

ORIGINAL

AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR REDUCCIÓN DE CAPACIDAD OCIOSA

Electric energy saving by reduction of lazy capacity

Ing. José Felipe Báez-Matos, Profesor Instructor, Universidad de Granma,
jbaezm@udg.co.cu, Cuba

Ing. Raúl Arturo Jiménez-Rodríguez, Profesor Asistente, Universidad de Granma,
rjimenez@udg.co.cu, Cuba

Ing. Carlos José Castillo-Piñero, Profesor Instructor, Universidad de Granma,
ccastillop@udg.co.cu, Cuba

Recibido: 03/11/2017- Aceptado: 05/12/2017

RESUMEN

Dentro de los sistemas eléctricos de potencia, algunos transformadores eléctricos de distribución están ligeramente cargados parte del tiempo. Esto solo se traduce en el empeoramiento del factor de potencia y, por tanto, del incremento de las pérdidas de energía eléctrica. En el presente trabajo se realiza el análisis de tres bancos de transformadores en cuanto al estado de carga de estos, niveles de pérdidas de energía eléctrica que ocasionan y se evalúa la sustitución por otros de menor capacidad.

Palabras claves: transformador de distribución; factor de potencia; pérdidas de energía.

ABSTRACT

Inside the electric power system some electric distribution transformers are lightly loaded most of the time, this alone it is translated in the worsening of the power factor and therefore the increment of the electric power losses. In this paper is carried out the analysis of three banks of transformers as for the state of load of these, levels of losses that cause and as a result of the same one the substitution of the same ones is evaluated by others of smaller capacity.

Key words: distribution transformer; power factor; energy losses.

INTRODUCCIÓN

A pesar de la situación económica internacional, Cuba se encuentra enfrascada en llevar

adelante la Revolución Energética que se inició hace varios años, por tal motivo, se impone lograr paulatinamente la sustitución de aquellos equipos eléctricos que están siendo subutilizados o menos eficientes. En el presente trabajo se realiza el análisis de tres bancos de transformadores; estado de carga y niveles de pérdidas que ocasionan. Como resultado de la investigación, se evalúa la sustitución de estos transformadores por otros de menor capacidad en busca de la eficiencia.

POBLACION Y MUESTRA

PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS.

El transformador eléctrico es un dispositivo que no tiene partes móviles, sirve para transferir la energía eléctrica desde un circuito de bajo voltaje hacia otro de alto voltaje o viceversa, bajo el principio de inducción electromagnética. Esta transferencia de energía la hace, por lo general, con cambios en los valores de voltajes y corrientes.

Este puede ser:

- Elevador.
- Reductor.

Un transformador elevador recibe la potencia eléctrica a un valor de voltaje y la entrega a un valor más elevado, en tanto que un transformador reductor, recibe la potencia a un valor alto de voltaje y la entrega a un valor bajo.

Los transformadores se clasifican atendiendo al número de fases:

- Monofásicos.
- Polifásicos (generalmente trifásicos).

Los bancos de transformadores que serán analizados, se encuentran ubicados en el municipio Yara, y son los siguientes:

- Banco trifásico formado por tres transformadores monofásicos de 167 KVA de la Fábrica de Conservas de Yara.
- Transformador trifásico de 1000 KVA del Centro Acopio La Fresa.
- Transformador trifásico de 500 KVA de la Granja Agropecuaria Ranulfo Leyva.

Las pérdidas de potencia en un transformador se calculan con la siguiente expresión en (Feodorov & Rodríguez López, 1980; Gönen, 1986; MINBAS., 2005; Pansini, 2007; Ramírez Castaño, 2000; Stevenson, 1984):

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_{cc} K_c^2 \quad (1)$$

Donde:

K_C es el coeficiente de carga del transformador.

P_o , P_{cc} son las pérdidas en vacío y cortocircuito respectivamente (kW).

Por otro lado, el valor del coeficiente de carga límite K_L , por debajo del cual se puede sustituir un transformador de mayor capacidad subutilizado (con pérdidas activas ΔP_2) por uno de menor potencia nominal (con pérdidas de potencia activa ΔP_1), se podrá hallar a partir de igualar ambas expresiones de pérdidas de potencia activa, es decir, las pérdidas en los transformadores se mantendrán constantes antes y después del cambio, entonces:

$$\Delta P_1 = \Delta P_2$$

De donde se obtiene (LajesChoy 2001):

$$K_L = \sqrt{\frac{\Delta P_{o2} - \Delta P_{o1} + K_{c2}^2 \Delta P_{cc2}}{\Delta P_{cc1}}} \quad (2)$$

Donde: K_L Coeficiente de carga límite.

P_{o1} , P_{o2} son las pérdidas en vacío para el transformador de menor y mayor capacidad respectivamente (kW).

P_{cc1} , P_{cc2} son las pérdidas en cortocircuito para el transformador de menor y mayor capacidad respectivamente (kW).

K_{c1} Coeficiente de carga del transformador menor.

K_{c2} Coeficiente de carga del transformador mayor.

Las pérdidas activas de energía eléctrica que se producen en los transformadores se calculan de la siguiente manera:

$$\Delta E = \Delta P_o \cdot T + \Delta P_{cc} \cdot K_c^2 \cdot \bar{T} \quad (\text{kWh}) \quad (3)$$

Donde:

T es el tiempo en horas que permanece energizado el transformador en un determinado periodo, ejemplo un año.

\bar{T} es el tiempo equivalente de pérdidas en horas.

P_o , P_{cc} son las pérdidas en vacío y en cortocircuito del transformador (kW).

CÁLCULO DEL ESTADO DE CARGA Y LAS PÉRDIDAS DE CADA CASO.

Los datos técnicos imprescindibles para el cálculo a realizar a cada uno de los transformadores en estudio son:

CASO 1: Fábrica de Conservas de Yara.

3 x 167 kVA (monofásicos de 167 kVA), para un total de 501 kVA instalados.

4.16/0.12/0.24 kV $P_o = 0.35 \text{ kW}$ $P_{cc} = 2.3 \text{ kW}$

CASO 2: Centro acopio cañero La Fresa:

1000 kVA (trifásico)

34.5/0.48 kV $P_o = 2.75 \text{ kW}$ $P_{cc} = 11.6 \text{ kW}$

CASO 3: Granja Agropecuaria Ranulfo Leyva:

500 kVA (trifásico)

34.5/0.48 kV $P_o = 1.65 \text{ kW}$ $P_{cc} = 6.215 \text{ kW}$

RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS PARA EL CASO 1: Fábrica de Conservas de Yara.

Mediante mediciones de comprobación, este banco de transformadores de 3x167 kVA se encuentra cargado al 48%. Por otro lado, esta instalación tiene energizado un banco de capacitores que compensa el factor de potencia y lo mantiene en un 95%, es decir, la mayor carga medida fue de 240 kVA.

De acuerdo con esta carga, los datos técnicos necesarios de las capacidades normalizadas que pueden sustituir a los transformadores existentes de 3x167 kVA son 3x100 kVA o 3x75 kVA y estos datos se presentan en las tablas 1 y 2:

Tabla 1. Características técnicas de transformador eléctrico de distribución.

KVA	K _c (%)	P _o (Kw)	P _{cc} (Kw)	P' _o (Kw)	P' _{cc} (Kw)	Precio (\$)
167	48	0.543	2.13	0.6	1.629	1300

Los valores con apóstrofe son pérdidas de energía de cada capacidad de transformador referidas al Sistema Electroenergético Nacional (**SEN**), teniendo en cuenta el estado de carga del transformador.

Luego, de acuerdo a esta carga por cada unidad en kVA, la capacidad normalizada que puede sustituir a cada uno de los tres transformadores actuales del banco es la siguiente:

Tabla 2. Características técnicas de transformador eléctrico de distribución.

KVA	K _c (%)	P _o (kW)	P _{cc} (kW)	P' _o (kW)	P' _{cc} (kW)	Precio (\$)
100	80	0.33	1.315	0.39	1.48	1000
75	107	0.277	0.942	0.31	1.0	900

El coeficiente de carga límite (ecuación 2) entre la capacidad de 167 kVA y 100 kVA es:

$K_L = 0.7442$ demaneraquepara un banco de 3x100 kVAel coeficiente de carga pasa a ser de $K_c = 80\%$, es decir, $K_L < K_C$. Se observa que el coeficiente de carga del transformador de 100 kVA es mayor que su coeficiente de carga límite, por lo que para esta capacidad no es adecuado realizar el cambio, pues laspérdidasde energía propias en los transformadores serían algo mayores.

Para la capacidad de 75 kVAse presenta algo similar a lo anterior. A saber:

El coeficiente de carga límite (ecuación 2) entre la capacidad de 167 kVA y 75 kVA es:

$K_L = 0.9312$ y se obtiene que $K_c = 1.07$, es decir, $K_L < K_C$. Se observa que el coeficiente de carga del transformador de 75 kVA es menor que su coeficiente de carga límite, por lo que para esta capacidad, no es adecuado realizar el cambio.

No obstante, aunque el coeficiente de carga límite y el estado de carga que adquiere cada capacidad de transformador propuesta para el cambioindican que no se debe realizar la sustitución, síse recomienda hacer el cambio por 3x100kVA si tenemos en cuenta lainversión realizada para tener un valor apreciable de capacidad ociosa en transformadores, y laspérdidas de energía que se ahorran. Esto se demuestra con el análisis realizado del Valor Actual Neto (VAN de costo), cuya expresión es:

$$VAN_C = -K + \sum_{j=1}^N \frac{(C_E + C_K)_j}{(1+TD)^j} + S\ddagger \sum \frac{\Delta P_j}{(1+TD)^j} \quad (6)$$

Donde:

K – costo del transformador.

C_E y C_A – gastos anuales de explotación y de amortización, respectivamente.

TD – tasa de descuento o de interés del banco (2.5%).

N – número total de años de análisis (5 años).

ΔP_j – Pérdidas de potencia activa en kW.

β – costo del Kwh de pérdidas (\$0.09 CUC/kWh).

\ddagger es el tiempo equivalente de pérdidas en horas.

J – años.

Para aplicar la fórmula (6), se debe calcular las pérdidasde energía eléctrica que se incurren en la variante actual y con las dos propuestas.

A partir de los datos recogidos en las tablas 3, 4 y 5, que se presentan a continuación:

Tabla 3 Año 2007

Ahorro de energía eléctrica

Meses	kW.h	Kvar.h	kW_{máx}
Enero	7800	3000	120
Febrero	15000	1080	144
Marzo	28000	2640	144
Abril	21120	960	144
Mayo	17040	360	120
Junio	26160	3600	144
Julio	17160	840	140
Agosto	24720	1200	120
Septiembre	21840	1080	144
Octubre	13560	120	144
Noviembre	22440	120	144
Diciembre	25080	120	180

Tabla 4 Año 2008

Meses	kW.h	Kvar.h	kW_{máx}
Enero	15120	120	144
Febrero	35280	2040	180
Marzo	84720	24240	216
Abril	58920	13200	190
Mayo	27240		
Junio	51960		
Julio	35160		
Agosto	27000		
Septiembre	18960		
Octubre	21240		
Noviembre	26280		
Diciembre	25300		

Tabla 5 Año 2009

Meses	kW.h	Kvar.h	kW_{máx}
--------------	-------------	---------------	-------------------------

Enero	97320	7560	218
Febrero	99720	33840	220
Marzo	59400	32760	228
Abril	32160	9960	223
Mayo	50160	9600	169
Junio	34200	19440	188.4
Julio	29880	6360	186
Agosto	22800	3720	181
Septiembre	15480	720	163
Octubre	15000	480	105
Noviembre	11280	240	90
Diciembre	12480	240	94

Se puede calcular que el coeficiente de carga más alto que alcanza el transformador de esta subestación es de $K_c = 0.48$ y a partir de los datos técnicos de los transformadores y empleando la ecuación (3), recordando que son tres transformadores monofásicos de 167 kVA conectados en banco trifásico, se obtiene que las pérdidas de energía son:

$$\Delta E = 45263.40 \text{ kWh}/3 \text{ años (según los datos de los tres años recogidos)}$$

$$\Delta E = 15\,087.8 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Para \bar{T} promedio de 821 horas al año.

Al calcular, mediante la metodología explicada en (Feodorov 1980), las pérdidas de energía que ocasionan estos tres transformadores al SEN, se obtiene:

$$\Delta E = 14\,724.71 \text{ kWh/año}$$

Al cambiarlos por tres transformadores monofásicos de **100 kVA**, el coeficiente de carga pasaría a ser de 0.8, las pérdidas de energía serían:

$$\Delta E = 10\,737.7 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Al SEN $\Delta E = 12\,071.83 \text{ kWh/año}$.

Se obtiene un ahorro posible para el SEN según la metodología explicada en (Feodorov 1980):

$$\Delta E = 7\,002.97 \text{ kWh/año.}$$

Al cambiarlos por tres transformadores monofásicos de 75 kVA, el coeficiente de carga pasaría a ser de 1.07, las pérdidas de energía serían:

$$\Delta E = 9\,736.45 \text{ kWh/año} \quad (\text{promedio para un año})$$

Al SEN $\Delta E = 10\,386.60 \text{ kWh/año}$. Para un total de 29812.5 kWh/año.

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN, según la metodología explicada en (Feodorov 1980):

$$\Delta E = 9\,689.44 \text{ kWh/año}.$$

Los valores obtenidos del VAN de costo son los siguientes:

3x167 KVA	3x100 KVA	3x75 KVA
\$ 6466.67	\$ 5 628.66	\$ 4 937.87

Como se observa en esta última tabla, tanto la variante de colocar tres transformadores de 100 kVA como la de tres de 75 kVA tienen VAN positivo, pero la variante de colocar 3x100 kVA tiene mayor VAN que la variante de 3x75 kVA porque en esta última variante aumentan mucho las pérdidas internas de energía eléctrica, **por tanto, se acepta la opción de 3x100 kVA y se rechaza la de 3x75 kVA**. Hoy en día el banco está compuesto por dos transformadores de 167 kVA y uno de 100 kVA, pues se dañó uno de 167 kVA.

RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS PARA EL CASO 2. Centro acopio cañero La Fresa.

De acuerdo con la carga en KVA, los datos técnicos necesarios de la capacidad normalizada que puede sustituir al transformador existente de 1000 kVA es 300 kVA. Los datos de los mismos se encuentran en las tablas 6 y 7 siguientes.

Para el transformador actualmente instalado ($K_c = 0.2$) se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla 6. Características técnicas de transformador eléctrico trifásico.

KVA	K_c (%)	P_o (Kw)	P_{cc} (Kw)	P'_o (Kw)	P'_{cc} (Kw)	Precio (\$)
1000	20	2.75	11.6	4.08	0.752	8500

Luego, de acuerdo a esta carga en kVA, la capacidad normalizada del transformador que puede sustituir al transformador actual del banco se presenta en la tabla 7, se observa que ahora $K_c = 0.666$.

Tabla 7. Características técnicas de transformador eléctrico trifásico.

KVA	K_c (%)	P_o (Kw)	P_{cc} (Kw)	P'_o (Kw)	P'_{cc} (Kw)
-----	-----------	------------	---------------	-------------	----------------

300	66.6	0.99	3.96	1.51	1.907
-----	------	------	------	------	-------

El coeficiente de carga límite (ecuación 2) entre la capacidad de 1000 KVA y 300 KVA es:

$$K_L = 0.749 \text{ y se obtiene que } K_c = 0.2 \text{ para } 1000 \text{ kVA.}$$

De las tablas 5, 6 y 7 se calcula que el coeficiente de carga más alto que alcanza esta subestación es de $K_c = 0.20$ y a partir de los datos técnicos de los transformadores y empleando la fórmula (3), se obtiene que las pérdidas de energía son:

$$\Delta E = 70\,525.76 \text{ kWh/3 años (según los datos de los tres años recogidos)}$$

$$\Delta E = 23\,508.59 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Al calcular, mediante la metodología explicada en (Feodorov 1980), las pérdidas de energía que ocasiona este transformador al SEN, se comprueba que:

$$\Delta E = 34\,898.46 \text{ kWh/año}$$

Al cambiarlos por un transformador trifásico de 300 KVA, el coeficiente de carga pasaría a ser de 0.66, las pérdidas de energía se reducirían a:

$$\Delta E = 8749.19 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN, según la metodología explicada en (Feodorov 1980):

$$\Delta E = 65\,058.57 \text{ kWh/año.}$$

RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS PARA EL CASO 3. Granja Agropecuaria Ranulfo Leyva.

De acuerdo con la carga en kVA, los datos técnicos necesarios de las capacidades normalizadas de transformadores que se proponen para sustituir al transformador existente de 500 KVA son: transformador trifásico de 200kVAo tres unidades de 50kVA, 4160/120/240 en banco trifásico, necesitando extender un pequeño tramo de línea trifásica a 4.16 kv.

El coeficiente de carga límite (ecuación 2) entre la capacidad de 500 kVA y 200 kVA es:

$$K_L = 0.897 \text{ y se verifica que } K_c = 0.36$$

A partir de los datos recogidos en las tablas 8, 9 y 10, que se presentan a continuación:

Tabla 8 Año 2007

Meses	kW.h	Kvar.h	kW_{máx}
Enero	2160	27120	144
Febrero	2400	20280	192
Marzo	2880	23760	48
Abril	7440	27000	144
Mayo	3000	32040	48
Junio	5280	31200	132
Julio	480	26880	24
Agosto	2400	23880	24
Septiembre	2640	25680	84
Octubre	2760	27600	84
Noviembre	2400	26400	24
Diciembre	3600	28560	144

Tabla 9 Año 2008

Meses	kW.h	Kvar.h	kW_{máx}
Enero	2880	27000	84
Febrero	3120	44520	144
Marzo	3480	59880	84
Abril	3840		
Mayo	4680		
Junio	3840		
Julio	4080		
Agosto	3840		
Septiembre	4440		
Octubre	4200		
Noviembre	3840		
Diciembre	3840		

Tabla 10 Año 2009

Meses	kW.h	Kvar.h	kW _{máx}
Enero	3600	8400	36
Febrero	3720	8040	24
Marzo	3720	8520	12
Abril	4400	9600	24
Mayo	3600	7680	24
Junio	4080	9360	36
Julio	3240	8280	36
Agosto	3960	9960	48
Septiembre	3960	9120	24
Octubre	3240	8280	144
Noviembre	3240	8520	36
Diciembre	2760	8040	144

Se puede proceder a calcular que el coeficiente de carga más alto que alcanza esta subestación es de $K_c = 0.36$ y a partir de los datos técnicos de los transformadores y empleando la fórmula (3), se obtiene que las pérdidas de energía para el transformador de 500 kVA son:

$$\Delta E = 42\,704.37 \text{ kWh} / 3 \text{ años (según los datos de los tres años recogidos)}$$

$$\Delta E = 14\,234.79 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Al calcular, mediante la metodología explicada en (Feodorov 1980), las pérdidas de energía que ocasiona este transformador al SEN, se obtiene:

$$\Delta E = 14\,287.1 \text{ kWh/año.}$$

Al cambiarlos por un transformador trifásico de 200 kVA, el coeficiente de carga pasaría a ser de 0.9, las pérdidas de energía se reducirían a:

$$\Delta E = 6\,158.36 \text{ kWh/año (promedio para un año)}$$

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN, según la metodología explicada en (Feodorov 1980) de:

$$\Delta E = 9\,220 \text{ kWh/año.}$$

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE LA PROPUESTA ANALIZADA.

La reducción de las pérdidas de energía eléctrica en transformadores y en las redes eléctricas que dejan de transmitir estos kW de pérdidas, producto de la eliminación de capacidad ociosa en estos transformadores se tendrá en cuenta para el análisis técnico económico que se le realiza a la propuesta explicada anteriormente. Esta reducción significa un ahorro de combustible fósil y liberación de capacidad en plantas generadoras y en redes. Los kilowatts perdidos en cada caso (sin hacer los cambios de capacidad), así como la cantidad de combustible quemado para generar estas pérdidas y la cantidad de gases contaminantes emitidos a la atmósfera (como promedio) se relacionan a continuación:

Tabla 11: Resumen de pérdidas para caso estudiado para 1 año.

		kWh perdidos.	Toneladas comb. quemado	Gases Emitidos a la atm (Ton)
CASO 1	Pérdidas propias	15087.40	5.13	31.4
	Pérdidas al SEN	14724.71	5.0	30.6
CASO 2	Pérdidas propias	23508.59	7.99	48.92
	Pérdidas al SEN	34898.46	11.87	72.62
CASO 3	Pérdidas propias	14234.79	4.83	29.62
	Pérdidas al SEN	14287.1	4.86	29.73
TOTAL		116 741.05	39.68	242.89

De acuerdo con ahorro de energía eléctrica obtenido para el Caso 1, se escoge la variante de 3x100kVA:

$$\Delta E = 15\ 087.8 - 10737.7 = 4350.1\text{kWh/año}$$

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN de:

$$\Delta E = \mathbf{2\ 652.88\text{kWh/año}}$$

Para un total de **7 002.98kWh/año.**

De acuerdo con ahorro de energía eléctrica obtenido para el Caso 2:

$$\Delta E = 23\ 508.59 - 8749.19 = \mathbf{14\ 759.4\ \text{kWh/año}}$$

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN de:

$$\Delta E = \mathbf{65\ 058.57\ \text{kWh/año}}$$

Para un total de **78 817.97 kWh/año.**

De acuerdo con ahorro de energía eléctrica obtenido para el Caso 3, se escoge la variante de 3x50 kVA:

$$\Delta E = 14\ 234.79 - 5\ 195.61 = \mathbf{9\ 039.18\text{kWh/año}}$$

Y se obtiene un ahorro posible para el SEN de:

$$\Delta E = \mathbf{8\ 784.87\text{kWh/año}}$$

Para un total de **17 824.05kWh/año.**

Esto representa un ahorro total de energía de: **103 645.0kWh/año**

EFECTO MEDIO AMBIENTAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Las Centrales Termoeléctricas consumen más de la 3^{ra} parte de la cantidad total de combustible de origen fósil, extraído del subsuelo, por lo que ejercen gran influencia en la contaminación medioambiental (Peláez 2004).

Residuos de contaminación:

Producto de la combustión de combustible fósil se crea una gran variedad de gases nocivos para el medio ambiente tales como el Monóxido de Carbono (CO), Monóxido de Nitrógeno (NO), Dióxido de Nitrógeno (NO₂), Dióxido de Azufre (SO₂), Trióxido de Azufre (SO₃), y otros gases.

Productos de la combustión incompleta química:

Los gases producto de la combustión incompleta son: Monóxido de Carbono (CO), Benzopireno (C₂₀H₁₂), y los Hidrocarburos (CH₄ y C₂H₄).

Esta reducción de capacidad en transformadores permitirá disminuir los efectos de dicho problema; el cual está afectando a la comunidad, los ecosistemas, las condiciones

atmosféricas, en fin, a todo el planeta en general, permitiendo con esto un desarrollo sostenible del país.

IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE LA PROPUESTA PRESENTADA.

Se aplicará la siguiente metodología para el cálculo de indicadores significativos que conciernen al impacto medio-ambiental (Peláez 2004):

El ahorro total de energía eléctrica que se obtiene, si se realizan estas reducciones de capacidad ociosas en estos tres transformadores, asciende a:

$$\Delta E_{Ahorro} = 103.645 \text{ MWh} / \text{año}$$

Se procede a calcular el ahorro en costos:

$$C_{\Delta E} = \Delta E_{Ahorro} * C_e$$

$$C_{\Delta E} = 103.645 \text{ MWh} / \text{año} * 90 \text{ CUC} / \text{MWh} = 9328.05 \text{ CUC} / \text{año}$$

Dónde:

C_e : Costo específico de pérdidas de energía eléctrica en la distribución, [UNE 2009].

$$C_e = 90 \text{ CUC} / \text{MWh}.$$

Se calcula el ahorro de energía que representa el crudo cubano:

$$\text{Ahorro}_{Comb.} = C_{comb.esp.} * \Delta E_{Ahorro}$$

Donde:

$C_{comb.esp.} = 0.34 \text{ Ton.} / \text{MWh}$, [UNE 2009]. Consumo específico promedio de combustible en las unidades generadoras de electricidad cubanas:

$$\text{Ahorro}_{Comb.} = 0.34 \text{ Ton} / \text{MWh} * 103.645 \text{ MWh} / \text{año} = 35.24 \text{ Ton} / \text{año}.$$

Donde:

$$\text{Ahorro}_{costo} = \text{Ahorro}_{Comb.} * \text{Costo}_{crudo}$$

Donde:

Costo crudo = 130,00 CUC, [UNE, MINBAS]. Es el costo de la tonelada de petróleo cubano.

$$\text{Ahorro}_{costo} = 35.24 \text{ Ton} / \text{año} * 130 = 4581.11 \text{ CUC} / \text{año}.$$

EL EFECTO ECOLÓGICO QUE APORTA LA EJECUCIÓN DE LA PROPUESTA ANALIZADA:

Primeramente se calcula la masa de gases que se deja de emitir a la atmósfera por las chimeneas de las plantas generadoras cubanas.

$$M_{Gases} = M_{especifica} * \text{Ahorro}_{Comb.}$$

Donde:

$M_{\text{específica}}$: Es la masa específica promedio de gases contaminantes expulsados a la atmósfera por las chimeneas de las plantas generadoras cubanas al procesar crudo cubano.

$$M_{\text{Espec. Gases}} = (1700 * 10^{-6} * 3600) * 35.24 \text{ Ton} / \text{año} = 215.67 \text{ Ton} / \text{año}$$

Finalmente se procede a calcular el volumen de gases.

$$V = \frac{M_{\text{Gases}}}{\text{Densida_media}}$$

Donde:

Densidad _ media = 2,452 Kg/m³. Es la densidad media de los gases. [Oliva y otros].

$$V_{\text{anual}} = \frac{215.67 \text{ Ton} / \text{año}}{2.452 \cdot 10^{-3} \text{ Ton} / \text{m}^3} = 87956.77 \text{ m}^3 / \text{año} = 10 \text{ m}^3 / \text{hora}$$

Es decir, se dejan de emitir hacia la atmósfera 87 956.77 m³/año de gases contaminantes, que agravarán el cambio climático.

CONCLUSIONES

1. La reducción de capacidad ociosa en estos tres bancos exclusivos de transformadores, aplicando para ello los cálculos establecidos, provoca un ahorro de energía de 103.645MWh/año.
2. Las propuestas analizadas provocan un ahorro de costos de 9 328.05 CUC / año en petróleo y se contribuye a la eficiencia del SEN.
3. Como producto de la reducción de esta capacidad ociosa en tres bancos de servicio exclusivo, se dejará de emitir a la atmósfera un volumen considerable de gases tóxicos, que alcanza el valor de 87 956.77 m³ / año.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bayliss, C. (2007). Transmission and distribution Electrical Engineering.

Dorf, R. C. (2000). The Electrical Engineering Handbook.

Feodorov, A. A. and E. Rodríguez López (1980). Suministro eléctrico a empresas industriales. Cuba, Pueblo y Educación.

Gönen, T. (1986). Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill Inc.

Lajes Choy, S. (2001). Pérdidas por líneas en las conexiones de transformadores y bancos de distribución. Revista Ingenierías. Vol. IV.

MINBAS. UNE. (2003). Manual de Redes de Distribución. Elementos para el diseño y construcción de Líneas Aéreas de Distribución. Dirección de Redes.

Pansini, A. J. (2007). Electrical Distribution Engineering. USA, The Fairmont Press, Inc.

Ramírez Castaño, S. (2000). *Redes de Distribución de Energía*.

Stevenson, W. D. (1984). *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia* (pp. 420).

Unión Eléctrica Granma. División Técnica (2005).