

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ARGENTINO

H.D. Iglesias Furfaro y C.G. Tanides
Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires,
Av. Paseo Colón 850, Subsuelo, (1063) Capital Federal
Tel.: (+54 11) 4343 0891 Ext. 159, Fax: Ext. 365, e mail: higlesi@fi.uba.ar / ctanide@fi.uba.ar

RESUMEN: A pesar de la elevada eficiencia energética de los transformadores en comparación con el resto de las máquinas eléctricas, el hecho de que toda la energía eléctrica pase al menos por un transformador de distribución permite que, promoviendo el aumento de la eficiencia sobre este tipo de máquinas, se consiga en el largo plazo un beneficio interesante. En este trabajo se estudia, basados en la experiencia internacional y en datos provenientes de distribuidoras de energía eléctrica de la Argentina cuál es el potencial de ahorro para el año 2020 y cuáles son las acciones necesarias para obtenerlo. A partir del estudio surge que el potencial de ahorro en transformadores de distribución para el año 2020 se encuentra entre los 250 y 300 GWh/año.

Palabras clave: eficiencia energética, distribución de energía eléctrica, transformadores de distribución, Argentina,

INTRODUCCIÓN

A pesar de la elevada eficiencia energética de los transformadores (típicamente entre el 95% y el 99%) en comparación con el resto de las máquinas eléctricas, el hecho de que toda la energía eléctrica pase al menos por un transformador de distribución permite que, actuando sobre este tipo de máquinas se consiga, en el largo plazo, un beneficio interesante.

Corroborar este análisis las numerosas acciones que están siendo llevadas a cabo en algunos casos desde hace 10 años en distintos países. Los transformadores en aceite o secos dentro de un rango que abarca entre los 10 y los 2.500 kVA se encuentran bajo un esquema de etiquetado de eficiencia energética en: Canadá, Japón, Taiwan y EE.UU.; cumpliendo estándares de eficiencia obligatorios en: Australia, China, México y EE.UU., y; con estándares de eficiencia voluntarios en: la Unión Europea, India y Japón. (Targosz *et al.*, 2005)

Se estima que, a nivel mundial, cerca del 2% de la energía eléctrica total generada se pierde en los transformadores de distribución. En un trabajo realizado por el Instituto Europeo del Cobre (ECI, 2005) se indica que en estas máquinas las pérdidas alcanzan aproximadamente los 55 TWh en la UE, 141 TWh en los EE.UU., 6 TWh en Australia, 6 TWh en India, 55 TWh en China y 32 TWh en Japón. La Tabla 1 presenta un resumen de dichas estimaciones y los potenciales de ahorro asociados.

| País | Pérdidas anuales en transformadores en TWh | Potencial de ahorro en TWh | Potencial de ahorro en % | Reducción anual de GEI en Millones de T de CO ₂ equiv. |
|-----------|--|----------------------------|--------------------------|---|
| UE | 55 | 22 | 40 | 9 |
| EEUU | 141 | 84 | 60 | 60 |
| Australia | 6 | 3 | 50 | 3 |
| India | 6 | 3 | 50 | 3 |
| China | 55 | 25 | 45 | 25 |
| Japón | 32 | 13 | 40 | 6-8 |
| TOTAL | 285 | 161 | 52 | 106 |

Tabla 1. Pérdidas y ahorros estimados en transformadores. (ECI, 2005)

Si bien en Argentina no existe un relevamiento detallado para todo el territorio, algunos estudios realizados por empresas distribuidoras de energía eléctrica del Gran Buenos Aires, indican que las pérdidas asociadas al parque de transformadores de distribución en sectores residenciales, son próximas al 2%, valor que podría ser sensiblemente superior en áreas rurales.

PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS

Las pérdidas en los transformadores pueden dividirse en dos: *las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga.*

Las *pérdidas en vacío* se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido (es decir 24 h durante 365 días al año). Éstas pérdidas son constantes y ocurren aún cuando el secundario del transformador este a circuito abierto, es decir sin carga.

Estas pérdidas pueden descomponerse en las siguientes componentes: a) pérdidas por histéresis, b) pérdidas por corrientes turbillonarias, c) pérdidas joule por corrientes de vacío, y d) pérdidas dieléctricas. De todas estas, las de mayor relevancia son las *pérdidas por histéresis*, las cuales tienen una participación del 50 al 80% en el total de pérdidas de vacío. Las mismas son causadas por la resistencia de las moléculas que conforman el núcleo magnético a ser magnetizadas y desmagnetizadas por acción de un campo magnético variable. Esta resistencia genera fricción entre las moléculas, resultando en pérdidas por disipación de energía calórica. En segundo orden de importancia y con una participación del 20 al 50 % se ubican las *pérdidas por corrientes turbillonarias*. Las mismas son causadas por corrientes inducidas en el núcleo creadas por el campo magnetico variable, más precisamente en las láminas de material magnético que lo conforman.

$$WP_{Fe} = P_{Fe} (kW) \cdot 8760(h) \quad [\text{kWh}] \quad (1)$$

P_{Fe} : pérdidas nominales del transformador en el hierro.

Las *pérdidas en carga* varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Pueden descomponerse en:

- Pérdidas en el cobre, también denominadas $I^2 R$
- Pérdidas por corrientes turbillonarias

Ambas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario del transformador--siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia--en las pérdidas de carga, las cuales son causadas por la resistencia del conductor de cobre, que conforma los bobinados, al flujo de la corriente eléctrica.

La energía de pérdidas en carga de un transformador puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$WP_{cu} = P_{cu} (kW) \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \cdot T_{ep} (h) \quad [\text{kWh}] \quad (2)$$

P_{cu} : pérdidas nominales del transformador en el cobre;

S_n : potencia nominal del transformador en kVA;

$S_{máx}$: potencia máxima a la que se carga el transformador en kVA.

$$T_{ep} = 8760 \cdot F_{perd} \quad [h] \quad (3)$$

T_{ep} : tiempo equivalente de pérdidas en horas (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga produce las mismas pérdidas de energía en carga, que en condiciones normales, durante todo el año, $T=8760h$).

$$F_{perd} = 0,3 \cdot F_c + 0,7 \cdot F_c^2 \quad [^\circ/1] \quad (4)$$

$$F_c = \frac{P}{P_{max}} \quad [^\circ/1] \quad (5)$$

Donde F_c : factor de carga p : potencia media,

Es importante destacar que el tiempo equivalente de pérdidas presenta una estrecha vinculación con la forma de la curva de carga a la cual el transformador se encuentra sometido, con lo cual, es de vital importancia su conocimiento, a la hora de evaluar el rendimiento energético del mismo.

EL INCREMENTO DE LA EFICIENCIA EN LOS TRANSFORMADORES

El incremento de la eficiencia energética de un transformador, está asociado comunmente a la reducción de pérdidas. Sin embargo, desde un punto de vista más amplio, no sólo deben reducirse las pérdidas, sino optimizarlas para las características de la demanda a abastecer, logrando así el diseño técnico y económicamente más conveniente, que permita mejorar tanto la eficiencia del transformador así como también, la de la red de distribución en su conjunto.

¹ Ecuación adaptada a la característica de la demanda de Argentina basada en IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), 1989. Distribution Transformer Loss Evaluation. Building on REA 61- 16.

Por lo tanto, las pérdidas pueden ser reducidas mediante i) las técnicas de fabricación y las tecnologías y materiales empleados, ii) la optimización del diseño, y iii) buenas prácticas vinculadas a la operación y mantenimiento.

Las técnicas habituales utilizadas en la mejora del diseño son las que se detallan a continuación.

Para la reducción de pérdidas en vacío se recurre a:

- a) *Aumentar la sección del núcleo* que conlleva una reducción del campo magnético en el núcleo del transformador, y por tanto en las pérdidas. Como contrapartida se produce un incremento relevante del precio y el tamaño del transformador.
- b) *Utilizar aceros especiales*, que reducen el espesor de las láminas de grano orientado utilizadas habitualmente, con el fin de reducir las corrientes turbillonarias (o de Foucault).

Los aceros refinados (tratados con láser) presentan pérdidas específicas en el margen de 0,85 – 1,75 W/kg con un campo magnético de 1,7 T a 50 Hz en transformadores de distribución.

- c) *Emplear transformadores de núcleo amorfo*, que proporcionan una reducción de pérdidas en vacío superiores al 70% respecto de los mejores transformadores convencionales.

Si bien su penetración en los mercados de EEUU, China, Japón e India es importante desde su entrada comercial a principios de los ochenta, en Europa su cuota es aún residual.

Las contrapartidas principales son el precio, entre un 35 y un 45% superior a los transformadores convencionales, y un mayor nivel de ruido.

Para la reducción de pérdidas en carga, puede optarse por:

- d) *Incrementar la sección de los devanados* del transformador, con el consiguiente aumento del costo y del volumen. El incremento de volumen puede mitigarse parcialmente al generarse menor calor y reducirse los requisitos de ventilación.
- e) *Utilizar materiales superconductores en los devanados*. Dicha tecnología es aún muy cara y no está madura, además de presentar problemas para soportar las corrientes de cortocircuito habituales en redes de media tensión. En cualquier caso, la tecnología más avanzada HTS (High Temperature Superconductor) está enfocada a aplicaciones específicas donde se requieren transformadores de elevada potencia.

ESTÁNDARES DE PÉRDIDAS APLICABLES A LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En la Unión Europea existen tres niveles de estandarización para especificar transformadores:

- Estándares nacionales (UNE, DIN, BSI, OTEL)
- Estándares y regulación europea (EN, HD)
- Estándares mundiales (ISO, IEC)

La especificación de los niveles de eficiencia energética de los transformadores de distribución se definen en dos documentos de armonización (HD) de CENELEC (*European Committee of Electrotechnical Standardization*).

- HD 428: transformadores en aceite trifásico de distribución de 50 Hz, desde 50 hasta 2500 kVA, con la tensión máxima del equipo no superior a 36 kV.
- HD 538: transformadores secos trifásicos de distribución de 50 Hz desde 100 hasta 2500 kVA, con la tensión máxima del equipo no superior a 36 kV.

Para cada potencia nominal de transformación se definen los umbrales de pérdidas en carga y en vacío. En el caso de transformadores en aceite, la HD 428 define tres niveles de eficiencia para las pérdidas en carga (A, B, C) y otros tres para las pérdidas en vacío (A', B', C'), existiendo en principio un conjunto de nueve combinaciones posibles de transformadores. De éstas nueve combinaciones, la HD 428 define 5 combinaciones preferenciales de éstas pérdidas. Para una adecuada elección del transformador, el comprador debería complementar el uso de la norma CENELEC HD 428/538 con la fórmula de costos de capitalización totales (Total Owning Cost, TOC) (IEEE, 1989).

$$TOC = C_i + A \cdot P_0 + B \cdot P_k \quad [\$] \quad (6)$$

C_i : costo inicial o de inversión (compra) del transformador;

A : costo capitalizado por Watt, asignado a las pérdidas en vacío;

P_0 : valor de las pérdidas en vacío en Watt;

B : costo capitalizado por Watt, asignado a las pérdidas de carga;

P_k : valor de las pérdidas en carga en Watt.

ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE AHORRO PARA LA ARGENTINA

En la Argentina prácticamente no se conocen antecedentes respecto a estudios similares. Recientemente fue realizado un estudio (Iglesias Furfaro, 2006) basado en datos reales del parque de transformadores de un sector residencial típico de Argentina. En este trabajo se estudió la problemática de las pérdidas óptimas de los transformadores de distribución, enfocando la optimización técnico económica del diseño y la red de baja tensión en su conjunto.

A nivel nacional la norma IRAM² 2250 establece para transformadores inmersos en aceite los umbrales pérdidas. Si se hace una comparación de la aplicación de los umbrales de pérdidas propuestos por la norma IRAM 2250 y la combinación CENELEC C-C' para una curva carga típica del sector residencial y los módulos de transformadores más utilizados para abastecer dicha demanda (ver Tabla 2), se puede concluir, en que con la aplicación de la normativa europea se alcanzan ahorros de pérdidas anuales, de entre el 30 y el 35% respecto de la normativa local. Sin embargo, es necesario señalar que la relación de pérdidas (Pfe/Pcu) que surge de adoptar dicha normativa, no es la que mejor se adapta a las características de la demanda del sector residencial argentino, con lo cual, si bien se reducen las pérdidas, la máquina no opera a su máximo rendimiento energético (ver ecuación 7). De esta manera el costo adicional de reducir las pérdidas (20% mas caro), sumado al depreciado costo de la energía eléctrica en Argentina, genera que no se reflejen de igual manera los ahorros por disminución de pérdidas, como los ahorros económicos.

$$\eta = \frac{S_n \cdot F_u \cdot \cos \varphi \cdot T_u}{S_n \cdot F_u \cdot \cos \varphi \cdot T_u + P_{cu} \cdot F_u^2 \cdot T_{ep} + P_{fe} \cdot 8760} \quad [0/1] \quad (7)$$

F_u : factor de utilización, relación entre S_{max} y S_n

$$T_u = 8760 \cdot F_c \quad [h] \quad (8)$$

T_u : tiempo de utilización (tiempo en el cual el transformador funcionando a plena carga entrega la energía que en condiciones normales entrega en el lapso T, en este caso T=8760 h)

$$\frac{P_{fe}}{P_{ncu}} = F_u^2 \cdot \frac{T_{ep}}{8760} \quad [0/1] \quad (9)$$

De las ecuaciones 7 y 9 se destaca que, para una característica dada de la demanda a la que esté sometido el transformador (F_u y T_{ep}) existe una relación de pérdidas que maximiza el rendimiento energético.

De lo expuesto puede concluirse en que una normativa del tipo CENELEC viable para ser aplicable en Argentina debe contemplar cuestiones vinculadas tanto a la demanda como a la realidad del mercado local.

| Sn | Costo inicial | | Pérdidas nominales | | | | Pérdidas anuales | | | | | | TOC | | |
|------|---------------|--------------|--------------------|-------|--------------|-------|------------------|-------|--------------|-------|--------|-----------|--------------|--------|----|
| | IRAM 2250 | CENELEC C-C' | IRAM 2250 | | CENELEC C-C' | | IRAM 2250 | | CENELEC C-C' | | Ahorro | IRAM 2250 | CENELEC C-C' | Ahorro | |
| | | | carga | vacío | carga | vacío | carga | vacío | carga | vacío | | | | | |
| kVA | \$ | \$ | W | W | W | W | kWh | kWh | kWh | kWh | kWh | % | \$ | \$ | % |
| 200 | 13209 | 15851 | 3000 | 600 | 2330 | 350 | 4230 | 5256 | 3285 | 3066 | 3135 | 33% | 24233 | 23328 | 4% |
| 500 | 22243 | 26692 | 6000 | 1200 | 4550 | 720 | 8459 | 10512 | 6415 | 6307 | 6249 | 33% | 44290 | 41635 | 6% |
| 800 | 33000 | 39600 | 8750 | 1750 | 7000 | 930 | 12336 | 15330 | 9869 | 8147 | 9650 | 35% | 65152 | 60929 | 6% |
| 1000 | 39405 | 47286 | 10500 | 2100 | 9500 | 1100 | 14803 | 18396 | 13394 | 9636 | 10170 | 31% | 77988 | 74717 | 4% |

Tabla 2. Comparación del Costo inicial y del TOC en transformadores de distribución a partir de la aplicación de los umbrales de pérdidas propuestos por la norma IRAM 2250 y la combinación CENELEC C-C' para una curva carga típica del sector residencial argentino. (Iglesias Furfaro, 2006)

De dicho estudio surgen las medidas y potenciales de ahorro asociados para un periodo simple de repago menor a 5 años. Los valores se muestran en la Tabla 3.

² IRAM (Instituto Argentino de Normalización y Certificación)

| Medida | Detalles | Ahorro | |
|---|--|--------|-----|
| | | % | % |
| Optimización de la red de BT | Estudios de los perfiles de carga | 10% | 35% |
| | Planificación del crecimiento de la demanda | | |
| | Determinación del módulo de transformador adecuado técnica y económicamente para esa demanda (incluye un estudio acerca del rango económico y carga admisible de operación de un transformador). | | |
| Optimización del diseño del transformador | Estudio del diseño técnico y económicamente más conveniente para la demanda en estudio. | 25% | |

Tabla 3. Medidas y potenciales de ahorro. (Iglesias Furfaro, 2006)

Es de destacar, que estos potenciales de ahorro pueden ser superados mediante la instrumentación de Programas de Respuesta de la Demanda³ (Demand Response Programs) que permitan reducir o desplazar los picos de carga del sistema eléctrico, potencializando el ahorro de pérdidas en carga del transformador.

Para el cálculo del potencial de ahorro en transformadores de distribución en la Argentina se utilizó un estudio finalizado recientemente por la Fundación Vida Silvestre Argentina y el Fondo Mundial para la Naturaleza (FVSA-WWF, 2006) para determinar el potencial de ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico argentino. En esta investigación se proyectan escenarios de consumo de energía eléctrica al 2020 en tres escenarios uno de referencia, otro con políticas de eficiencia media y un tercero con políticas de eficiencia fuertes. A partir del escenario de referencia de consumo de energía eléctrica facturada se estimó en este trabajo el potencial de ahorro en transformadores de distribución utilizando las siguientes suposiciones:

- Se comienza el trabajo implementando un sistema de clasificación de transformadores de alta eficiencia en 2006 del tipo utilizado en la Norma CENELEC HD 428, con valores de umbrales de pérdidas adaptados a las distintas demandas características correspondientes al sistema de distribución argentino.
- En el 2008 se instrumentan programas de promoción y financiación a empresas distribuidoras, para impulsar el desarrollo del diseño óptimo de los sistemas de distribución en expansión y de la utilización de transformadores de alta eficiencia. Es decir se supone que el incremento de la demanda se abastece con un escenario de optimización de red de Baja Tensión y optimización del diseño de transformadores (transformadores de alta eficiencia), de manera tal que la penetración de los potenciales es para el caso de optimización de red de Baja Tensión de 2% en el 2012, 6% en el 2016 y 7% en el 2020 y para el caso de optimización del diseño de transformadores (transformadores de alta eficiencia): 5% en el 2012, 15% en el 2016 y 17,5% en el 2020.
- En el 2008 se instrumentan programas de promoción y financiación a empresas distribuidoras, que permitan el reemplazo de aquellos transformadores que han superado su vida útil, por transformadores de alta eficiencia. Debido a falta de información fehaciente acerca de la antigüedad del parque actual, se adoptó un escenario de recambio aplicado a aquellas máquinas del parque que transforman el 20% de la energía al año 2007.
- En el año 2012 se establece un estándar de eficiencia mínima.
- Se supone una vida útil media de los transformadores de distribución de 25 años.

Por supuesto que, además de los aspectos técnicos a evaluar, se incluyen en el análisis las variables económicas que discriminen sólo aquellas opciones que provean de un beneficio económico aceptable.

Los dos escenarios de pérdidas de energía en transformadores de distribución se muestran en la Tabla 4 y la Figura 1.

| | 2006 | 2010 | 2015 | 2020 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Pérdidas en el Escenario de Referencia | 1.676 | 2.253 | 2.769 | 3.333 |
| Pérdidas en el Escenario de eficiencia en Transformadores de Distribución | 1.676 | 2.238 | 2.659 | 3.076 |
| Pérdidas mínimas en el Escenario FVSA 1 Implementación del 100% de las medidas en el año 2020. | | | | 3.017 |
| Potencial de ahorro máximo en todo el parque de transformadores | | | | 2.634 |

Tabla 4. Pérdidas de energía eléctrica (GWh/año) en transformadores de distribución correspondientes a distintos escenarios.

³ Programas de Respuesta de la Demanda: conjunto de acciones llevadas adelante por parte de los usuarios de energía eléctrica como respuesta a requerimientos y/o incentivos provenientes de la autoridad energética y/o concesionarias de distribución de energía eléctrica. Estas medidas tienen como objetivo principal, mejorar la confiabilidad, estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.

Cabe destacar que los ahorros detallados se obtienen principalmente sobre el crecimiento del parque de transformadores de distribución a partir de 2006 y no a partir del reemplazo de unidades viejas. Esta última opción es contemplada en la última fila de la Tabla 4.

CONCLUSIONES

Los programas de eficiencia en transformadores de distribución eléctrica son un elemento interesante a introducir dentro de una política energética que integre como uno de sus componentes fundamentales la eficiencia energética.

Dado el potencial de ahorro en estos aparatos los programas de eficiencia en transformadores constituyen un elemento que se incorpora dentro de un plan de eficiencia una vez que éste ya se encuentra encaminado en otras cuestiones prioritarias tales como los sistemas de etiquetado y estándares de eficiencia en electrodomésticos, sistemas accionados por motores eléctricos industriales, entre otros; marcos regulatorios con tarifas acordadas; mecanismos de financiación; programas de buenas prácticas en los sectores comercial y público e industrial; etc.

Considerando la larga vida útil de estas máquinas las acciones encaminadas en aumentar tanto la eficiencia de los transformadores de distribución como la de los sistemas de distribución reportan resultados recién en el mediano y largo plazo.

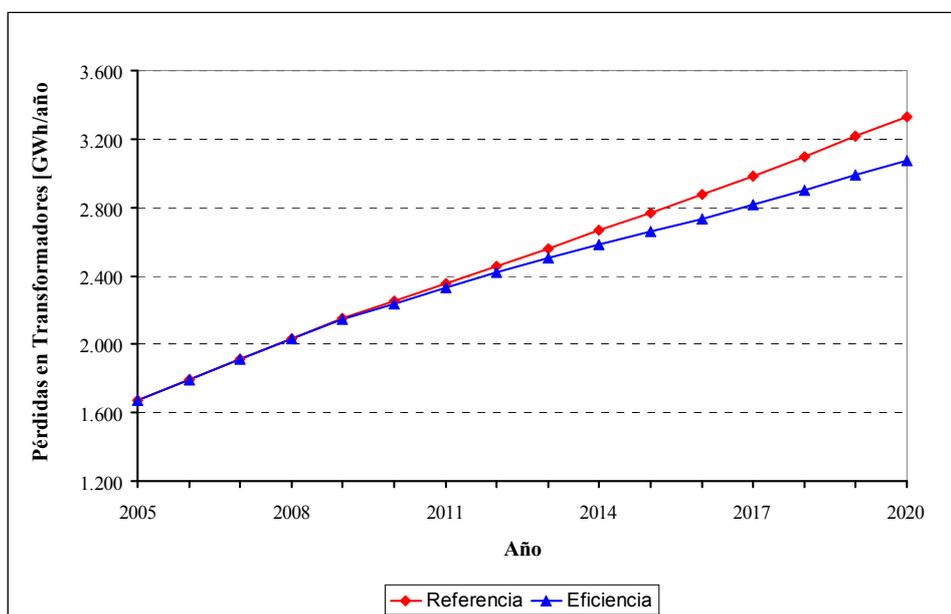


Figura 1. Evolución de las pérdidas de energía (GWh/año) en transformadores de distribución en Argentina, 2006-2020

ABSTRACT

Although electric transformers are one of the most efficient machines created by human, given the fact that all the electricity distributed pass through, at least, one of these machines, allows great benefits through the promotion of their efficiency. This work studies, based on international experience and data from Argentine electricity distributor companies, how much energy savings potential it is possible for 2020 and which are the measures necessary to obtain it. From the study it emerges that energy savings potential in electric transformers in distribution systems for 2020 is around 250 and 300 GWh/year.

REFERENCIAS

- ECI (2005). The Potencial for Global Energy Saving from High Efficiency Distribution Transformers.
- FVSA-WWF (2006). Análisis del Potencial de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Eléctrico y del Gas Natural de la República Argentina, (Parte I: La Eficiencia Energética), preparado por Esenerg S.A. para Fundación Vida Silvestre Argentina (FVSA) y Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF), Buenos Aires, marzo.
- IEEE (1989). Distribution Transformer Loss Evaluation. Building on REA 61- 16.
- Iglesias Furfaro H. (2006). Evaluación de las Pérdidas Óptimas en los Transformadores de Distribución. Trabajo Práctico Profesional de Ingeniería Electricista de la Universidad de Buenos Aires. (no publicado).
- IRAM 2250 (2005). Transformadores de Distribución, Características y Accesorios Normalizados.
- Targosz, R. (2005). The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers, estudio realizado por Leonardo Energy para el European Copper Institute, febrero.