

**ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
EN UN RANGO DE POTENCIAS  
COMPREDIDOS ENTRE LOS 5 KVA Y  
LOS 3 MVA, INSTALADOS EN COMPAÑÍAS  
DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE  
ARGENTINA**

**Resumen Ejecutivo**

**Abril 2008**

**International Copper Association, Ltda.**

## 1. OBJETIVO

El objeto del presente informe es el de conocer los niveles de las pérdidas técnicas en los transformadores de distribución de 11 de las principales empresas de distribución de energía de la República Argentina:

En la Tabla 1 se exponen algunos datos característicos de las empresas distribuidoras al año 2006.

**Tabla 1: Datos característicos de las Empresas de Distribución**

Empresa	Área Concesión	Nº Clientes	Líneas BT	Líneas MT	Líneas AT	Cant. C.T.		Pot. Max.
	km <sup>2</sup>	U	km	km	km	U	MVA	MW
1	4367	2444989	26445	8795	1202	14548	4838	3450
2	3309	2195914	15549	6885	1173	19847	4801	3028
3	109908	339418	7367	6976	864	9605	1152	506
4	110543	307001	6744	9658	568	6865	517	401
5	56287	263871	4821	10109	1031	8886	554	424
6	5780	302845	5110	2742	268	3238	574	354
7 (*)	203000	152539	3081	3899	897	3912	310	202
8	85226	171186	4124	3911	50	4043	406	229
9	76359	156939	2995	2460	0	1307	206	146
10	22060	140790	2572	3245	0	2718	241	120
11 (*)	102602	85958	2360	4057	0	62	410	115

Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina - ADEERA  
 (\*)Se consignan valores del año 2005

## 2. ALCANCE

El alcance se limitaba, según lo solicitado, a los transformadores de distribución en un rango de potencias comprendidos entre los 5 kVA y los 3 MVA. No obstante hemos incluido la totalidad de transformadores del área de distribución y los hemos designado:

Tipo A: los transformadores de tensión primaria menor o igual a 13,2 kV,

Tipo B: los de tensión del arrollamiento primario menor o igual a 33 kV incluyendo unos pocos de tensiones de 66 kV y algunos de 34,5 kV y todos los comprendidos entre 33 kV y  $\geq 13,2$  kV (27,5 kV, 19 kV y otras).

Para tal fin se obtuvieron los inventarios de transformadores de distribución por potencia, tensión primaria y secundaria y por número de fases de las empresas de electricidad. Cabe aclarar que en algunas de las empresas no solamente se dispusieron de los transformadores instalados sino también de los transformadores en stock.

### 3. CONSIDERACIONES GENERALES

#### En cuanto al Inventario:

Para la realización del trabajo hemos dispuesto de los inventarios de transformadores para cada empresa, los cuales contenían la información: Instalado o no, Potencia Nominal, Relación de Transformación, Cantidad de Fases, N° Interno de la empresa, Marca, Nro de Serie, Año de Fabricación, Tipo de transformador y la Cantidad.

#### En cuanto a los datos de demanda:

CAMMESA<sup>[1]</sup> publica el llamado parte Semanal al que tienen acceso todos los agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista de la Argentina).

En este parte se recopila los valores medidos con el Sistema de Medición Comercial (SMEC), durante todas las horas del año con intervalos de 15 minutos de las variables de cada uno de los agentes del MEM que se indican a continuación: Potencias requeridas, energía en valle, resto, pico y total.

Se han obtenido las curvas de Carga correspondientes al año 2007.

Los datos de potencias instaladas y demandadas de las Distribuidoras se completan con los mostrados por la publicación de Datos Característicos de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). Cuando no estaban disponibles los datos del año 2007 se proyectaron en función de los datos actuales y/o crecimiento mostrado en otras distribuidoras

### 4. METODOLOGÍA

#### Principales Conceptos

Un transformador propiedad de una empresa de distribución tiene costos. La consideración de los costos detallados de un transformador permite clasificarlos:

1. Costos Fijos, que están asociados y vinculados al tamaño del equipamiento resultante del requerimiento del suministro:
  - 1.1 Costos Directos, que son derivados del costo de instalación y dispositivos asociados de mando y protección (Interés, Impuestos, Seguro, Depreciación; Administración, etc.)
  - 1.2 Costos Indirectos, que se asocian al aumento de costos en otra parte de la empresa asociado a la pérdida del transformador y a la corriente de excitación; o bien parte de las cargas fijas sobre reguladores de tensión del alimentador o condensadores necesarios para compensar la caída de tensión en la impedancia del transformador.
2. De Funcionamiento, que son variables y dependientes de las condiciones de utilización:
  - 2.1 Directos producidos por las pérdidas internas de los transformadores
    - Costo de **pérdidas en el núcleo** (prácticamente constantes)

---

[<sup>1</sup>] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima

- Costo de la **pérdida en la carga** (Proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente)

Indirectos, asociados al aumento de costos de las pérdidas en los circuitos exteriores originado por el transformador (pérdida adicional en el cobre del circuito y en el generador que alimenta al transformador, además del equipamiento de interconexión a la transmisión del primario y/o secundario, que lo vincula al transformador, parte de la pérdida en el regulador de tensión del alimentador necesario para mantener constante la tensión de salida del transformador) y gastos de mantenimiento (Comprobación, filtrado y cambio de aceite; reparaciones; etc.)

### Costos directos de funcionamiento

Los costos directos de un transformador son funciones directas de la manera como se utilicen.

Exceptuando algunos gastos de mantenimiento estos costos cesan cuando se sacan de servicio los transformadores.

#### A. Pérdida anual de energía en el núcleo

A una tensión prácticamente nominal se halla en servicio y la pérdida de energía debida a las pérdidas en el núcleo de un transformador es:

$$\text{Pérdida anual de energía en el núcleo} = (\text{pérdida en el núcleo en kW}) * 8760 \text{ kWh}$$

#### B. Pérdidas en la carga

Las pérdidas en la carga son proporcionales al cuadrado de la intensidad de la corriente (siendo despreciable la corriente de excitación) y son más difíciles de calcular.

*Pérdidas en la carga:* incluyen la pérdida calorífica en los devanados del transformador y las pérdidas por corrientes parásitas en la carga que se producen en las partes de hierro, las cuales resultan de las condiciones de carga y son proporcionales a una exponencial de la corriente de carga.

*Pérdidas en el cobre:* son aquellas pérdidas de carga que incluyen las pérdidas por efecto Joule en los devanados como las pérdidas por corrientes parásitas.

*Demanda:* se la define como el valor de la carga de un sistema eléctrico promediado para un intervalo de tiempo determinado. En nuestro caso la demanda actual es la del año 2007.

*Demanda eficaz:* se la define para el período total transcurrido correspondiente y es el valor eficaz de las demandas de los intervalos básicos para dicho período. El valor eficaz de la carga durante un intervalo de tiempo es una medida más precisa del calor generado por las pérdidas que la carga media. Pero en la práctica se usa frecuentemente el valor medio por que el sistema de medición durante varios minutos es más sencillo que los requerimientos para medir el valor eficaz en el mismo intervalo.

Se ha introducido el concepto de demanda eficaz por su utilidad en el cálculo de la energía consumida por las pérdidas en el cobre de un transformador a partir de la metodología desarrollada por el "Michigan Institute of Technology" (MiIT) de EEUU en el libro "Circuitos Magnéticos y Transformadores" de autoría de su Staff en el capítulo XVI.

Hemos desarrollado el estudio bajo dos visiones de cálculos de Pérdidas en la Carga, a las cuales hemos denominado:

- Factor de Carga
- Factor Eficaz

Durante el desarrollo de los cálculos, el factor de carga corresponde a la metodología usual empleada por CAMMESA, como se explica más adelante. Además se explica y aplica la metodología del MIT que muestra el concepto de carga eficaz de un transformador con determinados valores nominales para reflejar la carga momentánea de cada transformador.

A continuación exponemos ambos métodos.

### B.1 Factor de Carga

La demanda eficaz para 24 horas es:

$$\text{Demanda eficaz} = \sqrt{1/24(I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots + I_{23}^2 + I_{24}^2)} \text{ {kVA}}$$

La *demanda máxima* de un sistema eléctrico es la mayor de todas las demandas que se han producido durante un tiempo determinado.

El *factor de carga* de un sistema eléctrico es el cociente entre la carga media y la carga máxima durante un tiempo determinado. El factor de carga se emplea en Argentina como medida de la constancia de una carga.

Se puede determinar un factor de carga para cada curva de carga obtenida en una campaña de medición o determinada con el Sistema de Medición Eléctrica Comercial.

De las curvas de carga se obtienen los factores de carga para intervalos definidos.

De la curva de carga se obtiene la razón de la:

$$\text{Demanda eficaz diaria} / \text{Potencia nominal del transformador} = \text{Factor de Carga.}$$

### B.2 Factor Eficaz

Se indica a continuación un método para determinar la expresión de la pérdida anual de energía resultante de las pérdidas en el cobre de un transformador:

Wa = pérdida anual de energía en kWh debida a las pérdidas en el cobre del transformador.

Pcu = pérdida en el cobre conocida en kW a la corriente nominal de plena carga.

P = pérdida momentánea en el cobre en kW.

t = tiempo en horas.

i = intensidad instantánea de la corriente.

In = intensidad nominal a plena carga expresada en ampere eficaz.

Ia = intensidad eficaz de la corriente de carga en ampere tomada para un tiempo de un año.

$\lambda = I_a / I_n$ .

Los valores de i, In, Ia están referidos al mismo lado del transformador o expresados por unidad (p.u).

$$P = P_{cu} (i/I_n)^2$$

La pérdida total anual en el cobre es:

$$W_a = \text{integral de } 0 \text{ a } 8760 \text{ p dt} = (P_{cu} / I_n) * \text{integral de } 0 \text{ a } 8760 \text{ i}^2 \text{ dt}$$

Donde 8760 es el número de horas de un año.

Por definición de valor eficaz, la intensidad eficaz anual de la corriente de carga **Ia** es:

$$I_a = \sqrt{(1/8760) * \text{integral desde } 0 \text{ a } 8760 \text{ i}^2 \text{ dt}}$$

De donde al integral desde 0 a 8760 se tiene  $i^2 \text{ dt} = 8760 I_a^2$

Sustituyendo

$$W_a = 8760 P_{cu} (I_a/I_n)^2 = 8760 \lambda^2 P_{cu}$$

La ecuación anterior determina la pérdida anual de energía resultante de las pérdidas en el cobre del transformador. Si se empleara en el cálculo la intensidad eficaz de la corriente de carga **Ia**, el cálculo riguroso sería muy complicado pero puede simplificarse con la metodología siguiente.

Como ya se definió  $\lambda$  como la razón de **Ia/I<sub>n</sub>** suponiendo la tensión de salida constante,  $\lambda$  será equivalente a la razón de la demanda eficaz anual de la carga de un transformador expresada en kVA y la potencia nominal del mismo transformador. Esta simplificación permite calcular la demanda eficaz anual necesaria para calcular  $\lambda$  a partir de las curvas de carga tomadas para los días del año. Este es el método empleado en nuestro trabajo.

**Demanda máx. de Pérdida en el Cu en kW =  $P_{cu}$  (Demanda máx. en kVA / potencia nominal del transformador en kVA)<sup>2</sup>**

La suma de las energías en la pérdida en el núcleo y en el cobre determina las pérdidas en el transformador y análogamente la suma de la demanda máxima debida a las pérdidas en el núcleo más la debida a la pérdida en el cobre determinan la demanda resultante de las pérdidas en el transformador.

En el caso de transformadores usados, sea en general un banco de transformadores o un transformador trifásico antiguo, tienen más pérdidas que uno nuevo por las características constructivas. En el cobre se observan aumentos de hasta 10% y en el hierro se observa el mismo aumento fundamentalmente por el cambio de tecnología referido al grano orientado en las chapas de hierro silicio para fabricación de los transformadores.

### Formas de aplicación

Se han desarrollado la siguiente metodología para aplicar las ecuaciones descriptas, que se han materializados en columnas de planillas electrónicas relacionadas por tablas dinámicas y otros métodos computacionales y que se describen a continuación.

### ***Cálculo de las Pérdidas en el Hierro ( $P_o$ ) y en el Cobre ( $P_{cu}$ )***

Las pérdidas en el hierro o núcleo, como fueron definidas en párrafos anteriores representan la pérdida en el vacío del transformador y las pérdidas en el cobre representan las pérdidas con el transformador en carga, ambas expresadas en kW para cada transformador y valorizadas según la norma IRAM<sup>[2]</sup>.

Para transformadores de distribución, se determinan las pérdidas en vacío en el hierro y de plena carga en el cobre según las Normas IRAM 2250 que rigen a partir de la revisión de la norma del año 2005. Los transformadores rurales monofásicos/bifásicos y trifásicos responden a las normas IRAM 2279 y 2247 respectivamente.

Cabe destacar que hemos verificado por muestreo que los fabricantes (Ej. Tadeo Cerweny, Mayo, Vasile, etc.), en sus folletos con datos garantizados actuales de transformadores, exponen niveles de pérdidas compatibles con las respectivas normas. Si bien esta comparación la pudimos realizar para los folletos y normas actuales, asumimos que dicha situación también se cumplía en el pasado (es decir cumplían las normas vigentes al momento de poner el transformador en servicio).

Se puede entonces vincular las pérdidas en el núcleo y en el cobre en kW para cada combinación de la potencia, relación de transformación, cantidad de fases de baja tensión y marca de cada transformador que tiene la distribuidora.

### ***Cálculo del Factor de Carga y del Factor Eficaz***

CAMMESA publica el llamado “Parte Semanal” al que tienen acceso todos los agentes del MEM. En este “Parte Semanal” se recopila los valores medidos con el Sistema de Medición Eléctrico Comercial (SMEC), durante todas las horas del año con intervalos de 15 minutos de las variables de cada uno de los agentes del MEM que se indican a continuación: Potencias requeridas, energía en valle, resto, pico y total.

Con este archivo magnético se pueden representar las curvas de carga. En este caso, el área bajo la curva de carga integrada, se traduce como el consumo de energía, lo que permite calcular la integral para los intervalos de 0 hasta 24 horas (período de un día), que replicado a lo largo de los días del año, nos da la energía total consumida, que dividida la potencia máxima del año, nos arroja el Factor de Carga Anual del 2007.

Por otro lado, calculando la raíz cuadrada de la suma de la demanda por hora elevada al cuadrado nos da la demanda eficaz de cada día, que promediando por las 8760 horas del año obtenemos la demanda eficaz del año 2007.

Se ha empleado los valores medidos para cada agente de la potencia instalada en transformadores, de acuerdo con los datos suministrados por la ADEERA.

Relacionando la demanda eficaz calculada y la potencia instalada se obtiene el Factor Anual Eficaz ( $\lambda$ ).

Como resultado de dicho análisis se presenta en la Tabla 2 los Factores de Carga y Eficaz para las Empresas consideradas.

---

[<sup>2</sup>] Instituto Argentino de Normalización

**Tabla 2: Factores de Carga y Eficaz**

<b>Empresa</b>	<b>FACTOR DE CARGA Anual</b>	<b>FACTOR EFICAZ Anual</b>
<b>1</b>	60%	42%
<b>2</b>	63%	38%
<b>3</b>	67%	27%
<b>4</b>	64%	53%
<b>5</b>	61%	25%
<b>6</b>	59%	40%
<b>7</b>	57%	25%
<b>8</b>	57%	33%
<b>9</b>	64%	46%
<b>10</b>	55%	17%
<b>11</b>	71%	21%

***Cálculo del efecto de la antigüedad***

Con el factor de antigüedad tiene en cuenta las pérdidas históricas y se llevan (proyección equivalente) a la actualidad, incrementando los valores de acuerdo con el año de origen del transformador indicado en el inventario.

Un transformador tiene una vida útil bastante larga, promedio de 40 años, aún cuando la máquina puede fallar ocasionalmente al cabo de un período más corto de tiempo de servicio, a causa de una sobrecarga excesiva, un rayo u otras causas.

Los distintos transformadores integrantes de las Compañías del servicio eléctrico de distribución fueron evaluados ponderando diversos atributos tales como la antigüedad (edad) y obsolescencia (deméritos funcionales, tecnológicos o económicos de su empleo) ambos factores ligados a expectativas de uso futuro (vida útil remanente) y influyentes en las pérdidas.

Teniendo en cuenta la antigüedad de los transformadores, se han considerado los siguientes hitos: las normas IRAM se revisaron con profundidad en los años 1977 y 2005 modificando las directivas de diseño con relación a las pérdidas en el cobre. Además después de 1977 era muy frecuente ver transformadores de chapa de hierro de grano orientado que disminuyeron la pérdida del hierro.

Como el costo de pérdidas es proporcional a la corriente elevada al cuadrado se ha utilizado esta propiedad en el cálculo.

Hemos realizado una evaluación del impacto con personal clave del área de distribución de algunas de las empresas, y las conclusiones a las que arribamos se muestran como un porcentaje adicional a las Po y Pcu en la Tabla 3.

**Tabla 3: Pérdidas adicionales por antigüedad Po y Pcu**

Antigüedad	Pérdidas adicionales por antigüedad	
	Po	Pcu
A<1977	6%	8%
1977<A<2005	0%	4%
A>2005	0%	0%

Surge de este análisis que la viabilidad económica de reemplazo de transformadores es más justificable en los antiguos, pues aún cuando puedan continuar prestando servicio sus valores de pérdidas son sensiblemente superiores a los nuevos y de tipo eficiente, como se deduce de la tabla previa.

***Pérdida anual en el núcleo por transformador***

Las pérdidas en el núcleo se manifiestan prácticamente con el mismo valor independiente de la carga. Se ha supuesto el valor de la tensión constante e igual al valor de la tensión nominal del transformador.

Se calcula como la pérdida anual de energía en el núcleo multiplicando la pérdida en el núcleo en kW por 8760 h.

***Pérdidas en el cobre por transformador (con factor de carga)***

Las pérdidas en el cobre por transformador (kWh) con factor de carga se calculan multiplicando 8760 h (en el año) por pérdida en el Po (kW) por el factor de carga.

***Pérdida anual por antigüedad por transformador (con factor de carga)***

La hemos calculado como pérdidas adicionales por antigüedad Po (%) por pérdida anual en el núcleo por transformador (kWh), más pérdidas adicionales por antigüedad Pcu (%) por pérdidas en el cobre por transformador con factor de antigüedad (kWh).

***Pérdida anual total por transformador (con factor de carga)***

Es la suma de pérdida anual en el núcleo por transformador (kWh), más pérdidas en el cobre por transformador con factor de carga (kWh), más pérdida anual por antigüedad por transformador con factor de carga (kWh).

***Pérdidas anuales totales por cantidad de transformadores (con factor de carga)***

Se trata de la multiplicación de pérdida anual total por transformador con factor de carga (kWh) por la cantidad de transformadores.

***Pérdidas en el cobre por transformador (con factor eficaz)***

Se calcula las pérdidas en el cobre por transformador (kWh) con factor eficaz, como 8760 h (en el año) por pérdida en el Po (kW) por el factor eficaz.

***Pérdida anual por antigüedad por transformador (con factor eficaz)***

La hemos calculado como pérdidas adicionales por antigüedad  $P_o$  (%) por pérdida anual en el núcleo por transformador (kWh), más pérdidas adicionales por antigüedad  $P_{cu}$  (%) por pérdidas en el cobre por transformador con factor eficaz (kWh).

***Pérdida anual total por transformador (con factor eficaz)***

Es la suma de la pérdida anual en el núcleo por transformador (kWh), más pérdidas en el cobre por transformador con factor eficaz (kWh), más pérdida anual por antigüedad por transformador con factor eficaz (kWh).

***Pérdidas anuales totales por cantidad de transformadores (con factor eficaz)***

Se trata de la multiplicación de pérdida anual total por transformador con factor eficaz (kWh) por la cantidad de transformadores.

**Producto Final**

En función de lo indicado precedentemente hemos agregado a las bases de inventario de cada una de las empresas distribuidoras las siguientes columnas: Pérdidas  $P_o$ , Pérdidas  $P_{cu}$ , Factor de Carga, Factor Eficaz, Código de Antigüedad, Pérdidas adicionales por antigüedad  $P_o$ , Pérdidas adicionales por antigüedad  $P_{cu}$ , Pérdida anual en el núcleo por transformador, Pérdidas en el cobre por transformador – Con factor de carga, Pérdida anual por antigüedad por transformador – Con factor de carga, Pérdida anual total por transformador - Con factor de carga, Pérdidas anuales totales por cantidad de transformadores - Con factor de carga, Pérdidas en el cobre por transformador – Con factor eficaz, Pérdida anual por antigüedad por transformador – Con factor eficaz, Pérdida anual total por transformador - Con factor eficaz, y Pérdidas anuales totales por cantidad de transformadores - Con factor eficaz.

En la Tabla 4 se dan las pérdidas anuales totales de las empresas consideradas para el año 2007 según nuestras estimaciones, según el método de cálculo con factor de carga y con factor eficaz.

**Tabla 4: Suma de pérdidas anuales totales**

Empresa	Cant. MVA Estimada al 2007	Energía Vendida Total en MWh Estimada al 2007	Suma de pérdidas anuales total por cantidad de transformadores (MWh)		Relación (%) Suma de pérdidas anuales total (MWh) / Energía Vendida Total (MWh)	
			factor de carga	factor eficaz	factor de carga	factor eficaz
1	5.116	18.366.205	508.399,29	235.554,47	2,77%	1,28%
2	4.923	16.394.885	455.000,90	186.470,01	2,77%	1,14%
3	1.199	7.632.235	162.395,98	49.344,04	2,13%	0,65%
4	539	6.261.202	64.067,41	36.238,69	1,02%	0,58%
5	903	3.319.578	95.151,32	29.929,16	2,87%	0,90%
6	607	2.473.901	67.612,18	29.917,93	2,73%	1,21%
7	343	2.223.786	40.164,53	13.282,70	1,81%	0,6%
8	423	1.888.445	49.030,33	19.322,18	2,60%	1,02%
9	214	2.338.966	25.205,82	12.179,76	1,08%	0,52%
10	379	2.709.192	36.346,30	10.719,01	1,34%	0,40%
11	398	1.198.594	46.863,47	12.054,72	3,91%	1,01%
<b>TOTAL EMPRESAS ESTUDIADAS</b>	15.044	64.806.988	1.550.237,53	635.012,67	2,39%	0,98%

## 5. CÁLCULO ECONÓMICO.

Partiendo de la base que lo que se desea obtener es una visión global final financiera para las pérdidas que se producen en los transformadores, con el objeto de evaluar posibles ahorros de energía en el futuro corrigiendo las mismas, el análisis económico será realizado en forma sencilla calculando el impacto estimado.

En la Argentina existe un complejo sistema de subsidios cruzados que está en discusión permanente entre el gobierno y las distribuidoras. En el presente trabajo se ha utilizado el valor de *Mercado Eléctrico* (calculado por CAMMESA en su informe de transacciones económicas y que se describe en los párrafos siguientes) porque es el que representa el precio total adicionando el subsidio que se reparte entre los generadores, distribuidores y usuarios.

Se utiliza como fuente de referencia de datos para calcular las tarifas los informes mensuales de la Gerencia de Programación de la Producción de CAMMESA.

Dentro del informe detallado por CAMMESA se puede obtener los precios medios monómicos que son precios mensuales (\$/MWh) que no incluyen transporte ni Fondo Nacional de Inversiones Eléctricas del MEM.

Están formados por la suma de:

- Precio energía mercado
- Sobrecosto transitorio. Despacho
- Energía adicional
- Sobrecosto combustible
- Adicional potencia

Como nuestros cálculos están referidos a una base anual del año 2007, se refiere también la tarifa a una base anual del año 2007 cuyo precio medio del monómico anual es de 123,17 \$/MWh, calculado éste como promedio de los precios medios monómicos mensuales.

Se ha calculado para el año 2007 para todas las distribuidoras la Suma de Pérdidas Anuales Totales por Cantidad de Transformadores en Pesos (\$), como la multiplicación de la Suma de Pérdidas Anuales Totales por Cantidad de Transformadores en kWh por el precio medio del monómico anual. Este cálculo se hizo tanto para el análisis con Factor de Carga y Factor Eficaz.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5: Suma de Pérdidas Anuales Totales por Cantidad de Transformadores en Pesos**

Empresa	Cantidad MVA Estimada	Suma de pérdidas anuales total por cantidad de transformadores (MWh)		Suma de pérdidas anuales total por cantidad de transformadores (\$)	
		Con factor de carga	Con factor eficaz	Con factor de carga	Con factor eficaz
1	5.116	508.399,29	235.554,47	62.617.421.991	29.012.262.174
2	4.923	455.000,90	186.470,01	56.040.565.393	22.966.734.392
3	1.199	162.395,98	49.344,04	20.001.636.565	6.077.500.026
4	539	64.067,41	36.238,69	7.890.916.364	4.463.368.710
5	903	95.151,32	29.929,16	11.719.391.338	3.686.250.158
6	607	67.612,18	29.917,93	8.327.510.009	3.684.866.924
7	343	40.164,53	13.282,70	4.946.898.141	1.635.974.662
8	423	49.030,33	19.322,18	6.038.861.162	2.379.832.170
9	214	25.205,82	12.179,76	3.104.496.045	1.500.130.479
10	379	36.346,30	10.719,01	4.476.622.171	1.320.215.487
11	398	46.863,47	12.054,72	5.771.978.272	1.484.729.909

### 5.1. IMPACTO FINANCIERO.

Para calcular el impacto financiero de las pérdidas de los transformadores se efectuó la proyección de pérdidas para los próximos 10 años.

Se definió la tasa de crecimiento promedio de las distribuidoras en estudio a partir de la regresión de la tasa de crecimiento de los 5 y 8 últimos años (es decir tomando un período que abarque la pre y la pos crisis del 2001), y dado que el promedio de las empresas de que dispone datos dio similar, 10,51% y 10,43% respectivamente para 8 y 5 años, se adoptó una tasa de crecimiento de la Energía Vendida del 10,5% anual (que al día de hoy representa el doble de PBI promedio) para los próximos 10 años.

Se desarrolló este cálculo para las pérdidas calculadas de cada una de las compañías indicadas en el informe, se consideró como moneda constante el Dólar americano y se convirtió a pesos actuales y luego se determinó el Valor Presente Neto (VPN) que representan estas proyecciones de pérdidas con la fórmula definida en el cálculo financiero del programa Excel adoptando la tasa de crecimiento del 10,5% anual de la Energía Vendida y una tasa bancaria de descuento del 8,5%.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 6.

**Tabla 6: Proyección de pérdidas para los próximos 10 años**

Empresa	Suma de pérdidas anuales total por cantidad de transformadores (\$)		Suma del VPN pérdidas anuales total por cantidad de transformadores (\$)	
	Con factor de carga	Con factor eficaz	Con factor de carga	Con factor eficaz
1	62.617.422	29.012.262	\$693.300.732	\$321.224.061
2	56.040.565	22.966.734	\$620.481.709	\$254.287.916
3	20.001.637	6.077.500	\$221.458.323	\$67.290.142
4	7.890.916	4.463.369	\$87.368.306	\$49.418.464
5	11.719.391	3.686.250	\$129.757.220	\$40.814.199
6	8.327.510	3.684.867	\$92.202.275	\$40.798.884
7	4.946.898	1.635.975	\$54.772.106	\$18.113.528
8	6.038.861	2.379.832	\$66.862.332	\$26.349.526
9	3.104.496	1.500.130	\$34.373.012	\$16.609.460
10	4.476.622	1.320.215	\$49.565.206	\$14.617.439
11	5.771.978	1.484.730	\$63.907.402	\$16.438.945
	Precio Monómico (\$/MWh)	123,17	Tasa bancaria de descuento	8,5%
			N° años	10

## 5.2. POSIBLES AHORROS DE ENERGÍA.

Se ha previsto que el ahorro que se podría lograr reemplazando los transformadores existentes por transformadores eficientes será de un promedio de 1% del valor de las pérdidas.

Llevando esta figura a términos de impacto económico y financiero sencillo se observa en la Tabla 7 los resultados de la misma.

**Tabla 7: Posible ahorro de energía en pesos**

Empresa	Posibles Ahorro de Energía (\$)	
	Con factor de carga	Con factor eficaz
1	\$ 6.933.007.316	\$ 3.212.240.611
2	\$ 6.204.817.086	\$ 2.542.879.162
3	\$ 2.214.583.230	\$ 672.901.419
4	\$ 873.683.060	\$ 494.184.636
5	\$ 1.297.572.198	\$ 408.141.991
6	\$ 922.022.753	\$ 407.988.840
7	\$ 547.721.064	\$ 181.135.281
8	\$ 668.623.321	\$ 263.495.259
9	\$ 343.730.117	\$ 166.094.599
10	\$ 495.652.061	\$ 146.174.393
11	\$ 639.074.020	\$ 164.389.446

Este cálculo llevará a pensar a los directivos responsables de las inversiones de las Empresas Distribuidoras en la alternativa de adoptar los transformadores eficientes en el futuro para aquellos transformadores nuevos que se instalen. Sin duda además se podrá medir el impacto económico en cada caso particular para cambiar los transformadores existentes de mayor pérdida.

## 6. CONCLUSIONES

Se dan a continuación algunos indicadores que resultan de nuestros estudios y que son de aplicación como Indicadores de Caracterización del Mercado Eléctrico:

$I_1$  = Indicador de Pérdidas en la red = pérdidas promedio en transformadores kWh año / km red instalados MT

$I_2$  = Indicador de Pérdidas de energía por cliente = pérdidas promedio en transformadores kWh año / Clientes

**Tabla 8: Indicadores de pérdidas**

Empresa	Indicador de Pérdidas I <sub>1</sub> kWh/km	Indicador de Pérdidas I <sub>2</sub> MWH/ Clientes
1	57.805	0.2079
2	62152	0.1948
3	6162	0.1266
4	5452	0.1715
5	9037	0.3462
6	23357	0.2114
7 (*)	10301	0.26303
8	12506	0.2857
9	7660	0.12008
10	4729	0.1089
11 (*)	11086	0.53226

Fuente: Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina - ADEERA - 2006

(\*) Se consignan valores del año 2005

Estos indicadores permiten, junto con la densidad de carga, determinar los grados de electrificación y en este caso se estará aportando las influencias de las pérdidas que se observan en valores factibles de reducir.

Se ha mostrado que el impacto económico y financiero del ahorro en las pérdidas indicado en tablas con términos sencillos representan ahorros importantes en el valor monetario que definen en muchos casos la adquisición y/o renovación del parque de transformadores.

De lo expuesto presentemente, se obtienen las siguientes conclusiones finales:

- Se ha podido demostrar por dos métodos de cálculo distintos que existes Posibles Ahorro de Energía en todas las empresas estudiadas (representan aproximadamente el 60 % del país) si se realiza el reemplazando de los transformadores existentes ineficientes u obsoletos por transformadores eficientes.
- Los métodos de cálculo del Factor Eficaz y Factor de Carga, más allá de la diferencia numérica de los resultados, tienen ventajas y desventajas de interpretación y cálculo lo que limita la posibilidad de sacar conclusiones definitivas. Pese a estas limitaciones arriesgaremos una opinión.

El método del valor eficaz da una idea de la energía consumida por un transformador durante un período determinado, existiendo en ese período cargas máximas medias y mínimas. El valor eficaz da una idea de cuanto estuvo cargado un dispositivo que tiene determinados valores nominales incluso de carga máxima. Su medición es indirecta y compleja, su aplicación depende

de si el sistema esta preparado para medir todos los componentes requeridos para el cálculo. No se utiliza en el sistema de medición comercial de Argentina.

El valor medio, que surge del factor de carga, es el que en la práctica se usa para medir la demanda durante varios minutos porque permite utilizar métodos de medición sencillos. La demanda se mide para cada uno de los intervalos de una serie de intervalos de demanda básicos consecutivos.

Este es el sistema adoptado por CAMESA en el Sistema de Medición Eléctrico Comercial (SMEC) de Argentina y es el que sugerimos utilizar en los cálculos, aunque los valores medios que surgen del método del factor de carga son más conservadores que los surgidos del cálculo con el método Factor Eficaz.

- Los valores globales de pérdidas para todas las empresas estudiadas alcanzan a 2,39 % y 0,98 % respecto de la Energía Vendida calculado con el método Factor de Carga y Factor Eficaz respectivamente.
- Las normas actuales de transformadores no contemplan valores de pérdidas reducidas. Sería importante lograr una revisión de la Norma IRAM que adecuara estos criterios.
- Los transformadores existentes y en general los más antiguos tiene perdidas elevadas y merecerían ser sometidos a un estudio de costos para evaluar su reemplazo tecnológico por otros más eficientes.
- En términos generales, el valor de rescate de los transformadores antiguos instalados en una distribuidora, estará determinado por el valor de mercado de transformadores usados, el cual depende del estado, tecnología y vida útil remanente.

Cuando quede anticuado un proceso de fabricación de los aparatos, es decir su tecnología tienda a ser obsoleta, será mayor el costo operativo del transformador instalado (la tecnología tiene a disminuir el mismo), en este caso la ecuación económica financiera para decidir el reemplazo debe tener en cuenta el costo a nuevo del equipo que sustituye al existente, el valor de mercado de este último y su nivel de amortización anual, así como los costos operativos de ambos.

Si las tarifas son las justas y razonables será más económico para la distribuidora realizar el reemplazo utilizando nuevos transformadores de alta eficiencia; en caso contrario la distribuidora difícilmente opte por entrar en un plan de reemplazos de equipos y se limite a adquirir equipos nuevos con una tecnología avanzada de pocas pérdidas solamente en los casos referidos a ampliación del parque de transformadores sustitución de los inutilizables.