



Energética

ISSN: 0120-9833

energetica\_nal@unal.edu.co

Universidad Nacional de Colombia

Colombia

Sierra - Gil, Eduardo; Basulto - Espinosa, Alfredo; Planos - Reyes, Juan Miguel  
Estimación temprana de la pérdida de vida útil de transformadores de distribución

Energética, núm. 47, junio, 2016, pp. 1-9

Universidad Nacional de Colombia

Medellín, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=147050091001>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

# Estimación temprana de la pérdida de vida útil de transformadores de distribución

## Premature estimation of the service life loss of distribution transformers

Eduardo Sierra-Gil <sup>a\*</sup>, Alfredo Basulto-Espinosa <sup>b</sup> y Juan Miguel Planos-Reyes <sup>b</sup>

Recibido: Diciembre 14 de 2015  
Recibido con revisión: Junio 15 de 2016  
Aceptado: Junio 30 de 2016

<sup>a\*</sup> Universidad de Camagüey  
Carretera Circunvalación Norte km 51/2 e/  
Ave. Ignacio Agramonte y Camino viejo de  
Nuevitas.  
Camagüey, Cuba  
eduardo.sierra@reduc.edu.cu

<sup>b</sup> Empresa Eléctrica Provincial Camagüey  
Carretera Circunvalación Norte km 21/2.  
Camagüey, Cuba  
basulto@eleccmg.une.cu  
planos@eleccmg.une.cu

Energética 47, Junio (2016), pp 01-09

ISSN 0120-9833 (impreso)  
ISSN 2357 - 612X (en línea)  
[www.revistas.unal.edu.co/energetica](http://www.revistas.unal.edu.co/energetica)  
© Derechos Patrimoniales  
Universidad Nacional de Colombia



### RESUMEN

En este trabajo se presenta un método para calcular las condiciones de operación de los transformadores de distribución de la provincia de Camagüey usando la facturación mensual de los clientes de cada transformador en conjunto con su curva típica predeterminada, se obtuvieron valores promedio de carga diaria, señalando los transformadores sobrecargados, los incrementos de temperatura sobre la del ambiente y de allí su vida útil estimada, basándose en su comportamiento térmico como principal eslabón para un buen funcionamiento. El método permite listar y ordenar los transformadores en condición más crítica, con su consiguiente influencia sobre la vida útil de estos costosos equipos, lo que posibilita elaborar un plan de medidas preventivas a tiempo, Este método está sustentado sobre Microsoft Access del paquete de office que vincula datos de tablas internas, con datos del fabricante, con otras del SIGERE (Base de datos para la gestión de redes).

### PALABRAS CLAVE

Comportamiento térmico; Curva de carga diaria; Pérdida de vida útil; Sobrecarga; Transformadores de distribución.

### ABSTRACT

In this paper a method to calculate the conditions of operation of the distribution transformers of the Camagüey province by using the monthly billing of the clients of each transformer as a whole with your typical curve predetermined is presented, we will obtain the value average of daily load, indicating the overloaded transformers, the increments of temperature by over of the environmental temperature and of there your useful life estimated, based on their thermal behavior like principal link for a good functioning. The method permit to list and arrange the transformers in more critical condition, with its consequent influences on the service life of these expensive equipments, which make possible to elaborate a plan of preventive in time, this method is sustained on Microsoft Access of the Office package that relate the data of internal tables with data of the manufacturer with others of the SIGERE ( Base of data for the management of networks ).

### KEYWORDS

Thermal behavior; Daily load curve; service life loss; Overload; Distribution transformers.

## 1. INTRODUCCIÓN

Para poder aplicar el método que se describe en este artículo es necesario, en primer lugar, realizar un levantamiento y asociación de los clientes a su respectivo banco de transformador, el cual debe ser revisado cuidadosamente. Por ejemplo; haciendo consultas digitales, entre ellas a los bancos de alumbrado público con clientes residenciales, a los bancos exclusivos con más de un cliente, a los bancos secundarios con menos de 7 clientes o con más de 150, los cuales deberán corregirse para obtener un resultado óptimo.

Un levantamiento como éste, fue ya realizado, en específico; en la Empresa Eléctrica Municipal de Camagüey durante el año 2010. El segundo paso es revisar las tablas que se usan como base para el cálculo y corregir registros vacíos, como el tipo de curva del banco u otros que formen parte de los campos que se describen en la Tabla 1, que está conformada por los datos que aparecen en el SIGERE (Sistema de Gestión de Redes) y la Tabla 2, conformada por las características físicas promedio de los transformadores instalados en Cuba.

Tabla: SIGECO*		Base de datos: SIGERE
Nombre del campo	Tipo de dato	Uso en el método
Codcli	Código Identificador del cliente	Relacionar con las tablas del SIGECO para obtener otros datos por consulta.
BancoAlim	Código del banco del cliente	Agrupar el consumo de los clientes por banco
consumo	Consumo en el mes del cliente	kW base del calculo
ccodel	Clasificación por actividad del cliente	Definir grafico de carga del cliente
Tabla: Banco transformadores		Base de datos: SIGERE
Código	Código Identificador del banco	Relacionar con otras tablas
Conexión	Tipos de conexiones	Filtrar los bancos monofásicos
Estado Operativo	Estado de operación del banco	Discriminar los bancos abiertos
Tabla: Transformadores		Base de datos: SIGERE
Id_Capacidad	Código de la capacidad	Determinar la capacidad instalada
Tabla: SIGECO_GRAFICOCARGA_P		Base de datos: SIGERE
id_tipo	Código	Relacionar la curva con

	Identificador de la Curva	el banco.
fc	Factor de carga de la curva	Usado para hallar la demanda máxima del cliente a partir de su consumo
H00_01 - H23_24	Valores de carga horaria en por unidad	Se multiplica por la Demanda máxima obteniéndose valores horarios en kW

**Tabla 1:** Tablas y campos de bases de datos externas utilizados para el cálculo

**Fuente:** Elaboración propia

\*SIGECO: Sistema para la gestión comercial de la energía.

Capacidad kVA	Pérdidas de hierro kW	Pérdidas de cobre kW	Peso Total kg	Aceite L
5	0.046	0.107	89.77	23.44
10	0.050	0.140	120.00	31.00
15	0.070	0.195	145.00	35.00
25	0.100	0.290	173.00	43.00
37.5	0.130	0.405	216.00	55.00
50	0.160	0.510	292.00	71.00
75	0.210	0.710	362.00	89.00
100	0.260	0.900	407.00	95.00
167	0.375	1.365	650.00	190.00
333	0.830	3.587	1150.00	295.00

**Tabla 2:** Datos característicos vs capacidad del transformador utilizados para el cálculo.

**Fuente:** Elaboración propia

Capacida d kVA	Peso Núcleo kg	Peso Tanque Accesorios kg	Peso Devanado o Primario kg	Peso Devanado Secundario kg
5	27.29	34.43	2.36	2.59
10	38.30	41.70	5.86	4.39
15	47.34	40.00	6.94	7.47
25	70.47	45.00	11.95	11.84
37.5	85.00	50.16	15.00	15.00
50	109.09	79.48	21.76	16.77

75	141.9 1	87.31	28.67	23.38
100	160.6 3	100.85	32.94	26.58
167	261.6 9	118.98	55.96	43.86
333	469.6 5	235.81	103.33	79.40

**Tabla 2:** Datos característicos vs capacidad del transformador utilizados para el cálculo. (continuación)

**Fuente:** Elaboración propia

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1 Obtención de la carga diaria por hora

El algoritmo de trabajo es el siguiente; primero se determina la demanda promedio de cada cliente por hora, dividiendo la lectura mensual del metro contador por el número de horas del mes de análisis, luego se le suma el porcentaje de pérdidas negras preestablecido (4,2 %) resultando la demanda real “DemR” y después con el factor de carga de la curva del cliente “fc” se calcula la Demanda máxima (D<sub>máx</sub>) utilizando la ecuación Ec. (1):

$$D_{máx} = DemR / f_c \quad (kW) \quad \text{Ec. (1)}$$

Esta demanda máxima se multiplica por los valores en por unidad de la curva en cada hora obteniéndose la potencia activa por hora en cada banco de transformador [1-2].

### 2.2 Obtención de la temperatura horaria de los transformadores

En vista del elevado costo de los transformadores de distribución, uno de los principales objetivos es la preservación de la vida útil de los mismos, la cual es inversamente proporcional a los aumentos de temperatura provocados por la carga a ellos conectada, dicha carga está relacionada directamente con la curva de carga calculada

Las limitaciones impuestas [3-4] son, no sobrepasar los 65 °C por encima de una temperatura ambiente de 40 °C y no sobrepasar los 85 °C en el punto más caliente del devanado (Hot-Spot), aunque este último aspecto se limitará a 80 °C [5], pero el valor de estas temperaturas es difícil de obtener, pues depende de varios factores como son: las condiciones ambientales del lugar de instalación, la temperatura máxima permitida en los devanados, pérdida de vida útil admitida, los valores de carga presentes antes de la sobrecarga y el tiempo de duración de la misma, por lo que es una tendencia común tomar como base un porcentaje de sobrecarga convenido y con una medición instantánea y una curva general de carga se decide si el transformador está sobrecargado o no, lo cual es inexacto.

A partir de las características físicas de los transformadores que se registraron en la Tabla 2, de los materiales usados para construir el transformador y de las curvas por banco obtenidas a partir de sus clientes asociados se podrán aplicar los principios y fórmulas propuestos en las referencias [6-7], para determinar teóricamente que grado de cargabilidad puede soportar sin un daño del aislamiento superior al proyectado y prever una vida útil, con el fin de planificar cambios de aceite u otro tipo de medida preventiva

Para el cálculo se asumirán un grupo de datos previos en vista de la información de que se dispone, siendo vital conocer que todos los transformadores están refrigerados con aceite, que el enfriamiento es natural (OA) y sus devanados son de cobre. Los valores de sus pérdidas nominales y dimensiones físicas se tomaron de la media nacional y se complementaron con datos de fichas técnicas de transformadores existentes en el taller de transformadores de la provincia de Camagüey. Con estos datos se estiman los valores de las diferentes variables y se realiza el cálculo del punto más caliente del devanado utilizando las siguientes expresiones [3].

El valor de la temperatura en el punto más caliente “θH” (THS) se obtiene mediante la ecuación Ec. (2):

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_{HU} \quad \text{Ec. (2)}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TOU} - \Delta\theta_{TOi}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TOi} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \cdot \left( \frac{k^2 \cdot R + I}{R + I} \right)^n \quad \text{Ec. (4)}$$

$$\Delta\theta_{TO,U_i} = \Delta\theta_{TO,R} \cdot \left( \frac{k_i^2 \cdot R + I}{R + I} \right)^n \quad \text{Ec. (5)}$$

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \cdot \frac{\left[ \frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right]^{\frac{1}{n}} - \left[ \frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right]^{\frac{1}{n}}}{\left[ \frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right]^{\frac{1}{n}} - \left[ \frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right]^{\frac{1}{n}}} \quad \text{Ec. (6)}$$

$$\tau_{TO,R} \cdot \frac{C \cdot \Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad \text{Ec. (7)}$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} \cdot K^{2m} \quad \text{Ec. (8)}$$

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde:

$\theta_A$ : (TA) Temperatura ambiente en  $^{\circ}\text{C}$ , el programa usa la media por hora en Camagüey, aunque es editable.

$\Delta\theta_{TO}$ : (THETO) Incremento de temperatura del aceite en la parte superior del transformador sobre la temperatura ambiente  $^{\circ}\text{C}$ .

$\Delta\theta_{H,U}$ : (THEHST) Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado sobre la del aceite en la parte superior del transformador para una carga L en  $^{\circ}\text{C}$ .

$\Delta\theta_{TO,U}$ : (THETOF) Incremento final de temperatura del aceite en la parte superior del transformador sobre la temperatura ambiente  $^{\circ}\text{C}$ .

$\Delta\theta_{TO,i}$ : Incremento inicial de temperatura del aceite en la parte superior del transformador sobre la temperatura ambiente  $^{\circ}\text{C}$ . Se toma el  $\Delta\theta_{TO,U}$  del cálculo de la hora anterior.

$\Delta\theta_{TO,U_i}$ : Similar a la anterior se usa para comenzar a calcular a las 6:00 am en cada banco.

t: Duración de la carga de cálculo en horas. Se toma =1h.

$\tau_{TO}$ : (CTA) Constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga.

$\tau_{TO,R}$ : (CTAR) Constante de tiempo del aceite del transformador para carga nominal.

$\Delta\theta_{TO,R}$ : (THETOR) Incremento de temperatura del aceite en la parte superior del transformador sobre la temperatura ambiente a carga nominal  $^{\circ}\text{C}$ .

K: Relación entre la carga y la carga nominal en por unidad.

Ki: Valor RMS de la carga del banco en las 6 horas anteriores del valor tomado como inicial.

R: Relación entre las pérdidas de cortocircuito y las pérdidas de vacío.

n: Exponente obtenido empíricamente para calcular la variación de  $\Delta\theta_{TO}$  con la variación de la carga.  $n=0.8$ .

C: Es la capacidad térmica del transformador en  $\text{Wh}/^{\circ}\text{C}$ .

PT,R: Pérdidas totales a carga nominal en W.

m: Exponente obtenido empíricamente para calcular la variación de  $\Delta\theta_H$  con la variación de la carga.  $m=0.8$ .

$\Delta\theta_{H/A,R}$ : Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado sobre la del ambiente a carga nominal en  $^{\circ}\text{C}$ .

$\Delta\theta_{H,R}$ : (THSR) Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado sobre la del aceite en la parte superior del transformador a carga nominal en  $^{\circ}\text{C}$ .

$C=0.1323 \cdot (\text{peso del núcleo y los devanados en kg}) + 0.08818 \cdot (\text{peso del tanque y accesorios en contacto con el aceite}) + 0.3513 \cdot (\text{litros de aceite})$

Entre paréntesis están los nombres de campos que utiliza el programa para estas variables.

Con la obtención de los datos finales, es posible comenzar la búsqueda de los puntos vulnerables en el sistema de distribución y optimizar su explotación. Por ejemplo minimizando las pérdidas de vacío del circuito eliminando bancos subcargados u ociosos. En el caso de los sobrecargados se puede planificar una división del circuito secundario, transferencia de carga a otro banco subcargado u aumento de capacidad, acciones que disminuyen notablemente las pérdidas en la distribución.

## 2.3 Estimación de la vida útil del aislamiento del transformador

Al contar con la temperatura del punto más caliente del transformador se pasa al cálculo del factor de aceleración del envejecimiento por hora, el factor envejecimiento en un período de tiempo y el por ciento con respecto a una vida útil de 180 000 horas es decir unos 20,55 años, lo cual aunque es una referencia no se debe confundir con un cálculo real de la vida útil del transformador, pues aunque la temperatura es un factor fundamental que incide sobre el aislamiento no es el único, además de que transformadores con un aislamiento muy por debajo del mínimo han dado servicio durante años [3-4].

Es necesario reseñar, que se usan curvas de carga y de temperatura ambiente promedio; en la práctica estas varían de forma intensa, asimismo en muchos sitios de la provincia se han realizado divisiones de circuitos secundarios quitándole carga a transformadores que hoy no están sobrecargados y extrapolando el factor de envejecimiento hasta la fecha de instalados no da un valor real, pues en otro tiempo fueron sometidos a un régimen de operación severo, no obstante es importante usar ecuaciones con el propósito de determinar las acciones a tomar para evitar el deterioro del indicador de transformadores dañados.

En este caso se utilizarán las ecuaciones Ec. (10), Ec. (11) y Ec. (12) [3]:

$$F_{AA} = e^{\left( \frac{1500}{383} \cdot \frac{1500}{\theta_n + 273} \right)} \quad \text{Ec. (10)}$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \cdot \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad \text{Ec. (11)}$$

$$\% \text{ de vida perdido} = \frac{F_{EQA} \cdot 24 \cdot 100}{18000} \quad \text{Ec. (12)}$$

Dónde:

FAA: factor de aceleración de envejecimiento correspondiente a la temperatura en el intervalo  $\Delta t_n$ .

n: Índice del intervalo de tiempo t.

N: Número total de intervalos.

$\Delta t_n$ : Es el intervalo de tiempo en horas.

## 3. RESULTADOS

### 3.1 Transformadores bajo riesgo de daño

El análisis se realizó usando el programa de Microsoft Office Access con el cual se obtuvieron los datos formulados en las tablas 1 y 2 para los 1942 bancos monofásicos objeto de estudio, para estudiar la correspondencia entre la metodología utilizada y la realidad se hicieron 2 comparaciones:

1. Comparación de los transformadores considerados en riesgo con los dañados.
2. Comparación de los transformadores considerados en riesgo con los fallados.

Para saber los transformadores que están en riesgo se utilizó la referencia [3] donde se explican los valores límites a que deben operar los transformadores para no afectar su vida útil los cuales se pueden observar en la tabla 3.

Temperatura del aceite en la parte superior de la cuba	110°C
Temperatura del punto más caliente del devanado	180°C
Carga máxima en una hora	200%

**Tabla 3:** Valores críticos  
**Fuente:** Elaboración propia

Años	Meses												Total
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2008	3	3	5	2	6	8	8	14	2	4	6	7	68
2009	5	5	5	5	12	18	4	7	8	6	9	3	87
2010	2	2	2	5	6	11	12	7	9	4	4	1	65
2011	3	3	3	3	10	9	12	14	16	6	2	3	84
2012	3	5	3	9	8	12	18	4	18	12	3	2	97



2013	3	3	4	9	22	13*						54
------	---	---	---	---	----	-----	--	--	--	--	--	----

**Tabla 4:** Número de transformadores dañados por meses en la Empresa Eléctrica Camagüey.

**Fuente:** Elaboración propia

\*Hasta el 20 de Junio de 2013

### 3.2 Comparación de los transformadores considerados en riesgo con los dañados

Al medir la temperatura y la carga real, en una muestra de transformadores tomada al azar, ante la imposibilidad de realizar mediciones en todos, debido a la elevada población de transformadores, se constata que muchos de los transformadores fallan o se dañan más de una vez por la dificultad de visitarlos e investigar correctamente la causa que origina la avería, entonces se realiza la fundamentación metodológica comparando los bancos que superan los rangos recomendados en la referencia [3] con los registros históricos de bancos dañados en el municipio, los cuales se observan en la tabla 5.

Datos estadísticos	Total	Operativos
Transformadores monofásicos	2027	1942
Porcentaje		95.8%
Bancos en peligro según la norma		297
Porcentaje		15.29%
Dañados monofásicos 1-02>5-13	432	363
Porcentaje		84.0%
En Peligro vs Dañados	80	69
Porcentaje (%)	18.5%	19.0%

**Tabla 5:** Proporción de transformadores en riesgo y de transformadores dañados vs transformadores existentes.

**Fuente:** Elaboración propia

Datos estadísticos	Estatales exclusivos	Residencial o mixto
Transformadores monofásicos	119	1823

Porcentaje	6.1%	93.9%
Bancos en peligro según la norma	10	287
Porcentaje	3.37%	96.6%
Dañados monofásicos 1-02>5-13	32	331
Porcentaje	8.8%	91.2%
En Peligro vs Dañados	1	68
Porcentaje (%)	3.1%	15.9%

**Tabla 5:** Proporción de transformadores en riesgo y de transformadores dañados vs transformadores existentes (continuación).

**Fuente:** Elaboración propia

Nótese que entre los 363 transformadores dañados entre enero del 2002 y mayo de 2013 y los 297 bancos clasificados con riesgo coinciden 69 para un 19% de correspondencia. En esta misma tabla se observa que el número real de transformadores dañados es mayor que el número de bancos en un 16% con 432 unidades, esto es debido a que en un mismo banco se dañan varios transformadores.

En la tabla 6 se observa que la metodología no descubre transformadores que se dañan más de 2 veces, lo cual puede estar dado porque cuando un transformador se daña una vez se toman a priori una de dos decisiones, o bien se aumenta la capacidad o se divide el secundario; en cualquier caso si éste se averió realmente por daño en el aislamiento, provocado por sobrecargas, al cambiarse vuelve a restaurarse la vida útil del aislamiento.

	Total	5 veces	4 veces	3 veces	2 veces	1 vez
Dañados Varias veces 1-02>5-13	363	1	1	9	44	308
Porcentaje		0.3%	0.3%	2.5%	12.1%	84.8%
En Peligro vs Dañados	69				11	58
Porcentaje					15.9%	84.1%
Porcentaje vs total de dañados					25.0%	18.8%

**Tabla 6:** Número de transformadores dañados por bancos existentes vs coincidentes bajo riesgo.

**Fuente:** Elaboración propia

Otro factor a tener en cuenta, son las causas definidas por las que se dañaron los transformadores, las cuales se desglosan en la tabla 7, análisis realizado a partir del número de transformadores dañados y no de su banco, pues cada uno de éstos aunque estuvo en el mismo banco pudo haberse dañado por una causa diferente, aquí se destaca que de los transformadores en riesgo detectados, solo el 30% corresponde a sobrecarga, lo que puede explicarse por las siguientes razones:

Al sufrir el aislamiento un daño progresivo, lo cual lo hace más sensible a las sobretensiones provocadas por los rayos.

El cortocircuito por baja que obliga a los conductores de los devanados a desplazarse, pudiéndose remover el aislamiento en sus partes ya sensibles.

Un detalle a destacar que refuerza la confianza en la metodología es que dentro de los no detectados solo el 13,1% se dañó por sobrecarga aumentando su confiabilidad.

Causa	1	2	3
Sobrecarga	24	30.0%	5.6%
Rayo	22	27.5%	5.1%
Cortocircuito Secundario	15	18.8%	3.5%
Desconocida	10	12.5%	2.3%
Problema Interno del Transformador	7	8.8%	1.6%
Contaminación	2	2.5%	0.5%
Total	80		

**Tabla 7:** Desglose de transformadores dañados por tipo de causa.  
**Fuente:** Elaboración propia

Causa	4	5	6	7	8
Sobrecarga	46	13.1%	10.6%	70	16.2%
Rayo	129	36.6%	29.9%	151	35.0%
Cortocircuito Secundario	64	18.2%	14.8%	79	18.3%
Desconocida	45	12.8%	10.4%	55	12.7%

Problema Interno del Transformador	65	18.5%	15.0%	72	16.7%
Contaminación	3	0.9%	0.7%	5	1.2%
Total	352			432	

**Tabla 7:** Desglose de transformadores dañados por tipo de causa (Continuación).

**Fuente:** Elaboración propia

- 1) Total de transformadores dañados coincidentes con los detectados en los cálculos.
- 2) Por ciento por causa de dañados coincidentes con respecto al total de detectados.
- 3) Por ciento por causa de dañados coincidentes con respecto al total de dañados.
- 4) Transformadores dañados no detectados.
- 5) Por ciento por causa de dañados no detectados.
- 6) Por ciento de dañados no coincidentes con respecto al total de dañados.
- 7) Total de transformadores dañados.
- 8) Por ciento por causa del total de dañados.

### 3.3 Comparación de los transformadores considerados en riesgo con los fallados.

Normalmente antes de dañarse un transformador dispara o falla varias veces, sobre todo cuando está sometido a grandes sobrecargas, por lo que sería conveniente revisar la correspondencia entre los bancos de transformadores con disparos y los considerados bajo riesgo lo cual se manifiesta en la tabla 8 donde primero se muestra el número total de disparos, luego los ocurridos en bancos monofásicos, objeto de este estudio y finalmente el número coincidente con los bancos en riesgo mostrando una proporción muy parecida a los dañados con un 20,2% que baja un 2,1% con respecto al histórico lo que es normal, pues la Empresa Eléctrica Municipal Camagüey está en constante crecimiento y muchos de los bancos del 2013 no existían en años anteriores.

Descripción	Total	Monofásicos	Coincidentes
Bancos Disparados 1-5/2013	355	346	70
Por ciento		97.5%	20.2%



Bancos Disparados 2008-2012	1519	1468	275
Por ciento		96.6%	18.1%

**Tabla 8:** Transformadores fallados en 2013 e histórico 2008-2012

**Fuente:** Elaboración propia

En la tabla 9 se hace un análisis similar al de la tabla 8 donde se observa una tendencia más definida a detectar bancos en riesgo que tienen ya varios disparos.

Nro de disparos	6 veces	5 veces	4 veces	3 veces	2 veces	1 vez
Total de bancos	2	3	2	11	51	277
Por ciento del total	0.6%	0.9%	0.6%	3.2%	14.7%	80.1%
Nro de disparos coincidentes			1	5	17	47
Por ciento del total			1.4%	7.1%	24.3%	67.1%
Por ciento de coincidencia			50.0%	45.5%	33.3%	17.0%

**Tabla 9:** Cantidad de disparos por banco total vs detectado en riesgo

**Fuente:** Elaboración propia

## 4. CONCLUSIONES

- ✓ La metodología propuesta permite el diagnóstico de los transformadores a partir de la estimación temprana de la pérdida de vida útil de los mismos, mediante la determinación de la temperatura de operación en base a la carga horaria; lo que contribuye a obtener un beneficio económico tanto por la disminución de equipos dañados como por las pérdidas al detectar los transformadores más sobrecargados y dirigir los recursos de que se dispone donde son más útiles.
- ✓ La comparación entre los transformadores dañados y fallados con los señalados en riesgo por la metodología, mostró una coincidencia de un 19%, valor más bajo que el esperado, dado fundamentalmente por el uso de características físicas promediadas de los transformadores y curvas de carga de otras zonas geográficas.
- ✓ La comparación entre las temperaturas calculadas y las obtenidas por medición muestran una diferencia media de un 44% provocado por errores del levantamiento del banco, y la diferencia entre el área donde se mide (Tanque) y el punto calculado

(temperatura del aceite en la parte superior del tanque).

- ✓ Se deben crear dentro de la base de datos tablas con la fichas técnicas por fabricante de los transformadores lo que aumentaría la precisión e incluir el ajuste de pérdidas acorde al TAP en que se encuentra el transformador, así como la corrección por cambio de la viscosidad del medio refrigerante, estos constituyen objetivos futuros de implementación.

## 5. REFERENCIAS

J.N. Fidalgo, M.A. Matos y L. Ribeiro. "A new clustering algorithm for load profiling based on billing data". Electric Power Systems Research. Vol 82, No 1, pp. 27-33. Enero 2012. ISSN: 0378-7796. DOI: 10.1016/j.epsr.2011.08.016.

A. Mutanen, M. Ruska, S. Repo y P. Jarventausta. "Customer Classification and Load Profiling Method for Distribution Systems". IEEE Transactions on power delivery. Vol 26, No 3, pp. 1755-1763. Julio 2011. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2011.2142198.

ANSI-IEEE. Guide for loading mineral oil-immersed overhead-type distribution transformer with 55°C or 65°C average winding rise. IEEE Std C57-91-1995 Corrigendum 2002. New York: ANSI-IEEE, 2002.

IEC. Power Transformers-Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformer. IEC 60076-7, 2005.

P.M. Del Rosal Cimadevilla, I. Campa González, S. Busto Rodríguez y J. Gómez Aleixandre Fernández. "Predicción de la temperatura de un transformador de distribución". Revista DYNA. Vol. 89, No 4, pp. 431-439. Julio 2014. ISSN: 0012-7353. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7050>.

ANSI-IEEE. Recommended Practice for Performing Temperature Rise Tests on Oil-Immersed Power Transformers at Loads Beyond Nameplate Ratings. IEEE Std C57.119-2001. New York: ANSI-IEEE, 2001.

J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, I.A. Carrascal, F. Delgado, F. Ortiz y A. Arroyo. "Post-mortem estimation of temperature distribution on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches". Applied Thermal Engineering. Vol 70, No 1, pp. 935-943. Septiembre 2014. ISSN: 1359-4311. DOI: <http://10.1016/j.applthermaleng.2014.06.003>.