

## **12. ANEXO 12. PÉRDIDAS TÉCNICAS EFICIENTES**

Las pérdidas de eficiencia asociados con los activos que conforman los circuitos típicos identificados reflejan las pérdidas en los transformadores de distribución y en las redes del nivel de tensión I, cuando sea del caso.

Para definir los criterios de eficiencia de pérdidas del sistema del nivel de tensión I se tienen en cuenta las normas técnicas que se utilizan en Colombia, como la NTC 818 y NTC 819, la cual aplica para la fabricación de transformadores de distribución tanto monofásicos como trifásicos.

Para determinar las pérdidas técnicas asociadas con los circuitos típicos identificados en el estudio se consideran, entre otros, los siguientes casos:

- Transformador solo
- Transformador y red típica

Para la estimación de las pérdidas de los circuitos del nivel I se deben obtener modelos adecuados para cada uno de los elementos que hacen parte del sistema, donde primero se debe modelar y obtener las características de las cargas y luego se procede a modelar los principales elementos del sistema, tales como transformadores de distribución, redes secundarias y acometidas.

A continuación se hace una descripción de la metodología seguida en la estimación de las pérdidas en los transformadores.

### **12.1 MODELACIÓN DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS EN REDES Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

La operación eficiente de los transformadores de distribución y las redes secundarias se deben realizar de una forma global, ya que es posible que una operación eficiente global corresponda a un mayor número de transformadores de menores capacidades eliminando redes secundarias o laterales monofásicos y transformadores monofásicos, en lugar de obtener una operación eficiente de los transformadores y redes secundarias por separado.

Lo anterior se realiza aplicando el concepto de diseño dinámico, en donde se considera que existe un crecimiento de la demanda a través del tiempo. Esto implica realizar una evaluación económica basada en valor presente de todos los costos de inversión, operación y mantenimiento durante todo el horizonte de tiempo considerado.

En las siguientes secciones se revisarán los principales elementos que permiten llegar a la operación eficiente como son: los conductores de la red de baja tensión y los transformadores de distribución:

- Costos de inversión, operación y mantenimiento
- Costo de las pérdidas
- Tasa de crecimiento de la demanda
- Tipo de crecimiento de la demanda
- Tasa de descuento
- Vida útil
- Número de fases del circuito
- Distribución de la carga

En forma general, el costo de las pérdidas se define con la siguiente ecuación:

$$C_{perd_i} = C_{ppot_i} + C_{pener_i}$$

Donde;

$C_{perd_i}$ : Costo de las pérdidas totales en el año  $i$

$C_{ppot_i}$ : Costo de las pérdidas de potencia en el año  $i$

$C_{pener_i}$ : Costo de las pérdidas de energía en el año  $i$

Las pérdidas de energía en función de las pérdidas de potencia son:

$$P_{ener_i} = P_{pot_i} * F_{perd} * 8760$$

Donde:

$P_{ener_i}$ : Pérdidas de energía (kwh) en el año  $i$

$P_{pot_i}$ : Pérdidas de potencia (kw) en el año  $i$

$F_{perd}$ : Factor de pérdidas

Por tanto el costo de las pérdidas en un año determinado es:

$$C_{perd_i} = P_{pot_i} (CP + CE * F_{perd} * 8760)$$

Debido a que en la actualidad solamente se paga un costo monomio de energía, la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$C_{perd_i} = P_{pot_i} * CME * F_{perd} * 8760$$

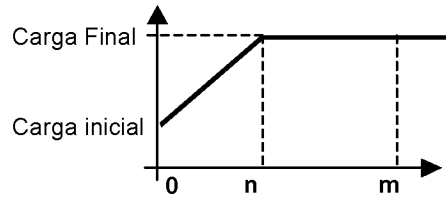
Donde  $CME$  = Costo Monomio de la Energía

Para determinar la corriente en cada uno de los años de análisis se proyecta la corriente inicial mediante la tasa de crecimiento anual de la carga. Teniendo en cuenta el comportamiento de la carga a lo largo del tiempo el costo de las pérdidas es el siguiente:

$$C_{perd_i} = P_{pot_i} * F_{perd} * 8760 * CME * K$$

Donde  $K$  es una constante que tiene en cuenta el crecimiento de la carga y los costos en valor presente y se determina dependiendo del modelo:

**Modelo Tipo Rampa:** Este modelo considera que la carga parte de un valor inicial y llega a su máximo en  $n$  años y de ahí en adelante se mantiene constante hasta el año final del periodo de análisis ( $m$ ), como típicamente ocurre con los transformadores de distribución y redes secundarias. La Figura 12.1 presenta gráficamente este comportamiento.



**Figura 12.1 Modelo de Crecimiento de Carga Tipo Rampa**

En este caso el factor  $K$  es:

$$K = n * \frac{\left(\frac{a}{b}\right) - 1}{\ln\left(\frac{a}{b}\right)} + a * \frac{(C^m - C^{n+1})}{\ln(C)}$$

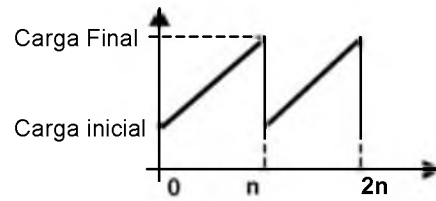
Donde:

$$a = (1+r)^{2n}, b = (1+t)^n \text{ y } C = 1 / (1+t)$$

$r$  : Es la Tasa de crecimiento anual de la demanda

$t$  : Es la tasa de descuento

**Modelo Tipo Sierra:** Este modelo considera que durante la vida útil la carga llega al valor máximo y es descargado en varias ocasiones, como típicamente ocurre con los alimentadores primarios. La Figura 12.2 muestra esto.



**Figura 12.2 Modelo de Crecimiento de Carga Tipo Sierra**

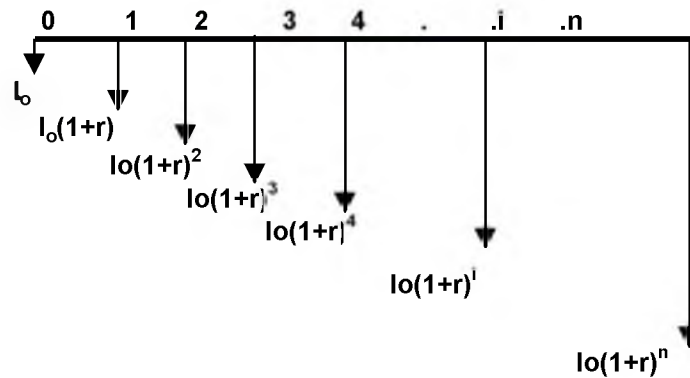
En este caso el factor  $K$  es:

$$K = \frac{I}{\ln(X)}(X^n - I) + \frac{I}{a \ln(X)}(X^{2n} - X^{n+1}) + \frac{I}{a^2 \ln(X)}(X^{3n} - X^{2n+1})$$

Donde:

$$X = (1+r)^2 / (1+t), \quad a = (1+r)^{2n}$$

La proyección de la corriente en el periodo de tiempo entre 0 y n de los modelos tipo rampa y sierra se describe en la [Figura 12.3](#).



**Figura 12.3 Incremento de la corriente a lo largo de n años de servicio del alimentador**

La figura anterior indica que para cada año de análisis la corriente es:

$$I_i = I_0 * (1+r)^i$$

Donde:

$r$ : Es la tasa de crecimiento anual de la demanda

$I_0$ : Es la corriente inicial del alimentador.

Teniendo que:

$$I_0 = I^2 * R$$

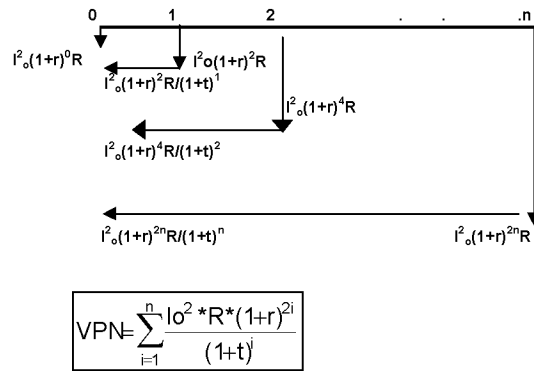
y teniendo en cuenta la tasa de crecimiento anual de la demanda ó crecimiento vegetativo (r),

$$I_1 = I^2_0 * (1 + r)^2 * R$$

$$I_2 = I^2_0 * (1 + r)^4 * R$$

$$I_n = I^2_0 * (1 + r)^{2n} * R$$

La Figura 12.4 presenta las pérdidas en función de la corriente para los diferentes años, así como el valor presente de cada uno de ellos.



**Figura 12.4 Valor presente de las pérdidas en función de la corriente**

Este valor presente neto (VPN), se puede presentar de la siguiente manera:

$$VPN = I_o^2 * R * \sum_{i=1}^n \frac{(1+r)^{2i}}{(1+t)^i}$$

Donde:

*r*: Es la Tasa de crecimiento anual de la carga

*t*: Es la Tasa de descuento para determinar el VNP

El término de la sumatoria de la ecuación anterior es el resultado aproximado de la siguiente integral:

$$K = \int_0^n \frac{(1+r)^{2i}}{(1+t)^i} di$$

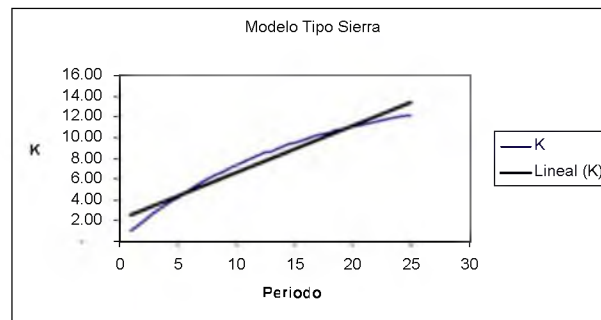
Al desarrollar, se llega al siguiente resultado:

$$K = \frac{I}{\ln(1+r)^2 - \ln(1+t)} \left( \frac{(1+r)^{2n}}{(1+t)^n} - 1 \right) = \frac{I}{\ln \frac{(1+r)^2}{(1+t)}} \left( \frac{(1+r)^{2n}}{(1+t)^n} - 1 \right) = \frac{n}{n \cdot \ln \frac{(1+r)^2}{(1+t)}} \left( \frac{(1+r)^{2n}}{(1+t)^n} - 1 \right)$$

$$K = \frac{n}{\ln \frac{(1+r)^{2n}}{(1+t)^n}} \left( \frac{(1+r)^{2n}}{(1+t)^n} - 1 \right) = \frac{n \left( \frac{a}{b} - 1 \right)}{\ln \frac{a}{b}}$$

Donde :  $a = (1+r)^{2n}$ ,  $b = (1+t)^n$

Al graficar la ecuación de la integral ( $K$ ) tal como se aprecia en la Figura 12.5, se observa que ésta se puede ajustar a un modelo lineal.



**Figura 12.5 Aproximación lineal de la representación matemática del modelo de crecimiento tipo sierra**

## 12.2 MODELACIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

A partir de las especificaciones técnicas de los transformadores, capacidad, resistencia del núcleo y del devanado, de las características de las cargas y la topología de la red secundaria se obtienen las pérdidas tanto en vacío como con carga para obtener las pérdidas totales. Estas pérdidas se determinarán con varios casos de carga a partir de simulaciones realizadas con el programa EMTP o ATP y/o con modelos matemáticos que se determinarán teniendo en cuenta los parámetros anteriores y que serán validados con las mediciones para finalmente obtener

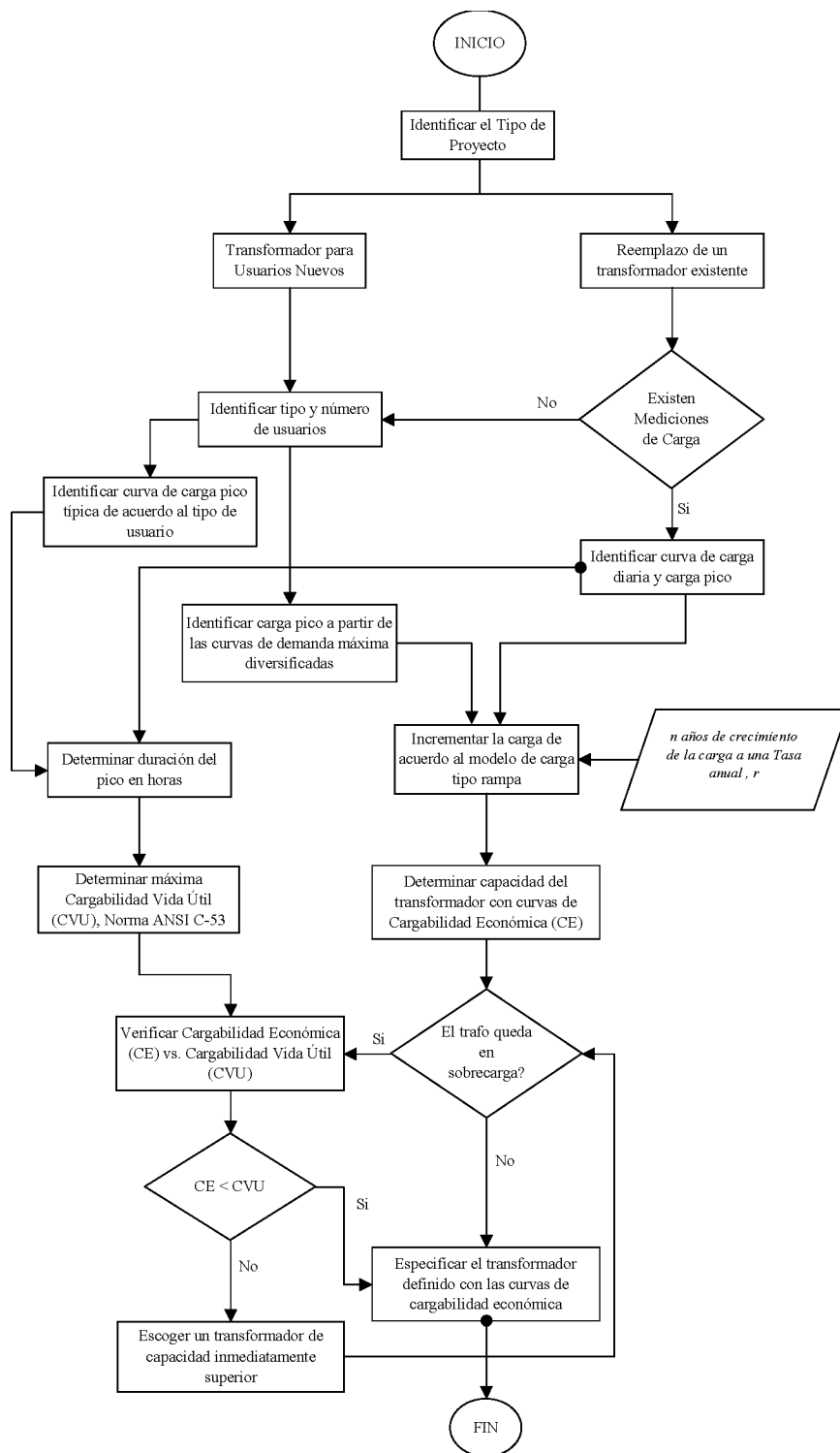
diferentes modelos matemáticos estadísticos por tipo de usuario y área de operación con una o varias variables explicativas.

### **12.2.1 Modelo de pérdidas eficientes**

La metodología general para la selección de los transformadores a utilizar en las redes de distribución debe cumplir los criterios de mínimo costo y máxima cargabilidad sin pérdida de vida útil, por lo tanto para escoger un transformador, ya sea para nuevos usuarios o para reemplazar uno existente, se debe seguir el procedimiento que se describe a continuación:

- Identificar el tipo de proyecto: Transformador para usuarios nuevos o reemplazo de un transformador existente
- Identificar el número de usuarios, la curva de carga diaria y la carga pico de los usuarios que se conectan. Si no existen mediciones de carga, la carga pico se determina por medio de las curvas de demanda máximas diversificadas y si existen mediciones de carga, la carga pico y la curva de carga diaria se determina a partir de estas mediciones.
- Obtener la carga al final de la vida útil, incrementando la carga pico seleccionada durante  $n$  años (vida útil) con una tasa de crecimiento anual  $r$ .
- Con la información de la curva de carga identificar la duración del pico en horas
- Utilizando la norma ANSI C-53 y teniendo en cuenta la duración del pico determinar el valor de sobrecarga máximo permitido para el transformador sin perder vida útil (CVU)
- Con el valor de carga pico final o de número de usuarios seleccionar la capacidad del transformador a instalar utilizando las curvas de cargabilidad económica (CE)
- Verificar que la cargabilidad económica sea menor o igual a la cargabilidad máxima permitida sin perder vida útil, si no es así se debe escoger el transformador de la capacidad inmediatamente superior y verificar que cumpla con el criterio de no perder vida útil.

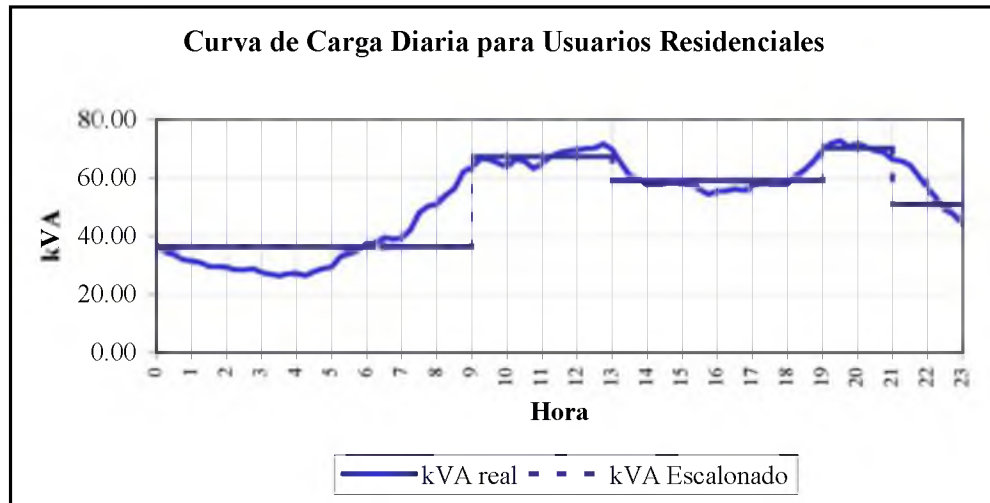
En la Figura 12.6 se presenta el esquema del procedimiento mencionado y en las siguientes secciones se desarrollará en detalle el procedimiento.



**Figura 12.6 Procedimiento para Seleccionar el Transformador Económico**



En la Figura 12.7 se presenta un ejemplo de una curva de carga diaria típica para usuarios residenciales, donde se presentan dos picos de carga, uno hacia el medio día con una duración aproximada de cuatro horas y otro en la noche con una duración aproximada de dos horas. Esta curva, por ejemplo, presenta el pico máximo a las 7:30 de la noche con un valor de 72.8 kVA y un pico mantenido durante dos horas de 70.3 kVA.



**Figura 12.7 Ejemplo de Curva de Carga Diaria para Usuarios Residenciales**

A partir de esta curva de carga se va a seleccionar el transformador que se debe instalar a los usuarios y que cumple con el criterio de mínimo costo sin pérdida de vida útil.

Para realizar el análisis de transformador económico, a manera de ejemplo, se toman los siguientes valores característicos de la curva de carga:

- Carga promedio antes del primer pico: 36 kVA
- Valor promedio del primer pico: 67 kVA
- Duración del primer pico: 4 horas
- Carga promedio antes del segundo pico: 59 kVA
- Valor promedio del segundo pico: 70 kVA
- Duración del segundo pico: 2 horas

- **Selección del transformador con criterio de Mínimo Costo**

Para seleccionar el transformador de mínimo costo se realiza una evaluación en valor presente neto de los costos de inversión y las pérdidas asociadas. Es decir el costo a minimizar es:

$$VPN = VPN_{inv} + VPN_{perd}$$

Donde:

*VPN:* Valor presente neto costo totales

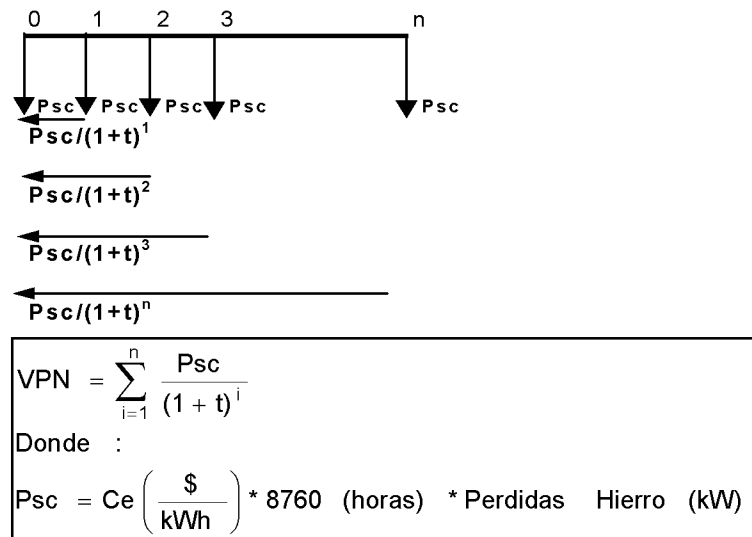
*VPN<sub>inv</sub>:* Valor presente neto de la inversión

*VPN<sub>perd</sub>:* Valor presente neto del costo de las pérdidas durante el periodo de análisis

El valor presente neto de la inversión considera el suministro y montaje del transformador de distribución.

Las pérdidas en los transformadores de distribución están divididas en dos componentes: las pérdidas con carga (pérdidas en el cobre) y las pérdidas sin carga (pérdidas en el hierro). Ambas son determinadas por el fabricante y sus valores límites permitidos están reglamentados en las normas técnicas ICONTEC 818 y 819.

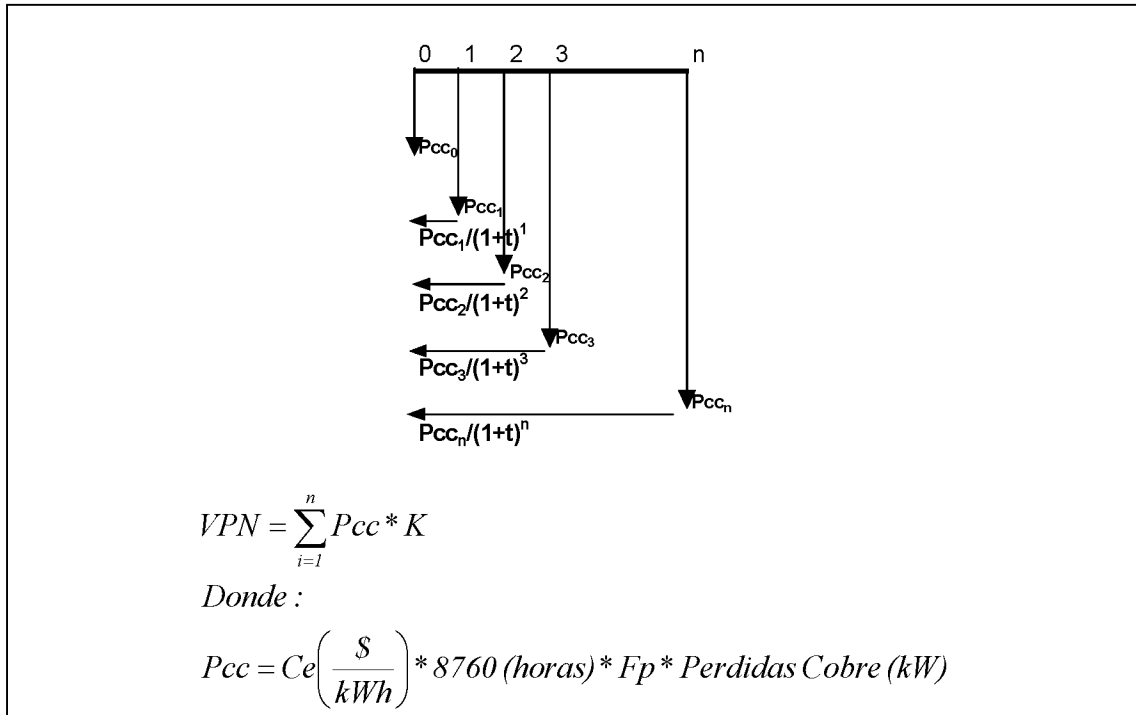
Las pérdidas sin carga (Psc) son constantes durante toda la vida útil del transformador de distribución. La Figura 12.8 muestra el comportamiento de estas pérdidas y la determinación del valor presente de las mismas.



**Figura 12.8 Evaluación de las pérdidas sin carga de los transformadores**

Las pérdidas con carga ( $P_{cc}$ ) son las originadas en los devanados del transformador de distribución, por lo tanto se toman proporcionales al cuadrado de la corriente de la carga ( $I^2R$ ), para obtener el valor presente del costo de las pérdidas con carga del transformador se utiliza un factor  $K$ .

La Figura 12.9 muestra las pérdidas con carga y la determinación del valor presente de las mismas.



**Figura 12.9 Evaluación de las pérdidas con carga de los transformadores**

Donde  $K$  es la constante que tiene en cuenta el crecimiento de la carga y los costos en valor presente y se determina dependiendo del modelo, para este caso pueden ser de dos tipos: Modelo tipo rampa y modelo tipo sierra.

Teniendo en cuenta que en general los fabricantes especifican las pérdidas con carga a potencia nominal se utiliza la siguiente ecuación para determinar las pérdidas a cualquier carga:

$$P_{cc} = FU^2 * P_{cc}(\text{KVA nominales})$$

Donde:

$P_{cc}$  : Pérdidas con carga a potencia de utilización

$FU = KVA \text{ utilización} / KVA \text{ nominales}$  : Factor de utilización del transformador

$Pcc(KVA \text{ nominal})$  : Pérdidas con carga a potencia nominal.

A continuación se deduce la anterior ecuación:

$$Pcc (KVA \text{ nominales}) = Inominal^2 * R$$

De donde:

$$R = Pcc (KVA \text{ nominales}) / Inominal^2$$

$$Pcc = I^2 R = I^2 * Pcc(KVA \text{ nominales}) / Inominal^2$$

Es decir

$$Pcc = Pcc(KVA \text{ nominales}) * FU^2$$

Donde:

$$FU = I / Inominal = KVA \text{ carga} / KVA \text{ nominal}$$

Incluyendo el factor de utilización derivado de la carga a la que está sometido el transformador y a la inversión, se tiene:

$$VPP = VPN_{\text{pérdidas sin carga}} (\$) + (FU^2) * VPN_{\text{pérdidas con carga}} (\$) + Inversión (\$)$$

$$VPP = Psc(kW) * 8760(\text{horas}) * Ce(\$ / kWh) * \sum_{i=1}^n 1 / (1+t)^i +$$

$$FU^2 * Pcc(kW) * 8760(\text{horas}) * Fp * Ce(\$ / kWh) * K + Inversión (\$)$$

Donde:

$VPP$ : Valor presente de pérdidas de transformador + Inversión

$FU$  : Factor de Utilización: Carga Pico(kVA)/Cap Nominal del Transformador (kVA)

$Psc$  : pérdidas sin carga ó pérdidas en el Hierro (W)

$Pcc$  : pérdidas con carga ó pérdidas en el Cobre (kW) a Potencia Nominal

$Ce$  : Costo Monomio de compra de Energía (\$/kWh)

$Fp$  : Factor de pérdidas

$K$  : Factor que tiene en cuenta el crecimiento de la carga y el descuento del costo de las pérdidas

Se utiliza el modelo Rampa para el crecimiento de la carga.

Los transformadores monofásicos y trifásicos<sup>1</sup> a analizar son los que se describen en la Tabla 12.1 y en la Tabla 12.2 respectivamente.

---

<sup>1</sup> ICONTEC "Norma Técnica 818"- "Norma Técnica 819"

**Tabla 12.1 Características de los transformadores Monofásicos**

<b>Capacidad [kVA]</b>	<b>Pérdidas Totales [W]</b>	<b>Pérdidas Hierro [W]</b>	<b>Pérdidas Cobre [W]</b>
15	265	70	195
25	390	100	290
37.5	540	135	405
50	670	160	510
75	920	210	710
100	1160	260	900

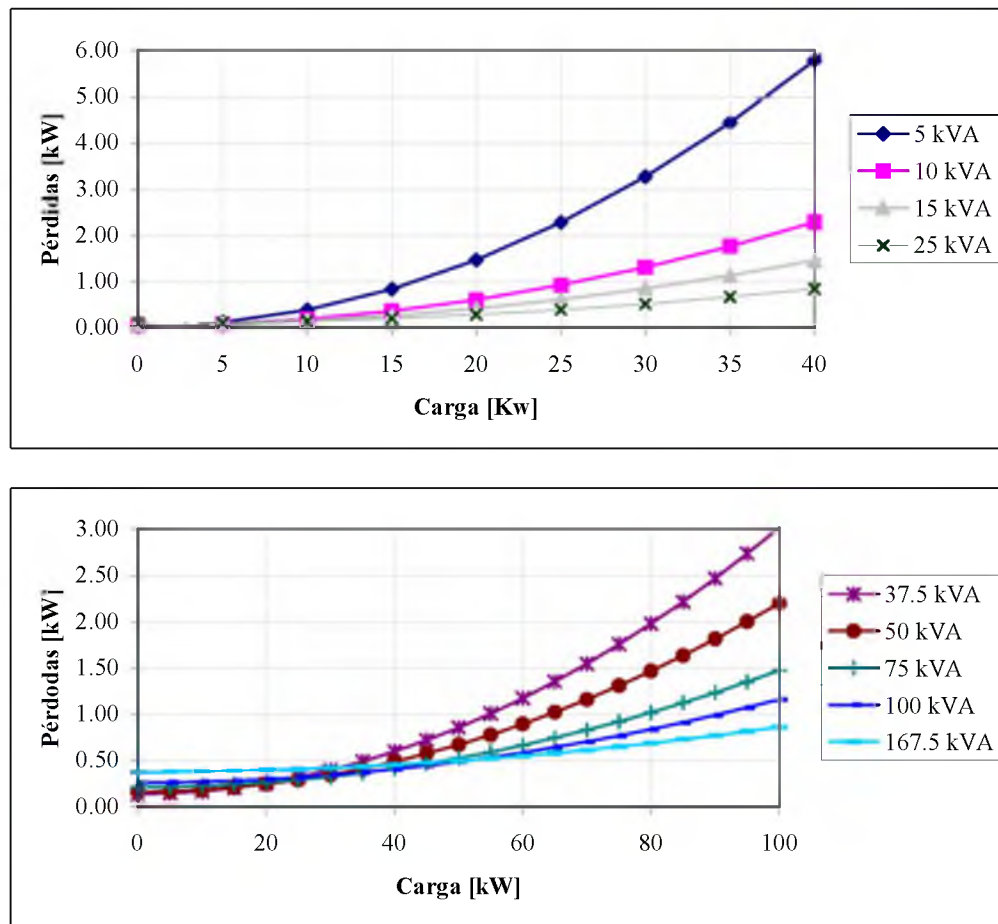
**Tabla 12.2 Características de los transformadores Trifásicos**

<b>Capacidad [kVA]</b>	<b>Pérdidas Totales [W]</b>	<b>Pérdidas Hierro [W]</b>	<b>Pérdidas Cobre [W]</b>
30	650	135	515
45	890	180	710
75	1,355	265	1,090
112,5	1,905	365	1,540
150	2,410	450	1,960
225	3,505	615	2,890

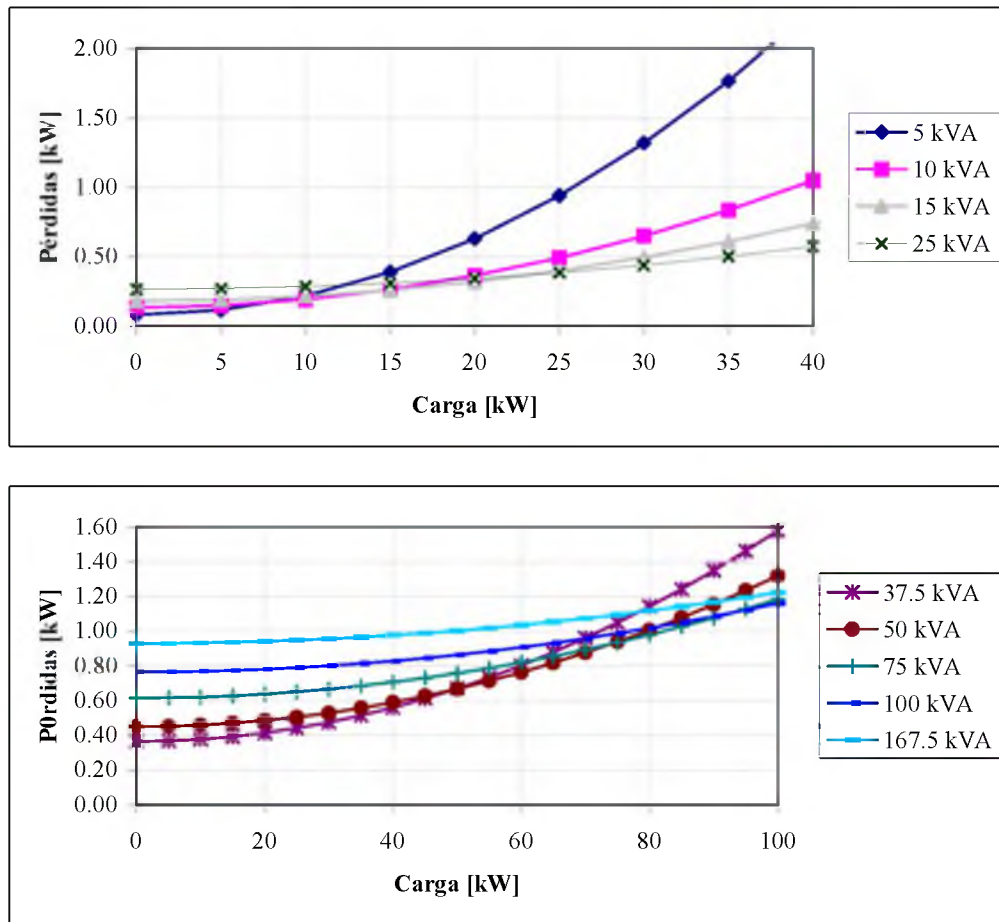
Aplicando la metodología anterior se puede obtener un primer modelo de pérdidas sin tener en cuenta la sobrecarga permitida en los transformadores para no tener pérdida de vida útil. En este caso se obtienen rangos de cargabilidad tomando como referencia tanto la carga inicial como la final que van a tener los usuarios.

El comportamiento de las pérdidas de potencia [kW] en los transformadores en función de la carga [kW] se presenta en la Figura 12.10 y Figura 12.11.

De acuerdo con la NORMA ANSI C-53, los transformadores de distribución permiten una sobrecarga sin tener una pérdida de la vida útil. En la Tabla 12.3 y Tabla 12.4 se aprecian dichos rangos, los cuales dependen de las condiciones de carga antes del pico y de la duración del mismo.



**Figura 12.10 Comportamiento de las Pérdidas en Transformadores Monofásicos**



**Figura 12.11 Comportamiento de las Pérdidas en Transformadores Trifásicos**

**Tabla 12.3 Rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil (Transformadores monofásicos)**

<b>% de Sobrecarga Sin Pérdida de Vida Util</b>					
<b>50% de la carga antes del pico</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.02</b>	<b>1.21</b>	<b>1.39</b>	<b>1.65</b>	<b>1.94</b>
<b>15</b>	15	18	21	25	29
<b>25</b>	26	30	35	41	49
<b>37.5</b>	38	45	52	62	73
<b>50</b>	51	61	70	83	97
<b>75</b>	77	91	104	124	146
<b>100</b>	102	121	139	165	194
<b>75% de la carga antes del pico</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.01</b>	<b>1.17</b>	<b>1.33</b>	<b>1.54</b>	<b>1.79</b>
<b>15</b>	15	18	20	23	27
<b>25</b>	25	29	33	39	45
<b>37.5</b>	38	44	50	58	67
<b>50</b>	51	59	67	77	90
<b>75</b>	76	88	100	116	134
<b>100</b>	101	117	133	154	179
<b>90% de la Carga</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.00</b>	<b>1.11</b>	<b>1.23</b>	<b>1.40</b>	<b>1.61</b>
<b>15</b>	15	17	18	21	24
<b>25</b>	25	28	31	35	40
<b>37.5</b>	38	42	46	53	60
<b>50</b>	50	56	62	70	81
<b>75</b>	75	83	92	105	121
<b>100</b>	100	111	123	140	161



**Tabla 12.4 Rangos permitidos de sobrecarga en transformadores sin pérdida de vida útil (Transformadores Trifásicos)**

<b>% de Sobrecarga Sin Pérdida de Vida Util</b>					
<b>50% de la carga antes del pico</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.02</b>	<b>1.21</b>	<b>1.39</b>	<b>1.65</b>	<b>1.94</b>
<b>30</b>	31	36	42	50	58
<b>45</b>	46	54	63	74	87
<b>75</b>	77	91	104	124	146
<b>112.5</b>	115	136	156	186	218
<b>150</b>	153	182	209	248	291
<b>225</b>	230	272	313	371	437
<b>75% de la carga antes del pico</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.01</b>	<b>1.17</b>	<b>1.33</b>	<b>1.54</b>	<b>1.79</b>
<b>30</b>	30	35	40	46	54
<b>45</b>	45	53	60	69	81
<b>75</b>	76	88	100	116	134
<b>112.5</b>	114	132	150	173	201
<b>150</b>	152	176	200	231	269
<b>225</b>	227	263	299	347	403
<b>90% de la Carga</b>					
<b>Horas</b>	<b>24</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>%sobrec</b>	<b>1.00</b>	<b>1.11</b>	<b>1.23</b>	<b>1.40</b>	<b>1.61</b>
<b>30</b>	30	33	37	42	48
<b>45</b>	45	50	55	63	72
<b>75</b>	75	83	92	105	121
<b>112.5</b>	113	125	138	158	181
<b>150</b>	150	167	185	210	242
<b>225</b>	225	250	277	315	362

El cálculo de cargabilidad económica se debe comparar con el valor de cargabilidad para no perder vida útil y el nivel de carga que se le permitirá al transformador será el menor de los dos.

Con lo anterior se pueden realizar diferentes análisis de sensibilidad tanto para diferentes tasas de descuento y tasas de crecimiento de la carga como para los diferentes aspectos de la norma como son las diferentes horas de duración de la sobrecarga, y las condiciones de la carga antes del pico.

Para implementar este modelo se incluye el costo del cambio de transformador (aumento en Inversión) cuando en el análisis la carga supera la carga permitida para no tener pérdida de vida útil en el transformador.

### 12.2.2 Estimación de pérdidas

De acuerdo con la tipificación que se establezca para las redes del nivel I, se estimaran de las pérdidas técnicas para los transformadores de distribución por medio de modelos matemáticos o estadísticos.

Un ejemplo de modelo estadístico de pérdidas de transformadores puede ser el siguiente:

$$KW_{perd} = f(Lu^b * N_u * n_r * kVA_{nom})$$

Donde:

$kW_{perd}$ : Pérdidas totales en el transformador

$Lu$ : Carga por usuario

$N_u$ : Número de usuarios por ramal

$N_r$ : Número de ramales de la red secundaria

$KVA_{nom}$ : Capacidad nominal del transformador

$B$ : Parámetros del modelo

A continuación se describe el procedimiento a seguir para determinar las pérdidas en los transformadores de distribución:

- Se escogen todos los tipos de transformadores y tipos de carga de la muestra y se obtiene las pérdidas a partir de la metodología descrita anteriormente
- Se determina el o los modelos matemáticos estadísticos para los transformadores de distribución

Con la obtención de los modelos de pérdidas matemáticos estadísticos se pueden generalizar y obtener los resultados de pérdidas actuales típicas de cada elemento en cualquier momento.

A partir de los modelos de pérdidas matemáticos estadísticos se determinó el nivel de pérdidas actuales y el eficiente, desde el punto de vista técnico y económico. El modelo de pérdidas actuales se obtuvo a partir de la clasificación de los 31 sistemas típicos definidos y el modelo de pérdidas eficientes se obtuvo a partir los sistemas eficientes definidos.

El modelo estadístico se definió tomando como variable dependiente las pérdidas de energía anuales de cada sistema definido como típico determinada como la suma de las pérdidas técnicas en las redes (a partir de simulaciones de flujo de carga utilizando el programa SISPOT. WIN de propiedad de Consultoría Colombiana S.A) y las pérdidas técnicas en transformadores (utilizando la metodología descrita en las secciones anteriores). Como variables independientes o explicativas de se tomo la carga pico (promedio de mediciones realizadas en cada transformador), el número de usuarios, el número de ramales y la longitud de cada ramal.

Uno de los datos importantes dentro del procedimiento seguido fue la obtención de la carga equivalente por usuario. La cual se obtuvo dividiendo la carga total obtenida (medida y/o tomada de las curvas de Demanda Máxima Diversificada) para cada tipo de transformador, entre el número de ramales y el número de estructuras por ramal. Esto define el usuario equivalente. Los valores obtenidos se muestran en las columnas kW/estructura (kW usuario equivalente) y kVAR/estructura (kVAR usuario equivalente), valores que se ingresan como datos de carga en el SISPOT para obtener el cálculo de la regulación y las pérdidas. Los resultados se muestran en las tablas A1, A2 y A3 del anexo 6.

Posteriormente se procesó la base de datos suministrada por la CREG que contiene la información de la demanda de los meses de enero y febrero de 2002, entregada por los operadores de red, obteniéndose el promedio de demanda y el factor de carga y el factor de pérdidas. Esta información se clasificó por tipo de transformador. La formulación utilizada fue la siguiente:

$$FC = \frac{E}{P_{pico} \cdot 8760} \quad FP = 0.7 \cdot FC^2 + 0.3 \cdot FC$$

donde  $P_{pico}$  = Valor de carga pico.

Del análisis de la información recopilada en campo se obtienen los siguientes valores promedio que caracterizan la carga:

- Cargabilidad promedio: 33%
- Factor de carga promedio: 0.41
- Factor de pérdidas promedio: 0.25

Para evaluar las pérdidas del sistema eficiente se toman los siguientes valores:

- Cargabilidad promedio: 80% a 120%
- Factor de carga promedio: 0.60 (la carga promedio corresponde al 60% de la carga pico)
- Factor de pérdidas promedio: 0.40

Para tomar una decisión de que modelo escoger se analizaron dos alternativas:

- Modelo lineal
- Modelo log-log

Al obtener los resultados de los modelos se encuentra que con el modelo log – log se obtiene mayor ajuste (menor suma de cuadrados del error), por lo que se toma como base el modelo log-log. Los resultados obtenidos se muestran en el Anexo 6.

Los resultados del modelo de pérdidas actual (log-log) se describen a continuación:

- **Modelo 1:** Utiliza como variables la carga medida, los usuarios equivalente totales y la longitud total.

$$PE = 396.14 * kVA^{0.567} * UT^{0.908} * LT^{-0.184}$$

Donde:

*PE*: Pérdidas de Energía  
*kVA*: Carga Máxima Medida  
*UT*: Usuarios equivalentes totales  
*LT*: Longitud Total

En este modelo, se obtiene un  $R^2 = 77\%$ , que indica que las variables independientes explican en un 77% las pérdidas de energía, y se obtiene una prueba F que rechaza la hipótesis nula de los coeficientes en forma global.

- **Modelo 2:** utiliza como variables la carga medida y los usuarios equivalentes totales.

$$PE = 203.85 * kVA^{0.637} * UT^{0.637}$$

donde:

*PE*: Pérdidas de Energía  
*kVA*: Carga Máxima Medida  
*UT*: Usuarios equivalentes totales

En este modelo, se obtiene un  $R^2 = 76\%$ , que indica que las variables independientes explican en un 76% las pérdidas de energía, y se obtiene una prueba F que rechaza la hipótesis nula de los coeficientes en forma global.

Comparando los dos modelos y realizando la prueba de suma de cuadrados extra se encuentra que eliminar la variable LT no aporta al poder predictivo del modelo, por lo

que se recomienda utilizar el modelo que incluye la variable explicativa LT (modelo 1).

Los resultados para el modelo de pérdidas eficientes son los siguientes:

$$PEE = 20.63 * kVA^{0.91} * UT^{0.35} * LT^{0.81}$$

En este modelo, se obtiene un  $R^2 = 83\%$ , que indica que las variables independientes explican en un 83% las pérdidas de energía, y se obtiene una prueba F que rechaza la hipótesis nula de los coeficientes en forma global. Por otro lado, en este modelo la prueba acepta la hipótesis nula para el coeficiente del número de usuarios. Al igual que en el caso anterior, se analizó el caso en que se elimina la variable UT, donde con la prueba de suma de cuadrados extra se encuentra que eliminar la variable UT no aporta al poder predictivo del modelo, por lo que se recomienda utilizar el modelo que incluye la variable explicativa UT.