{NLL}=k\_{H}∙f∙B\_{m}^{a}+k\_{EC}∙f^{2}∙B\_{m}^{2}$ (4)

Siendo:

f la frecuencia fundamental de la tensión.

Bm la máxima densidad de flujo.

kH es el coeficiente de pérdidas por histéresis que depende del material ferromagnético.

kEC es el coeficiente de pérdidas por corriente que depende del material ferromagnético.

a es un coeficiente que varía entre 1.5 y 2, según las características del material ferromagnético.

Las pérdidas con carga producto de los armónicos puede ser divididas en:

* Pérdidas de efecto Joule, también llamadas de I2R o pérdidas óhmicas, presentes en el cobre de los devanados del transformador.
* Pérdidas adicionales, por corrientes de Eddy o corrientes parásitas, debido al flujo electromagnético extraviado en el devanado, núcleo, abrazadera del núcleo, campo magnético, pared del tanque y otras partes estructurales del transformador. Las pérdidas adicionales del devanado incluyen pérdidas aisladas de corrientes de Eddy en los conductores del devanado y las pérdidas debido a la circulación de corrientes entre devanados paralelos o aislados. Esta pérdida aumentará en proporción al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia.

Las pérdidas con carga pueden ser obtenidas de manera práctica a partir del ensayo de la máquina en cortocircuito. Esta puede expresarse de la siguiente manera:

$p\_{LL}=p\_{Cu}+p\_{ED}+p\_{AD}$ (5)

Donde:

PCu son las pérdidas eléctricas en los devanados.

pED son las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados.

pAD son las pérdidas adicionales en las partes del transformador.

En la práctica, no existe un procedimiento que permita separar las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados de las pérdidas adicionales. Por esta razón las pérdidas adicionales totales (pADT), conformadas por la suma de pAD con pED, se calculan a partir de la diferencia entre las pérdidas con carga y las pérdidas eléctricas de la forma:

$p\_{ADT}=p\_{ED}+p\_{AD}=p\_{LL}-p\_{Cu}$ (6)

Donde:

pCu son las pérdidas de cobre en el transformador.

Las pérdidas eléctricas serán calculadas por la expresión:

$p\_{Cu}=I^{2}R\_{CD}$ (7)

Donde:

I es el valor eficaz de la corriente de carga de transformador.

RCD es la resistencia de corriente directa del devanado.

A partir de la teoría del análisis de las señales periódicas no sinusoidales se conoce que, en presencia de armónicos el valor eficaz de la señal se determina por la expresión:

$I=\sqrt{\sum\_{h=1}^{\infty }I\_{h}^{2}}$ (8)

Entonces las pérdidas eléctricas se determinan como:

$p\_{Cuh}=\sum\_{h=1}^{\infty }I\_{h}^{2}R\_{CD}$ (9)

Por su parte las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados del transformador serán:

$p\_{EDh}=p\_{EDn}∙\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{2}$ (10)

Donde:

pEDn son las pérdidas por corrientes parásitas nominales del transformador.

In es el valor eficaz de la corriente nominal del transformador.

De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.110 (1998) se establece que el valor nominal de las pérdidas adicionales (pADn) es de un 67 % de las pérdidas adicionales totales (pADT) para transformadores en aceite y de un 33 % para transformadores secos. Atendiendo a este criterio se plantea que las pérdidas adicionales se determinarán como:

$p\_{ADh}=p\_{ADn}∙\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{0.8}$ (11)

**2.2. El factor K**

El factor K se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación para su determinación es la siguiente:

$factor K=\sum\_{h=1}^{hmax}\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{2}$ (12)

Donde:

hmax es el orden máximo de los armónicos considerados en el estudio. Apegados a la norma IEC 61000-2-2 (2003) un estudio completo debería abarcar hasta el armónico de orden 25.

Autores plantean que este valor debe emplearse en la selección de los transformadores adecuados para cada sistema (Dejan, 2017). Existen fabricantes que emplean el factor K como coeficiente para la selección de dispositivos atenuadores como es el caso de los filtros activos o híbridos para instalaciones industriales.

**2.3. Factor de pérdidas armónicas FHL**

El factor de pérdidas armónicas se establece como un factor de proporcionalidad aplicado a las pérdidas en condiciones de distorsión armónica y representa la relación entre las pérdidas en del transformador con armónicos y estas pérdidas en condiciones nominales o que se tendrían con señales puramente sinusoidales (Gómez, 2014). Por definición se representan como:

$F\_{HL}=\frac{p\_{H}}{p\_{n}}$ (13)

Donde:

FHL es el factor de pérdidas armónicas.

pH son las pérdidas en presencia de armónicos.

Pn son las pérdidas nominales.

De esta manera tendremos que las pérdidas de cobre:

$F\_{HELEC}=\frac{p\_{ELEC}}{p\_{Cu}}=\frac{\sqrt{\sum\_{h=1}^{\infty }I\_{h}^{2}}R\_{CD}}{I^{2}R\_{CD}}=\frac{\sqrt{\sum\_{h=1}^{\infty }I\_{h}^{2}}}{I^{2}}$ (14)

Para las pérdidas por corrientes parásitas:

$F\_{HED}=\frac{p\_{EDn}}{p\_{EDn}}=\frac{p\_{EDn}∙\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{2}}{p\_{EDn}}=\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{2}=factor K$ (15)

Para las pérdidas adicionales:

$F\_{HAD}=\frac{p\_{AD}}{p\_{ADn}}=\frac{p\_{ADn}∙\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{0.8}}{p\_{ADn}}=\sum\_{h=1}^{\infty }\left(\frac{I\_{h}}{I\_{n}}\right)^{2}h^{0.8}$ (16)

A partir de este análisis es posible establecer un modelo matemático que permita determinar las pérdidas en los transformadores cuando alimentan cargas no lineales. Este modelo requiere de un conjunto de datos que comúnmente no son ofrecidos por fabricantes y por esta razón es necesario realizar ensayos de laboratorio a los transformadores. Por otra parte están los datos que son empleados para el análisis en presencia de armónicos, por lo que se requiere de realizar pruebas de campo y medir la distorsión armónica en los circuitos.

A continuación se declaran las variables independientes y las variables dependientes del modelo.

Variables independientes:

* Armónicos de corriente: Ih (A)
* Corriente nominal: In (A)
* Resistencia de corriente directa: RCD (Ω)
* Pérdidas de vacío: pNLL (W)
* Pérdidas de cortocircuito: pLL (W)

Variables dependientes:

* Pérdidas adicionales: pAD (W)
* Pérdidas por corrientes parásitas: pED (W)
* Pérdidas eléctricas: pCu (W)
* Factor K
* Factor de pérdidas armónicas FHL.

Los ensayos de Laboratorio se realizarán para determinar las pérdidas de vacío y cortocircuito del transformador, así como los valores de resistencia directa de los devanados.

Para realizar los ensayos de laboratorio es necesario que se cumplan con determinadas condiciones. La más importante de estas es que los transformadores se estudien conectados a una red puramente sinusoidal, por lo que la tensión debe tener un factor de cresta (FC) igual o muy cercano a $\sqrt{2}$ y un THDv inferior al 5%.

Para las pruebas de campo se requiere de una adecuada selección de los circuitos a estudiar. Por otra parte, cabe esperar que los armónicos no se comporten de igual manera en todos los horarios por lo que es necesario estudiar el fenómeno en mínima, media y máxima demanda. Los circuitos residenciales y mixtos no poseen el mismo comportamiento durante todo el año, pues se conoce que en los meses de verano aumenta el consumo eléctrico en estas cargas e incluso puede desplazarse el horario de máxima demanda. Atendiendo a estos criterios se considera necesario realizar el estudio de armónicos en varios circuitos de cada tipo, realizando una medición cada 10 min durante las 24 horas del día por periodo de una semana y midiendo el THDv, el THDi, el, los valores de Vrms, Irms e Ih hasta el orden 25.

**3. Resultados y discusión**

Para el análisis se ha empleado como caso de estudio un transformador de distribución monofásico de 37,5 kVA, con los siguientes datos:

Tabla 2. Datos nominales y pruebas de un transformador de 37,5 kVA
(Fuente: Elaboración propia).

|  |
| --- |
| Datos nominales: |
| Sn (kVA) | 37.5 |
| cosθ | 0,89 |
| V1 (V) | 13800 |
| V2 (V) | 240 |
| a | 57,5 |
| I1n (A) | 2,2 |
| I2n (A) | 125 |
| Pruebas al transformador: |
| P0 (W) | 120 |
| V0 (V) | 240 |
| I0 (A) | 0,769 |
| cosθ0 | 0,65 |
| Pcc (W) | 1800 |
| Vcc (V) | 240 |
| Icc (A) | 11,538 |
| cosθcc | 0,65 |
| RCD (Ω) | 0,08 |

Aplicando el modelo anterior para tres casos de estudio hipotéticos, el primero de ellos en el que el THDi no sobrepase el 10%, el segundo con un THDi permisible de un 22% y el tercero para un THDi% superior al 50% se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3. Resultados del modelo para el tranformador de 37.5 kVA con tres valores distintos de THDi% (Fuente: Elaboración propia).

|  |  |
| --- | --- |
| Pérdidas Nominales | Pérdidas armónico fundamental de la corriente |
| pCun (W) | 1250 | pCuh1 (W) | 1058 |
| pEDn (W) | 203,5 | pEDh1 (W) | 172,242 |
| pADn (W) | 346,5 | pADh1 (W) | 293,277 |
| THDi =7.87% | THDi =22% | THDi =50% |
| Factores calculados: |
| K | 0,91 | K | 1,29 | K | 3,98 |
| FhELEC | 0,85 | FhELEC | 0,89 | FhELEC | 1,06 |
| FhED | 0,91 | FhED | 1,29 | FhED | 3,98 |
| FhAD | 0,86 | FhAD | 0,95 | FhAD | 1,43 |
| Pérdidas calculadas en presencia de armónicos: |
| pCuh (W) | 1062,5 | pCuh (W) | 1111,14 | pCuh (W) | 1325 |
| pEDh (W) | 185,185 | pEDh (W) | 263,67 | pEDh (W) | 809,93 |
| pADh (W) | 297,99 | pADh (W) | 330,19 | pADh (W) | 495,495 |

Es importante destacar que en los tres casos en estudio el valor del armónico fundamental de la corriente se mantuvo constante. A continuación se muestran los resultados gráficos de las pérdidas a partir de aplicar el modelo en el transformador:

Figura 3. Resultado de las pérdidas para un THDi del 7.87% (Fuente: Elaboración propia).

Como se observa en la figura 1, tanto las pérdidas de cobre, como las pérdidas por corrientes parásitas y las adicionales se mantienen prácticamente idénticas a las pérdidas asociadas únicamente al armónico fundamental. En este caso puede apreciarse como los factores de pérdidas obtenidos son cercanos a la unidad.

En el caso de un THDi de un 22%, los resultados presentados en la figura 4 evidencian una diferencia entre los valores de las pérdidas en presencia de armónicos de aquellas pérdidas que están asociadas únicamente al armónico fundamental de la corriente.

Figura 4. Resultado de las pérdidas para un THDi del 22% (Fuente: Elaboración propia).

Esta diferencia se hace más notoria en las pérdidas por corrientes parásitas, observándose que aun cuando el THDi% se encuentra en un rango permisible, las pérdidas por corrientes parásitas son superiores incluso a las pérdidas en condiciones nominales de operación. En este caso el mayor factor corresponde a esta pérdida (FHED), el cual se corresponde con el valor del factor K. La diferencia entre las pérdidas totales debidas a los armónicos y las pérdidas calculadas a partir del armónico fundamental resultan en el impacto que tienen en las pérdidas del transformador la circulación de corrientes no sinusoidales por sus devanados.

Figura 5. Resultado de las pérdidas para un THDi del 50% (Fuente: Elaboración propia).

En el caso en que el THDi exceda el valor permitido de un 50% los resultados demuestran que todas as pérdidas exceden sus correspondientes valores en régimen nominal, nuevamente se destaca el valor de las pérdidas por corrientes parásitas, las cuales triplican las pérdidas nominales por este concepto, obteniéndose un factor K de 3.98.

Figura 6. Pérdidas totales en el transformador para diferentes valores de THDi%
(Fuente: Elaboración propia).

En el estudio pude apreciarse como el incremento del THDi provoca un incremento significativo en las pérdidas de transformación (figura 6). Este resultado es consistente con las investigaciones realizadas por diversos autores (Astorga, 2016; Dejan, 2017; Gómez; 2014 y Ruggero, 2014) y este incremento es más significativo en las pérdidas por corrientes parásitas, tal y como queda demostrado en las figuras 3, 4 y 5 respectivamente, provocando que, para valores cercanos al 50% en la THDi se obtengan pérdidas armónicas con carga superiores a un 46% de las pérdidas con carga en condiciones nominales y se incremente de manera considerable las pérdidas totales del transformador (ver figura 7).

Tabla 4. Resultados del modelo para el tranformador de 37.5 kVA con valores de THDi igual al 50% (Fuente: Elaboración propia).

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Pérdidas | Nominales | Armónicos | Porciento |
| pCu (W) | 1250 | 1325 | 6% |
| pEDh (W) | 203,5 | 809,93 | 298% |
| pADh (W) | 346,5 | 495,49 | 43% |
| Pérdidastotales (W) | Nominales | Armónicos | Porciento |
| 1800 | 2630,43 | 46,13% |

Figura 7. Pérdidas totales en el transformador para un THDi del 50% (Fuente: Elaboración propia).

En el modelo, se establece como consideración, que las pérdidas sin carga no dependen de la distorsión armónica, en cambio, esto solo se cumple en aquellos circuitos en que el THDv no supere el 5%, por lo cual se considera un régimen normal de funcionamiento (Gómez, 2014). Esta consideración está fundamentada en el hecho de que los valores de distorsión armónica para las tensiones son inferiores a los de corriente en los circuitos de distribución, en cambio, no puede afirmarse que en todos los casos se cumpla esta condición. El no cumplimiento de la misma impone entonces la necesidad de corregir el modelo, de manera tal que considere en las pérdidas de vacío el efecto de la polución en la onda de tensión y demostrar la necesidad de esta corrección dependerá del estudio de casos y los resultados de las mediciones en los circuitos.

Otro aspecto importante está en que, el modelo basa el cálculo de las pérdidas de cobre, en los resultados de la RCD obtenidos a partir de las pruebas. En cabio, la resistencia de los devanados en CA varía en presencia de armónicos por la circulación de corrientes con frecuencias superiores a la nominal debido al efecto pelicular y por el incremento de la temperatura en los devanados (Astorga, 2016 y Ruggero, 2014).

El modelo anteriormente descrito es exclusivo para transformadores monofásicos de distribución, en cambio, los servicios exclusivos y mixtos de la distribución secundaria emplean, en muchas ocasiones, bancos trifásicos con tres o dos transformadores monofásicos, de igual o distintas capacidades. Estos transformadores no se encuentran cargados de igual manera y los esquemas de conexión varían en dependencia de las necesidades y características del circuito. Por esta razón, se hace necesario ajustar el modelo para que responda a las diferentes configuraciones de los bancos de transformadores en el sistema con el propósito de que pueda resultar una herramienta capaz de calcular las pérdidas de transformación en el sistema.

**4. Conclusiones**

El modelo ofrecido por la Norma ANSI/IEEE C57.110 (1998) permite determinar el valor de las pérdidas en los transformadores de distribución que alimentan cargas no lineales. El modelo analítico desarrollado, requiere que se realicen mediciones de calidad en las RDS, con el propósito de determinar la presencia de armónicos en las corrientes de la carga. De igual manera, es necesario conocer los valores de pérdidas nominales de vacío y cortocircuito de la máquina y otros parámetros de la máquina que pueden ser obtenidos mediante las pruebas de laboratorio o en sus datos de chapa. El análisis realizado ha demostrado que para valores de THDi menores del 50% se aprecia un aumento considerable de las pérdidas lo que incide en la reducción de la vida útil del transformador y que tienen un peso considerable en la eficiencia del sistema electroenergético. El modelo implementado es aplicable en transformadores monofásicos, en cambio, puede ser generalizado a transformadores trifásicos o bancos de transformadores monofásicos que brinden servicio trifásico siempre que estos posean una conexión completa. Por esta razón, se requieren estudios para su adecuación en bancos trifásicos con conexión incompleta.

**5. Referencias bibliográficas**

1. ANSI/IEEE Std. C57.110-1998. IEEE, (1998). *Recomended practice for establishing transformer capability when supplyng non-sinusoidal load currents*, IEEE Standards.
2. Astorga Gómez, J. M., Aróstica Córdova, R. A., Iriarte Salinas, Y. A., (2016). *Estimación del factor K en transformadores de distribución usando modelos de regresión lineal*. Revista Tecnura, Colombia.
3. Dejan Pejovski, Krste Najdenkoski, Mihail Digalovski, (2017). *Impact of different harmonic loads on distribution transformers*, Procedia Engineering, Volume 202.
4. Gómez Sarduy, J., Quispe, E., Reyes Calvo, R., Sousa-Santos, V., Viego-Felipe, P., (2014). *Influencia de los armónicos de corriente sobre las pérdidas en los transformadores de distribución monofásicos con derivación central*, El Hombre y la Máquina, núm. 45, julio-diciembre, Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Colombia. ISSN: 0121-0777.
5. Kennedy, B. W. , (2000). *Power Quality Primer*, McGraw-Hill.
6. Llamo Laborí, H. S., (2009). *Sistemas Eléctricos II*. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba.
7. Norma IEC 61000-2-2, (2003). *Compatibilidad para las perturbaciones conducidas de baja frecuencia y la transmisión de señales en las redes de suministro público en baja tensión*.
8. Ruggero Ríos, B., (2014). *Incidencias de Cargas No Lineales en Transformadores de Distribución*, Revista Científica de la UCSA, Vol.1 No. 1 Diciembre 2014:33-51, Asunción, Paraguay.