

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

OPTIMIZACION DEL EMPLEO DE  
TRANSFORMADORES DE  
DISTRIBUCION.

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO  
DE INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION  
DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

EDWIN EDUARDO GRIJALVA TORRES

JULIO - 1998

## DEDICATORIA

A mis padres y hermanos.

## AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento para todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo, en especial al Ing. Víctor Grejuela Luna, Director de Tesis.

## CERTIFICADO

Certifico que el presente trabajo de tesis ha sido realizado en su totalidad por el Sr. Edwin Eduardo Grijalva Torres.



Ing. Víctor Orejuela Luna.

DIRECTOR DE TESIS.

# INDICE

CONTENIDO:	Pág.
<b>CAPITULO I: GENERALIDADES.</b>	
1.1 Introducción.	1
1.2 Objetivo.	1
1.3 Alcance	2
<b>CAPITULO II: EVALUACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.</b>	<b>Pág.</b>
2.1 Introducción.	4
2.2 Características generales de los transformadores de Distribución.	4
2.3 Circuito equivalente del transformador de Distribución.	8
2.4 Criterios técnicos de evaluación de Pérdidas.	10
2.4.1 Pérdidas en el hierro ó pérdidas sin carga (Po)	10
2.4.2 Pérdidas en el cobre ó pérdidas con carga (Pc)	12
2.4.3 Rendimiento de un transformador.	14
2.4.4 Características de la carga en los transformadores.	15
2.4.4.1 Factor de carga	15
2.4.4.2 Factor de Pérdidas	16
2.4.4.3 Relación entre el Factor de Pérdidas y el factor de carga	17
2.4.4.4 Factor de responsabilidad con el pico del sistema.	18
2.5 Criterios técnicos de optimización de capacidades de transformadores de distribución.	19
2.5.1 Determinación de la capacidad nominal de un transformador.	20
2.5.2 Selección del transformador de distribución óptimo.	23
2.6 Confiabilidad.	26
2.6.1 Identificación de los índices de confiabilidad a calcularse.	26
2.6.2 Componentes en paralelo.	27
2.6.3 Pérdidas por falla en el transformador de distribución.	29
2.7 Características de transformadores de Distribución (Nacionales y Extranjeros).	30

3.1.	Introducción.	31
3.2.	Criterios.	32
3.2.1.	Costo anual debido a la inversión inicial en el transformador (CIT).	33
3.2.2.	Costo anual debido al costo de instalación del transformador. (CINT).	35
3.2.3.	Costos anuales debido a las pérdidas sin carga (CPSC).	36
3.2.3.1.	Componente de energía.	37
3.2.3.2.	Componente de demanda.	38
3.2.4.	Costos anuales debido a las pérdidas con carga.	38
3.2.4.1.	Componente de energía.	39
3.2.4.2.	Componente de demanda.	41
3.2.5.	Costo anual de confiabilidad del transformador.	42
3.2.6.	Costo anual de mantenimiento del transformador.	44
3.2.7.	Estudio económico.	44
3.2.7.1.	Factor de cantidad compuesta pago único (FCCPU).	44
3.2.7.2.	Factor valor presente pago único (FVPPU).	45
3.2.7.3.	Factor de recuperación de capital (FRC).	45
3.2.7.4.	Factor valor presente serie uniforme (FVPSU).	46
3.2.8.	Determinación del valor presente de los costos anuales.	48
3.2.9.	Transformadores instalados.	47
3.2.10.	Transformadores nuevos de menores pérdidas nacionales y extranjeros.	47
3.2.10.1.	Costos de reemplazo	48
3.2.10.2.	Costo anual total del transformador nuevo.	
3.3.	Optimización de capacidades.	
3.3.1.	Evaluación económica de la mejor alternativa.	
3.4.	Metodología Sugerida.	
3.5.	Parámetros y datos necesarios.	
3.6.	Análisis de resultados.	

CAPITULO IV: EJEMPLO DE APLICACION.	Pág.
4.1. Introducción.	57
4.2. Selección de la muestra.	58
4.3. Definición de alternativas.	58
4.3.1. Transformadores que se encuentran en servicio.	58
4.3.2. Transformadores nuevos actuales de menores pérdidas.	59
4.4. Datos requeridos.	59
4.4.1. Datos de los transformadores más antiguos.	59
4.4.2. Datos de los transformadores nuevos locales o internacionales.	60
4.4.3. Curva de carga de la S/E-9.	61
4.4.4. Curva de carga de un transformador.	63
4.4.5. Cálculo del factor de responsabilidad, factor de carga y factor de pérdidas a partir de las curvas de carga.	66
4.4.6. Datos de las variables para emplear las ecuaciones.	68
4.4.7. Costo de los transformadores de distribución.	70
4.4.8. Costo de montaje y cambio de transformadores de distribución.	71
4.5. Optimización de capacidades.	71
4.6. Costo de Pérdidas.	76
4.6.1. Costo de las pérdidas de transformadores más antiguos.	76
4.6.2. Costo de pérdidas de transformadores nuevos.	77
4.6.3. Comparación de costos de pérdidas del transformador instalado y transformadores nuevos.	78
4.7. Costos de Confiabilidad.	80
4.7.1. Costos de confiabilidad de transformadores antiguos instalados en 1972.	80
4.7.2. Costos de confiabilidad de transformadores nuevos del año 1995.	81
4.8. Costos de mantenimiento	82
4.9. Costos de reemplazo.	83
4.10. Evaluación económica de la mejor alternativa.	84
4.11. Análisis de sensibilidad.	91
4.11.1. Variación de la demanda.	91
4.11.2. Variación de la tasa de descuento(I).	92
4.11.3. Variación del costo de energía	92
4.11.4. Variación de las fallas por año ( $\lambda$ )	92

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.		Pág.
5.1.	Conclusiones Generales.	95
5.2.	Conclusiones Específicas del Ejemplo.	98
5.3.	Recomendaciones.	102
ANEXOS.		Pág.
ANEXO I:	Definiciones básicas para determinar la confiabilidad de dispositivos.	104
I.1.	Componentes reparables.	105
ANEXO II:I.	Pérdidas en vacío y con carga de transformadores de distribución monofásicos.	108
II.	Pérdidas en vacío y con carga de transformadores de distribución trifásicos.	108
ANEXO III:	Evaluación de las pérdidas en transformadores de distribución más antiguos internacionales.	109
ANEXO IV:	Transformadores que se encuentran instalados en la S/E-9 alimentador C.	110
ANEXO V:	Datos de las curva diarias S/E-9 alimentador C, días del mes de noviembre/93	112
I.	Curva de carga diaria S/E-9 alimentador C, días: Lunes, Martes , Miércoles, Jueves y Viernes.	113
II.	Curva de carga diaria S/E-9 alimentador C, días: Miércoles, Sábado y Domingo.	114
ANEXO VI:I.	Datos de curva de carga, transformador de 75 KVA, ubicado en San Carlos.	115
II.	Curva de carga diaria del transformador de distribución de 75 KVA.	118
ANEXO VII:I.	Montaje de transformador trifásico de 30 KVA hasta 125 KVA de acuerdo a la E.E.Q.S.A. 1995.	119
II.	Montaje de transformador monofásico de 5 KVA hasta 50 KVA de acuerdo a la E.E.Q.S.A. 1995	120
ANEXO VIII:I.	Efecto de la variación de Parámetros en un transformador trifásico.	121
I.a.	Variación anual de la demanda (Ti).	121
I.b.	Variación de la tasa de descuento(I).	121
I.c.	Variación anual del costo de energía y mantenimiento (E)	122
I.d.	Variación del costo anual con las fallas/año(f), $\lambda = 0.045$ fallas/año.	122



II. Efecto de la variación de Parámetros en un transformador monofásico.	123
II.a.Variación anual de la demanda (Ti).	123
II.b.Variación de la tasa de descuento(I).	123
II.c.Variación anual del costo de energía y mantenimiento (E)	124
II.d.Variación del costo anual con las fallas/año(f), $\lambda = 0.045$ fallas/año.	124

BIBLIOGRAFIA.	127
---------------	-----

## INDICE DE TABLAS

CAPITULO IV: EJEMPLO DE APLICACION.	Pág.
4.1. Costo de transformadores monofásicos	70
4.2. Costo de Transformadores Trifásicos.	70
4.3. Costo de montaje.	71
4.4. Costo anual de transformadores nuevos monofásicos.	72
4.5. Costo anual de transformadores nuevos trifásicos.	72
4.6. Rango máximo de los transformadores monofásicos SIEMENS	73
4.7. Rango máximo de los transformadores trifásicos A.B.B	73
4.8. Costo de pérdidas totales del transformador monofásico antiguo de 15 KVA.	77
4.9. Costo de pérdidas totales del transformador trifásico antiguo de 75 KVA.	77
4.10. Costo de pérdidas totales de transformadores nuevos.	78
4.11. Costo de pérdidas totales de transformadores trifásicos nuevos.	78
4.12. Costos de confiabilidad del transformador monofásico antiguo de 15 KVA.	81
4.13. Costos de confiabilidad del transformador trifásico antiguo de 75 KVA.	81
4.14. Costos de confiabilidad de transformadores monofásicos nuevos.	81
4.15. Costos de confiabilidad de transformadores trifásicos nuevos.	82
4.16. Costo de mantenimiento de los transformadores instalados en 1972.	82
4.17. Costo de mantenimiento de los transformadores nuevos.	82
4.18. Costo de reemplazo por un transformador monofásico nuevo SIEMENS.	83
4.19. Costo de reemplazo por un transformador trifásico nuevo A.B.B.	83

4.20. Costo anual total de transformadores monofásicos.	84
4.21. Costo anual total de transformadores trifásicos.	85

## INDICE DE FIGURAS

CAPITULO II: EVALUACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.		Pág.
2.1.	Modelo del transformador de Distribución.	8
2.2.	Curva de carga del sistema y del transformador.	18
2.3.	Costo anual total en función de la carga pico.	25
2.4.	Componentes en paralelo.	28
CAPITULO IV: EJEMPLO DE APLICACION.		Pág.
4.1.	Curva de carga diaria S/E-9	62
4.2.	Curva de carga diaria transformador de 75 KVA.	64
4.3.	Variación de la demanda con el tiempo.	65
4.4.	Transformador económico monofásico SIEMENS.	74
4.5.	Transformador económico trifásico A.B.B.	75
4.6.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 monofásico de 15 KVA. Demanda = 40%Pn.	87
4.7.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 10 KVA monofásico SIEMENS. Demanda = 40%Pn. del transformador antiguo.	87
4.8.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 monofásico de 15 KVA. Demanda = 80%Pn.	87
4.9.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 15 KVA monofásico SIEMENS. Demanda = 80%Pn. del transformador antiguo.	87

4.10.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 monofásico de 15 KVA. Demanda = 125%Pn.	88
4.11.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 15 KVA monofásico SIEMENS. Demanda = 125%Pn. del transformador antiguo.	88
4.12.	Costo anual total de dos transformadores de distribución nuevos de 1995 de 10 KVA en paralelo monofásico SIEMENS. Demanda = 125%Pn del transformador antiguo.	88
4.13.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 trifásico de 75 KVA. Demanda = 40%Pn.	89
4.14.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 30 KVA trifásico A.B.B. Demanda = 40%Pn. del transformador antiguo.	89
4.15.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 trifásico de 75 KVA. Demanda = 80%Pn.	89
4.16.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 75 KVA trifásico A.B.B. Demanda = 80%Pn. del transformador antiguo.	89
4.17.	Costo anual total del transformador de distribución antiguo de 1972 trifásico de 75 KVA. Demanda = 125%Pn.	90
4.18.	Costo anual total del transformador de distribución nuevo de 1995 de 100 KVA trifásico A.B.B. Demanda = 125%Pn. del transformador antiguo.	90
4.19.	Costo anual total de dos transformadores de distribución nuevos de 1995 de 50 KVA trifásicos A.B.B en paralelo, Demanda = 125%Pn del transformador antiguo.	90
4.20.	Variación del costo anual con el crecimiento de la demanda ( $T_i$ ).	93
4.21.	Variación del costo anual con la tasa de descuento ( $I$ ).	93
4.22.	Variación del costo anual, con el aumento del costo de energía.	94
4.23.	Variación del costo anual, con el cambio de de las fallas por año. ( $\lambda$ ).	94

# CAPITULO I

## GENERALIDADES -

### 1.1. INTRODUCCION.

En nuestro país las Empresas Eléctricas mantienen funcionando transformadores de distribución cuyas pérdidas dadas por las características de construcción de los transformadores como también por la carga, no siempre son conocidas. Además, no se ha hecho un estudio para determinar si es factible económicamente conservar un transformador antiguo que se encuentra en servicio o si es recomendable cambiarle por un nuevo de menores pérdidas.

### 1.2. OBJETIVO:

El objetivo de este trabajo de tesis es plantear una metodología de evaluación que permita estudiar la factibilidad técnico económica de reemplazar los transformadores antiguos en servicio con transformadores nuevos, de menores pérdidas, considerando la optimización d

capacidades, así como también la confiabilidad de los mismos.

### 1.3. ALCANCE.

El alcance de la tesis es el de establecer si es recomendable conservar los transformadores antiguos en servicio o es preferible cambiarlos por unos nuevos de menores pérdidas, tomando en cuenta todos los costos; es decir se hace una comparación de costos para establecer una solución óptima.

Para cumplir con el objetivo y alcance antes indicados, los contenidos de los capítulos que comprenden la tesis son:

En el capítulo II se trata en forma general las características que inciden en las pérdidas en los transformadores de distribución. Se incluye también el análisis de optimización de capacidades y de confiabilidad de los transformadores.

En el capítulo III se presenta la metodología de evaluación, mediante la cual se pueden analizar los costos y parámetros, estableciéndose los criterios técnico-económicos que deben aplicarse para una evaluación de pérdidas y reemplazo de transformadores. Se consideran los costos de operación y mantenimiento de los transformadores que la

Empresa posee en servicio y se hace un estudio comparativo con los costos que represente un eventual cambio por transformadores nuevos de menores pérdidas; para lo cual se consideran los costos de adquisición, reemplazo, operación, mantenimiento, pérdidas y confiabilidad.

En el capítulo IV se presenta un ejemplo de aplicación en donde se aplica la metodología y los criterios técnicos económicos expuestos en los otros capítulos. Este análisis se realiza para un grupo de transformadores de distribución de una parte del sistema de la Empresa Eléctrica Quito, específicamente de la S/E-9 alimentador C, cuyo voltaje es de 6.3 KV.

En el capítulo V se presentan las principales conclusiones y recomendaciones que se obtienen del trabajo de tesis.

Al final se incluye la bibliografía utilizada para la elaboración de la tesis, así como varios anexos.

## CAPITULO II

# EVALUACION DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

### 2.1. INTRODUCCION.

Se presenta un análisis teórico de los conceptos y principios de los transformadores de distribución, que serán necesarios en la evaluación de pérdidas de los transformadores de Distribución, así como también en la optimización de capacidades y confiabilidad.

### 2.2. CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION (1),(2).

Un transformador de distribución es un dispositivo estático que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia, lo hace bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos aislados entre si que son enlazados por un circuito magnético común.



Por ser una máquina estática, el transformador no tiene pérdidas mecánicas (fricción, ventilación, etc); sus pérdidas son únicamente eléctricas y magnéticas. Por esta razón el rendimiento es alto.

Un transformador consta de numerosas partes, las principales son las siguientes :

- Núcleo magnético.

El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro, siendo su función principal la de conducir el flujo mutuo. Está sujeto por el herraje o bastidor, es fabricado con láminas magnéticas de acero al Silicio de óptima calidad (4%) y cuyo espesor es del orden de 0.014 pulgadas con un aislamiento de 0.001 pulgadas.

- Bobinados primario y secundario.

Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga, pueden ser de una, dos o tres fases; y, por la corriente y número de espiras, pueden ser de alambre delgado, grueso o de barra. La función de los bobinados es crear un campo magnético en el bobinado primario, y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz en el bobinado

secundario.

Todo este conjunto se encuentra sujeto interiormente, de manera que no se tengan vibraciones, tanto en el manejo como en la operación misma del transformador; evitándose de esta manera aflojamientos o deformaciones que pueden ser causa de fallas posteriores cuando se produzcan esfuerzos dinámicos sobre el transformador.

- Partes auxiliares.

Las partes auxiliares son:

a) Tanque, recipiente o cubierta.

Es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo, puede prescindirse de él en casos especiales. Si hay líquido o gas aislante su función es la de contener el elemento (líquido o gas) aislante y además radiar el calor producido en el transformador, y con esto disminuir las pérdidas eléctricas.

## b) Boquillas Terminales (Bushings).

La boquilla permite el paso de la corriente a través de la cubierta o carcasa del transformador, evita que haya un escape indebido de corriente y prevé la protección contra flameó.

## c) Medio Refrigerante.

El medio refrigerante debe ser buen conductor del calor; puede ser líquido, como en la mayoría de los transformadores; sólido, semisólido o gaseoso.

## d) Conmutadores.

Los conmutadores, cambiadores de derivación o Taps son elementos destinados a cambiar la relación de voltajes de entrada y salida, con objeto de regular el potencial o la transferencia de energía entre los sistemas conectados.

## e) Indicadores.

Los indicadores son aparatos que señalan el estado del transformador. Marcan el nivel del líquido, la temperatura, la presión, etc.(3).

Todos los transformadores poseen características constructivas parecidas, sin embargo los valores de pérdidas son diferentes, conforme se indica en el numeral (2.4.)

### 2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION (4).

Los transformadores de distribución se representan por el modelo que se indica a continuación.

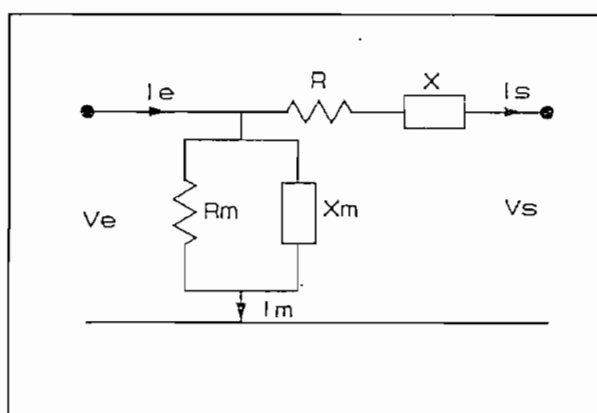


Fig. 2.1. Modelo del Transformador de Distribución.

Donde:

$I_e$ : Corriente de entrada [A].

$I_s$ : Corriente de salida [A].

$V_e$ : Voltaje de entrada [V].

$V_s$ : Voltaje de salida [V].

$R$ : Resistencia equivalente referida al primario [ $\Omega$ ].(Asociadas con el cobre).

X: Reactancia equivalente referida al primario [ $\Omega$ ].

Rm: Resistencia derivación [ $\Omega$ ].(Asociadas con el hierro).

Xm: Reactancia derivación [ $\Omega$ ].

Im: Corriente de magnetización [A].

$$R = r_1 + \alpha^2 r_2.$$

$$X = X_{L1} + \alpha^2 X_{L2}.$$

$r_1$  = resistencia del circuito primario [ $\Omega$ ].

$X_{L1}$  = reactancia inductiva del circuito primario [ $\Omega$ ].

$r_2$  = resistencia del circuito secundario [ $\Omega$ ].

$X_{L2}$  = reactancia inductiva del circuito secundario [ $\Omega$ ].

$\alpha$  = relación de transformación.

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_o}{V_s} = \frac{I_s}{I_e} \quad (2.1)$$

$N_1$  = Número de espiras en el primario.

$N_2$  = Número de espiras en el secundario.

Los valores de los parámetros de los transformadores de distribución se obtienen de los datos de placa que los fabricantes proporcionan con cada equipo.

## 2.4. CRITERIOS TECNICOS DE EVALUACION DE PERDIDAS.

Existen básicamente dos grupos de pérdidas fundamentales: Pérdidas en el hierro y Pérdidas en el cobre.

2.4.1. PERDIDAS EN EL HIERRO O PERDIDAS SIN CARGA ( $P_o$ )  
(1), (5).

Se presentan cuando un núcleo de hierro está sometido a la acción de la corriente alterna. Se distinguen las pérdidas por histéresis ( $P_h$ ) y las pérdidas por corrientes de Foucault ( $P_f$ ).

Las pérdidas por histéresis son debidas al efecto de saturación y "remanencia magnética" de hierro, su magnitud depende del tipo de hierro, dimensiones, el grado de inducción magnética y la frecuencia. Este valor de pérdidas se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_h = K_h f B_{\max}^{1.6} \quad (2.2)$$

donde:

- $P_h$  = pérdida total por histéresis [w].  
 $K_h$  = constante de proporcionalidad que depende de la calidad del acero.  
 $f$  = frecuencia nominal de operación [ciclos/s].

$B_{m\acute{a}x}$ = Densidad de flujo máximo eficaz  
[Maxwells/cm<sup>2</sup>].

Las pérdidas por corrientes de Foucault son debidas a la variación alterna del flujo magnético creado en las chapas del núcleo y para reducirlas se emplean chapas con pequeño espesor y aisladas entre si. La circulación de dichas corrientes da origen a calentamiento, que debe evacuarse para que el núcleo no alcance temperaturas elevadas. Este valor de pérdidas se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_f = K_e f^2 B_{m\acute{a}x}^2 \quad (2.3)$$

donde:

$P_f$  = pérdida total por corriente de Foucault  
[w].

$K_e$  = constante de proporcionalidad que depende del volumen del núcleo, el espesor de las laminaciones y la resistividad del acero.

$f$  = frecuencia nominal de operación [ciclos/s].

$B_{m\acute{a}x}$ = Inducción Magnética [Maxwell/cm<sup>2</sup>].

Por lo tanto las pérdidas sin carga  $P_o$  están dadas por la ecuación:

$$P_o = P_h + P_f \quad [W] \quad (2.4)$$

#### 2.4.2. PERDIDAS EN EL COBRE O PERDIDAS CON CARGA ( $P_c$ ) (3),(6).

Las pérdidas en el cobre son debidas al efecto JOULE por la circulación de corriente a través de los bobinados primario y secundario. Estas pérdidas se transforman en calor.

Las pérdidas en el cobre se consideran como una potencia consumida de la red por el transformador de distribución, potencia que no es aprovechable en el secundario para el circuito de carga, cuanto menores sean estas pérdidas mayor será el rendimiento del transformador.

Estas pérdidas se pueden calcular conociendo las resistencias óhmicas de los devanados y la corriente de carga, empleando la siguiente ecuación:



$$P_c = R \cdot I^2 \text{ [W]} \quad (2.5)$$

Donde:

$P_c$  : Pérdidas de potencia en el cobre o pérdidas con carga.

$R$  : Resistencia de los devanados [Ohmios].

$R = r_1 + a^2 r_2$  Referido al primario

$I$  : Valor eficaz de la corriente de carga [A].

En el caso en que se tenga información sobre las pérdidas a potencia nominal del transformador, el valor de pérdidas para otra condición de carga se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$P_{c_j} = P_{c_1} (S_j/S_1)^2 \quad (2.6)$$

Donde:

$P_{c_j}$  : Pérdidas en el cobre [W], para carga aparente  $S_j$  [VA].

$P_{c_1}$  : Pérdidas en el cobre [W], para carga nominal  $S_1$  [VA]

## 2.4.3. RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR (1),(6).

El rendimiento de un transformador se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada.

$$n = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} \times 100 \quad (2.7)$$

Donde:

$n$  = Rendimiento del transformador [%].

La potencia de salida se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{salida}} = KVA \cdot \cos \theta \quad (2.8)$$

Donde:

KVA = Potencia de carga suministrada por el transformador.

$\cos \theta$  = Factor de potencia de la carga.

La potencia de entrada se determina mediante la siguiente ecuación:

$$P_{\text{entrada}} = \text{Potencia de salida} + \text{Pérdidas} \quad (2.9)$$

Donde:

Pérdidas =  $P_o + P_c$  [KW].

Reemplazando el valor de la potencia de salida y la potencia de entrada se tiene:

$$n = \frac{KVA \cdot \cos \theta}{KVA \cdot \cos \theta + [P_o + P_c]} \times 100 \quad (2.10)$$

#### 2.4.4. CARACTERISTICAS DE LA CARGA EN LOS TRANSFORMADORES. (7) y (8)

Las principales características requeridas para el cálculo de pérdidas son: Demanda máxima, factor de carga, factor de pérdidas y factor de responsabilidad en el pico.

La demanda máxima para la evaluación de pérdidas generalmente se considera la máxima anual, integrada en 15 ó 30 minutos.

##### 2.4.4.1. FACTOR DE CARGA.

El factor de carga es la razón entre la demanda media y la demanda máxima, como se indica en la siguiente ecuación:

$$f_c = \frac{D_{media}}{D_{máx}} \quad (2.11)$$

Donde:

$D_{media}$  = Demanda media.

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima y es el mayor valor que se obtiene de la curva de carga en las horas de máxima demanda en un intervalo de tiempo que puede ser de: 15 min, 30 min  1 hora.

La demanda media se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$D_{media} = \frac{W}{T} = \frac{\sum P_i * \Delta t}{T} \quad (2.12)$$

Donde:

$W$  = Energía consumida en un período determinado.

$T$  = Período de Estudio que puede ser: un día, una semana, un mes. un ciclo estacional, un año, etc.

$P_i$  = Potencia consumida en un intervalo de tiempo. [W, KW, MW]

$\Delta t$  = Intervalo de tiempo que suele ser de: 15 min, 30 min, 60 min.

#### 2.4.4.2. FACTOR DE PERDIDAS.

El factor de pérdidas es la razón entre las pérdidas medias y pérdidas máximas como se indica en la siguiente ecuación:

$$LSF = \frac{P_{med}}{P_{m\acute{a}x}} \quad (2.13)$$

Donde:

$P_{med}$  = Pérdidas medias

$P_{m\acute{a}x}$  = Pérdidas máximas

Se aplica la siguiente ecuación cuando se tiene la curva de carga en términos de potencia o en términos de energía:

$$LSF = \frac{\sum D_i^2 * \Delta t_i}{D_{m\acute{a}x}^2 * T} \quad (2.14)$$

#### 2.4.4.3 RELACION ENTRE EL FACTOR DE PERDIDAS Y EL FACTOR DE CARGA.

Se suele relacionar mediante la siguiente ecuación:

$$LSF = A * FC + (1 - A) * FC^2 \quad (2.15)$$

Donde A es menor o igual a uno y depende de la característica de cada sistema.

#### 2.4.4.4 FACTOR DE RESPONSABILIDAD CON EL PICO DEL SISTEMA.

El factor de responsabilidad es la razón de la carga en los transformadores al tiempo en que ocurre el pico del sistema con el pico de carga en esos transformadores.

PRFS= Factor de responsabilidad con el pico del sistema [p.u]

En la figura 2.2 se ilustra este concepto.

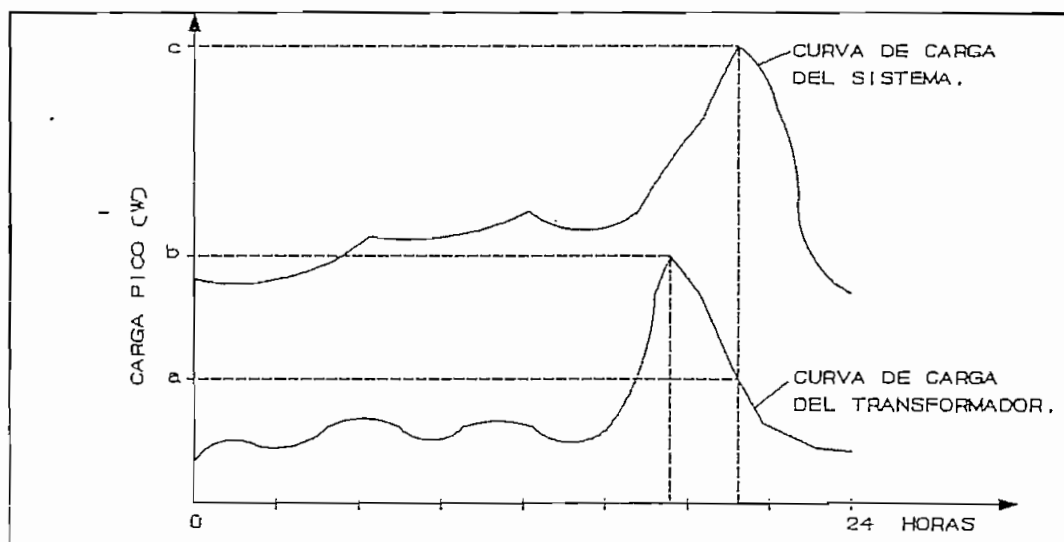


FIG.2.2. Curva de carga del sistema y del transformador.

De las curvas se obtiene:

$$PRFS = \frac{a}{b}$$

## 2.5. CRITERIOS TECNICOS DE OPTIMIZACION DE CAPACIDADES DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

La capacidad nominal de un transformador de distribución se le establece, en función de la carga a servirse; sin embargo en los sistemas de distribución se pueden encontrar transformadores sobrecargados, subcargados ó que estén funcionando con la carga óptima; esto es debido a que la capacidad nominal se calcula para una demanda inicial y un porcentaje de crecimiento en el futuro.

- Un transformador se considera subcargado cuando la carga demandada es menor o igual al 50% de la potencia nominal del transformador. (13)
  
- Un transformador se considera funcionando a carga nominal cuando la carga demandada, siendo mayor al 50% de la capacidad nominal; es menor o igual a la potencia nominal del transformador. (13)
  
- Se considera un transformador sobrecargado cuando la carga demandada es mayor al 100% de la potencia nominal del transformador. (13)

A continuación se presenta los criterios técnicos para determinar la capacidad óptima de un transformador de distribución.

### 2.5.1. DETERMINACION DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE UN TRANSFORMADOR (7) y (8).

Para determinar la capacidad nominal de un transformador de Distribución de acuerdo al método de la EEQSA, se debe seguir los siguientes pasos.

- a. Definir el tipo de usuario, de acuerdo a la división del suelo y tipo de vivienda.
- b. Determinar la Máxima Demanda Unitaria (DMU).
  - b.1 Determinar la carga instalada del consumidor de máximas posibilidades, es decir el consumidor que dispone el máximo número de artefactos de utilización y se establece una lista de los mismos.
  - b.2. Determinar la carga instalada del consumidor representativo. Para cada carga individual se establece un factor de frecuencia de uso (FFUn) que define la incidencia, en porcentaje de la carga correspondiente al consumidor de máximas posibilidades, de aquel consumidor que posee condiciones promedio y que se adopta como representativo del grupo.



El valor de la carga instalada por consumidor representativo (CIR) se determina mediante la siguiente expresión:

$$CIR = Pn * FFUn * 0.01 \quad (2.16)$$

Donde:

$Pn$  = Potencia nominal de los artefactos [W].

$FFUn$  = Factor de frecuencia de uso.

b.3 Determinar la demanda máxima unitaria (DMU). Se define como el valor máximo de la potencia que, en un intervalo de 15 minutos, es suministrada por la red al consumidor individual. Se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$DMU = CIR * FS_n * 0.01 [W] \quad (2.17)$$

Donde:

$FS_n$  = Factor de simultaneidad

b.4 Determinar la demanda máxima unitaria proyectada (DMUp). Se emplea la siguiente ecuación:

$$DMUp = DMU * (1 + Ti/100)^n \quad (2.18)$$

Donde:

$T_i(\%)$  = Porcentaje de crecimiento de la demanda.

$n$  = Proyección de la demanda, se considera 10 años.

- c. Determinar la capacidad del Transformador de Distribución. Se aplica la siguiente expresión:

$$D_{dis} = \left( \frac{DMUP * N}{FD} + CE \right) * 0.8 \quad (2.19)$$

Donde:

$N$  = Número de usuarios.

$FD$  = Factor de diversidad, que depende del número de usuarios y del tipo de consumidor.

$CE$  = Cargas especiales que se conectan a este transformador.

Al calcular la capacidad del transformador de distribución mediante la última ecuación, no siempre se tiene valores similares a los normalizados, por esta razón, se pueden presentar las siguientes alternativas:

- Que la capacidad calculada del transformador sea un valor mayor al normalizado y se decidiera por un transformador de una menor capacidad.

- Que la capacidad calculada del transformador se decidiera servirse mediante el uso de dos transformadores en paralelo de igual capacidad y de iguales valores de pérdidas.
- Que la capacidad calculada del transformador se decidiera servirse mediante un transformador de mayor capacidad al valor calculado.

Los valores de pérdidas para estas alternativas van a ser diferentes, debido a que varían de acuerdo a la capacidad nominal de los transformadores. Además se debe tomar en cuenta otros factores tales como los costos de operación y mantenimiento que será analizado en el capítulo III.

#### 2.5.2. SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION OPTIMO.

Para seleccionar el transformador de distribución óptimo se debe considerar los siguientes costos anuales(9):

- a) Costo de inversión.
- b) Valor presente de costos de pérdidas en demanda.
- c) Valor presente de costos de pérdidas en energía.
- d) Costos por confiabilidad.

e) Costos de operación y mantenimiento.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento son los facilitados por las Empresas Eléctricas y los fabricantes de equipos.

La evaluación de los costos anuales de pérdidas y confiabilidad en transformadores de distribución se presenta en el Capítulo III.

El costo anual total es igual a la suma de a, b, c, d y e, y depende de la capacidad nominal de los transformadores de distribución y de la carga instalada.

Para determinar la capacidad óptima en transformadores de distribución se grafica el costo anual total en función de la carga pico, esta carga se varía desde cero hasta llegar a la mayor capacidad del transformador y se considera la misma variación de carga para todas las capacidades de transformadores a ser analizados. El rango de potencia máxima a ser considerado en los transformadores y la capacidad nominal está determinado por el cruce de las curvas entre sí.

Estas curvas se ilustran en la FIG. 2.2. y se resumen así:

Transformador	Rango de aplicación.
T1	Carga pico $\leq$ A
T2	$A <$ Carga pico $\leq$ B
T3	$B <$ Carga pico $\leq$ C
T4	$C <$ Carga pico $\leq$ T4

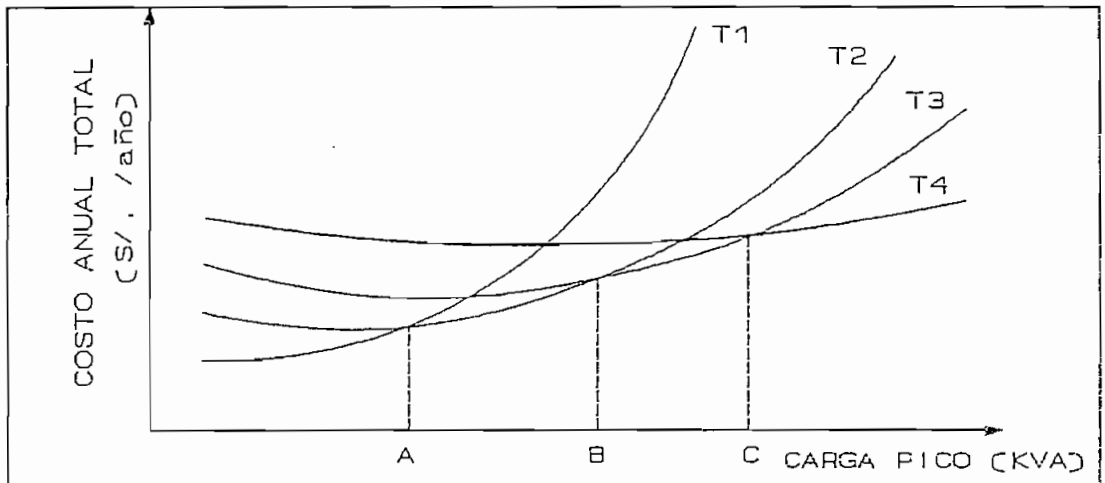


Fig. 2.3. Costo anual total en función de la carga pico

Para el reemplazo de transformadores de distribución se considera la carga pico con la que se encuentra funcionando el transformador instalado y con el rango de potencia máxima establecido en la Fig. 2.3, se determina la capacidad nominal óptima que debe tener el transformador nuevo.

## 2.6. CONFIABILIDAD.

La confiabilidad se define como la probabilidad de un dispositivo o de un sistema de desempeñar su función adecuadamente, por un período de tiempo determinado y bajo determinadas condiciones de operación.(10)

En el ANEXO I se presenta los conceptos básicos que son necesarios para determinar la confiabilidad de dispositivos.

### 2.6.1. IDENTIFICACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD (11).

Los índices de confiabilidad proporcionan una probabilidad de un funcionamiento exitoso.

Si se considera el aspecto de continuidad de servicio se puede evaluar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en términos de frecuencia y duración de interrupciones.

A continuación se presenta la definición de los términos indicados anteriormente.

## a) Falla.

Se entiende por falla al estado de un componente cuando no está disponible para desempeñar su función específica debido al funcionamiento defectuoso del componente.

b) Probabilidad de Frecuencia promedio de fallas por periodo considerado ( $\lambda_1$ ) [Fallas/periodo].

Se define como el número medio de salidas por unidad de tiempo por componente.

c) Duración promedio de la falla ( $r_1$ ) [Horas/falla].

Se define como el periodo comprendido desde la iniciación de la salida de un componente, hasta que se restablece el servicio.

d) Tiempo promedio de interrupción ( $U_1$ ).

Considerando la indisponibilidad anual se determina el tiempo promedio de interrupción mediante la siguiente ecuación:

$$U_1 = \lambda_1 * r_1 \quad (2.20)$$

## 2.6.2 COMPONENTES EN PARALELO.(11) \_

Un sistema en paralelo difiere de un sistema radial en que este tiene dos o más trayectorias para el flujo de potencia. Para determinar la confiabilidad en este tipo de

sistema se considera la FIG.2.4 que representa una combinación de dos componentes en paralelo.

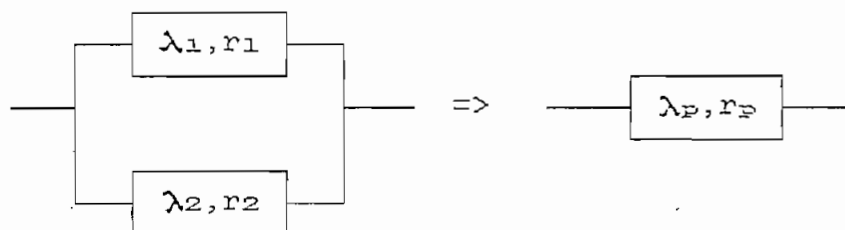


FIG. 2.4. Componentes en paralelo.

Un sistema formado por dos componentes en paralelo tiene los siguientes índices de confiabilidad:

$$\lambda_p = \lambda_1 * \lambda_2 * (r_1 + r_2) \quad (2.21)$$

Donde:

$\lambda_p$  = Tasa de falla del Sistema.

$\lambda_1, \lambda_2$  = Tasa de falla de las componentes.

$r_1, r_2$  = Duración promedio de la falla de las componentes.

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.22)$$

Donde:

$r_p$  = Duración promedio de la falla del sistema.

$$U_p = \lambda_p * r_p \quad (2.23)$$

Donde:

$U_p$  = Tiempo de interrupción del sistema.



### 2.6.3. PERDIDAS POR FALLA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Las pérdidas por fallas en transformadores de distribución son: pérdidas por potencia no cubierta y pérdidas por energía no servida.

Las pérdidas por potencia no cubierta, por falla del transformador de distribución se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Pfp_1 = \lambda_1 * D \quad (2.24)$$

Donde:

$Pfp_1$  = Pérdidas por potencia no cubierta [KW/año].

$\lambda_1$  = [fallas/año].

$D$  = Demanda no cubierta y es igual a la demanda media ( $D_{media}$ ) [KW]. (ver ecuación 2.12)

La demanda no cubierta  $D$ , también se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D = D_{m\acute{a}x} * \bar{f}c \quad (2.25)$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima [KW].

$f_c$  = Factor de carga [p.u]

Las pérdidas por energía no servida por falla del transformador de distribución se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$Pfp_i = \lambda_i * r_i * D \quad (2.26)$$

Donde:

$Pfp_i$  = Pérdidas por energía no servida [KWH/año],

$\lambda_i$  = [fallas/año].

$r_i$  = [horas/fallas].

$D$  = Demanda no cubierta [KW].

## 2.7. CARACTERÍSTICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION (NACIONALES Y EXTRANJEROS).

Las características de los transformadores de distribución varían de acuerdo a la tecnología que se use en las diferentes fábricas y los avances tecnológicos que se vayan incluyendo, es así que un transformador fabricado en 1954 posiblemente tendrá características diferentes que un transformador fabricado en el año 1995. En el ANEXO II se presentan las siguientes características principales de los transformadores de distribución de marcas nacionales y extranjeros, tanto monofásicos como trifásicos, que se encuentran a la venta en distribuidoras de productos eléctricos:

- Potencia continua a 65°C .....[KVA].
- Pérdidas en vacío ( $P_o$ ) .....[vatios].
- Pérdidas en el cobre ( $P_c$ ).....[vatios].

## CAPITULO III

### ANALISIS Y COMPARACION DE COSTOS.

#### 3.1. INTRODUCCION.

El objetivo de este capítulo es desarrollar una metodología en la cual se establezca el costo total anual de poseer y operar un transformador de distribución, donde el costo total está conformado por los costos de: inversión, pérdidas, confiabilidad y mantenimiento, así como también el costo adicional que se emplea para el posible reemplazo por otro transformador. El método a plantearse es general, para que se aplique en los transformadores instalados antiguos o en los transformadores nuevos de menores pérdidas que se tienen en los momentos actuales.

Se comparan las alternativas, encontrando el costo total anual de operar el transformador año a año, durante el período de estudio.

## 3.2. CRITERIOS.

Se emplea el método de "VALOR PRESENTE DE COSTOS ANUALES " para los transformadores de distribución, el mismo que consiste en evaluar en cada año la suma de los cargos fijos de inversión, operación y mantenimiento, con el costo de todas las pérdidas y más el costo de confiabilidad del transformador. Este rubro se lleva a valor presente considerando una tasa de descuento dada, sumándole en valor presente los costos de todo el período de estudio.

El costo para cada año se calcula mediante la siguiente ecuación (12) y (13):

$$CA(T) = CIT(T) + CINT(T) + CPSC(T) + CPCC(T) + CCONF(T) + CMANT(T) \quad (3.1)$$

Donde :

T = año del cálculo.

CA = Costo total anual del año T [S/. /año].

CIT= Costo anual de la inversión en el transformador [S/. /año].

CINT= Costo anual de la instalación del transformador [S/. /año].

CPSC= Costo anual de las pérdidas sin carga [S/. /año].

CPCC=	Costo anual de pérdidas con carga [S/. /año].
CCONF=	Costo anual de confiabilidad del transformador [S/. /año].
CMANT=	Costo anual de mantenimiento del transformador [S/. /año].

A los costos antes indicados se podrían añadir los costos por pérdidas reactivas (con y sin carga) y los debidos a regulación, pero por ser relativamente pequeños, no afectan los resultados (12) y (14), razón por la cual, en la práctica suelen despreciarse.

En los siguientes numerales se presenta las ecuaciones de todos los costos anuales indicados anteriormente.

### 3.2.1. COSTO ANUAL DEBIDO A LA INVERSION INICIAL EN EL TRANSFORMADOR (CIT).

El costo anual de la inversión inicial se determina multiplicando el costo del transformador por los cargos fijos de inversión como se indica en la siguiente ecuación:

$$CIT(T) = CT*CC \quad (3.2)$$

Donde:

CT = Costo de compra del transformador [S/].

$$CC(\%) = \%Tasa\ de\ retorno + \%Depreciación + \\ \%Impuestos + \%Seguros (3.3)$$

CC = Cargos fijos de inversión [p.u], son expresados en porcentaje y los componentes de estos cargos fijos son:

- Tasa de retorno: Representa el % de interés devengado sobre el saldo no recuperado de una inversión (15).
- Depreciación: Es la pérdida de valor debido al uso, a lo largo del tiempo y se considera depreciación lineal basada en 30 años de la vida útil del transformador de distribución. (15)
- Impuestos : Tributo, carga por la compra del transformador y es un valor normalizado en %.
- Seguros : Contrato por el cual una persona se obliga a resarcir pérdidas o daños que ocurran en los transformadores y es un valor en %.

### 3.2.2. COSTO ANUAL DEBIDO AL COSTO DE INSTALACION DEL TRANSFORMADOR (CINT).(13)

El costo anual de instalación del transformador se refiere al costo de montaje del transformador. Este costo debe ser amortizado durante el período de vida útil, para lo cual se calcula un factor de recuperación de capital que da una cantidad fija durante todos los años de estudio.

$$FRC = \frac{I * (1+I)^N}{(1+I)^N - 1} \quad (3.4)$$

Donde:

FCR = Factor de recuperación de capital [p.u].

I = Tasa de descuento anual [p.u].

N = Número de años del estudio, igual a la vida útil de un transformador de distribución.

El costo anual de la instalación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CINT(T) = CMONTAJE * FRC \quad (3.5)$$

Donde:

CINT = Costo anual de la instalación del transformador [S/. /año]

CMONTAJE= Costo de montaje [S/.]

### 3.2.3. COSTOS ANUALES DEBIDO A LAS PERDIDAS SIN CARGA (CPSC).(13), (14) y (16).

Las pérdidas en vacío se descomponen en: Componente de energía y componente de demanda. Estas pérdidas son constantes a través de todo el año y se consideran cubiertos por la generación de carga base.

El costo anual debido a las pérdidas sin carga, es igual a la suma de estas dos componentes:

$$CPSC(T) = CPSCE(T) + CPSCD(T) \quad (3.6)$$

Donde:

CPSCE(T)= Costo de las pérdidas sin carga componente de energía [S/. /año].

CPSCD(T)= Costo de las pérdidas sin carga componente de demanda en [S/. /año].

El cálculo de estos costos se indica en el siguiente numeral.



## 3.2.3.1. COMPONENTE DE ENERGIA.

Se refiere al costo necesario para la generación de energía requerida por el transformador para cubrir las pérdidas en el núcleo o pérdidas en el hierro.

La componente de energía es calculada multiplicando el número de horas en un año (8760), por el costo marginal de la energía, proyectada al año de cálculo. "Se entiende como costo marginal al cambio en los costos totales cuando se presenta un cambio pequeño en la demanda y son costos que pueden cambiar de acuerdo con las circunstancias sociales y en el tiempo" (6).

$$CPSCE(T) = 8760 * CMe * (1 + INFL)^T * Po \quad (3.7)$$

Donde:

8760 = Número de horas al año

CMe = Costo marginal de la energía [S/. /KWH año].

INFL = Tasa de inflación para el costo de producción de energía [p.u].

T = Año de evaluación.

Po = Pérdidas del transformador sin carga [KW].

## 3.2.3.2. COMPONENTE DE DEMANDA.

Se refiere al valor de la inversión que se necesita hacer en infraestructura (generación, transmisión, transformación, subtransmisión y distribución) para llevar la demanda necesaria para operar el transformador y suplir las pérdidas en el núcleo del transformador.

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CPSCD(T) = CMp * Po \quad (3.8)$$

Donde:

CMp = Costo marginal de potencia [S/. /KW año].

Po = Pérdidas del transformador sin carga [Kw].

T = Año de evaluación.

3.2.4. COSTOS ANUALES DEBIDO A LAS PERDIDAS CON CARGA (CPCC) (13), (14) y (16).

Al igual que las pérdidas en vacío, estas se dividen en componente de demanda y componente de energía. El significado de estos términos es igual que para las pérdidas en vacío.

El mayor valor de pérdidas con carga se produce en los períodos de pico de la curva de carga, por lo cual estas componentes pueden basarse en los costos de inversión y energía de las unidades que generan para cubrir la carga del sistema.

El costo anual de las pérdidas con carga es igual a la suma de estas dos componentes.

$$CPCC(T) = CPCCE(T) + CPCCD(T) \quad (3.9)$$

Donde:

$CPCCE(T)$  = Costo anual de las pérdidas con carga componente de demanda [S/. /año].

$CPCCD(T)$  = Costo anual de pérdidas con carga componente de demanda [S/. /año].

El cálculo de estos costos se indica en el siguiente numeral.

#### 3.2.4.1. COMPONENTE DE ENERGIA.

Es la energía perdida como resultado del flujo de corriente de carga a través de la resistencia de los devanados del transformador, por lo cual es una función de la carga que sirve el transformador.

La componente de energía de las pérdidas con carga se calcula usando un método similar al usado para las pérdidas sin carga excepto que se considera el crecimiento de la carga. Se aplica la siguiente ecuación:

$$CPCCE(T) = 8760 * LSF * CMe * (1 + INFL)^T * Pc * K^2 * (1 + Ti)^{2T} \quad (3.10)$$

Donde:

8760 = Número de horas en el año.

LSF = Factor anual de pérdidas [p.u].

CMe = Costo marginal de la energía  
[S/. /KWH año].

INFL = Tasa de inflación [p.u].

Pc = Pérdidas del transformador a plena carga  
[KW].

K = Carga en el año de estudio en p.u de la  
potencia de placa

Ti = Tasa de crecimiento anual de la carga  
[p.u].

T = Año de evaluación.

## 3.2.4.2. COMPONENTE DE DEMANDA.

Un transformador puede tener su pico de carga a un tiempo diferente que otro transformador, por esta razón la demanda "vista" por los equipos de transmisión y generación, será menor que la suma individual de la demanda en cada transformador.

Si la demanda pico del sistema ocurre a una hora diferente de la demanda pico individual de cada transformador, entonces es necesario el uso del factor de responsabilidad.

La componente de demanda se determina mediante la siguiente ecuación:

$$CPCCD(T) = CM_p * PRFS^2 * P_c * K^2 * (1 + T_i)^{2T} \quad (3.11)$$

Donde:

$CM_p$  = Costo marginal de potencia carga pico  
[S/. /KW año].

$PRFS$  = Factor de responsabilidad con el pico del sistema [p.u].

$P_c$  = Pérdidas en el cobre del transformador a plena carga [KW].

K = Carga en el año de estudio en p.u de la potencia de placa.

Ti = Tasa de crecimiento anual de la carga [p.u].

T = Año de evaluación.

3.2.5. COSTO ANUAL DE CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR (11).

El costo por confiabilidad se determina mediante la siguiente ecuación:

$$CCONF(T) = CCONF(P)(T) + CCONF(E)(T) \quad (3.12)$$

Donde:

CCONF(T) = Costo de confiabilidad [S/. /año].

CCONFP(T)= Costo de confiabilidad por potencia no cubierta [S/. /año].

CCONFE(T)= Costo de confiabilidad por energía no servida [S/. /año].

El costo de confiabilidad por potencia no cubierta se determina mediante la siguiente ecuación.

$$CCONFP(T) = Pfp_1 * (1+Ti)^T * CSp \quad (3.13)$$

Donde:

$Pfp_1$  = Pérdidas por potencia no cubierta [KW/año]  
(ver ecuación 2.21)

$Ti$  = Crecimiento anual de la demanda.

$CSp$  = Costo social de potencia [S/. /KW].

El costo de confiabilidad por energía no servida se determina mediante la siguiente ecuación.

$$CCONFE(T) = Pfe_1 * (1+Ti)^T * CSe * (1+INFL)^T \quad (3.14)$$

Donde:

$Pfe_1$  = Pérdidas por energía no servida  
[KW/año] (ver ecuación 2.23)

$CSe$  = Costo social de energía [S/. /KWH].

$INFL$  = Tasa de inflación [p.u].

## 3.2.6 COSTO ANUAL DE MANTENIMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

Es el costo que las Empresas Eléctricas invierten anualmente en dar mantenimiento a los transformadores de distribución instalados en una red, y depende del transformador si es monofásico o trifásico y de la capacidad de los mismos.

## 3.2.7. ESTUDIO ECONOMICO. (17) y (18).

Se revisarán los factores de Ingeniería Económica necesarios en los cálculos.

## 3.2.7.1. FACTOR DE CANTIDAD COMPUESTA, PAGO UNICO (FCCPU).

Este factor permite determinar la cantidad de dinero que se ha acumulado (F), después de n años de una inversión única (P) cuando el interés es capitalizado una vez por año (o período).

$$F=P(1+I)^n \quad (3.15)$$

Donde:

I= Tasa de descuento.

n= Período de evaluación.



## 3.2.7.2. FACTOR VALOR PRESENTE, PAGO UNICO (FVPPU).

Este factor permite determinar el valor presente P de una cantidad futura F después de n años, a una tasa de descuento I.

$$P=F\left[\frac{1}{(1+I)^n}\right] \quad (3.16)$$

Se tiene que:

$$FCCPU=\frac{1}{FVPPU} \quad (3.17)$$

## 3.2.7.3. FACTOR DE RECUPERACION DEL CAPITAL (FRC).

Este factor permite determinar el costo anual uniforme equivalente A durante n años, de una inversión dada P cuando la tasa de descuento es I.

$$A=P\left[\frac{I(1+I)^n}{(1+I)^n-1}\right] \quad (3.18)$$

### 3.2.7.4. FACTOR DE VALOR PRESENTE, SERIE UNIFORME (FVPSU).

Este factor dará el valor presente  $P$  de una serie anual uniforme equivalente  $A$ , que empieza al final del año 1 y se extiende durante  $n$  años a una tasa de descuento  $I$ .

$$P = A \left[ \frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (3.19)$$

Se tiene:

$$FCR = \frac{1}{FVPSU} \quad (3.20)$$

### 3.2.8. DETERMINACION DEL VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS ANUALES.

$$CA_{TOTAL} = \sum_{T=0}^n CA(T) FVPPU(I, T) \quad (3.21)$$

Donde:

$CA_{TOTAL}$  = Costo anual en valor presente  
[S/. /año].

$CA(T)$  = Costo anual total durante el año T  
[S/. /año].

$FVPPU(I,T)=$  Factor valor presente pago único  
[p.u].

### 3.2.9. TRANSFORMADORES INSTALADOS.

Se determina los costos anuales totales en valor presente de conservar en funcionamiento el transformador de distribución instalado desde el año actual hasta que cumpla la vida útil. Estos costos están constituidos por: pérdidas totales, confiabilidad y mantenimiento.

### 3.2.10. TRANSFORMADORES NUEVOS DE MENORES PERDIDAS NACIONALES Y EXTRANJEROS.

Para el transformador de distribución nuevo se determina los costos anuales totales en valor presente de: reemplazo, pérdidas totales, confiabilidad y mantenimiento. Estos costos son evaluados desde el año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador de distribución antiguo y se emplea el mismo valor de la demanda del antiguo.

## 3.2.10.1 COSTOS DE REEMPLAZO.

Se determina todos los costos que intervienen para el reemplazo de un transformador nuevo por un transformador que se encuentra instalado, tomando en cuenta que un transformador antiguo que se encuentra en servicio cumplirá su vida útil, la misma que se considera igual a 30 años, esto es si el transformador instalado se retira antes de cumplir con la vida útil, se deberá considerar en los cálculos la vida útil que le falta al transformador antiguo (19).

El costo de reemplazar el transformador antiguo por un transformador nuevo está dado por:

Costo de reemplazo = Costo de inversión del transformador Nuevo - Costo de la vida útil del transformador nuevo que le faltaría luego de funcionar el mismo tiempo de retiro del transformador que se encuentra en servicio + Costo de montaje del transformador nuevo + Costo por desmontaje del transformador viejo - Costo de la vida útil que le faltaría al transformador antiguo si se retira.

3.2.10.2 COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR NUEVO.

El costo anual total del transformador nuevo de menores pérdidas esta determinado por:

Costo anual total = Costo de pérdidas del transformador nuevo + Costo de confiabilidad del transformador nuevo + Costo de reemplazo + Costo por mantenimiento.

Este costo se evalúa desde el año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador antiguo.

3.3. OPTIMIZACION DE CAPACIDADES.

Se determina los costos anuales totales de los transformadores de distribución nuevos de las mismas capacidades existentes en el mercado, considerando la misma carga para todos los transformadores. Con el transformador que tenga el menor costo anual total, se procede a determinar los rangos máximos de potencia que deben tener los transformadores para las diferentes capacidades como se indicó en el numeral (2.5.2).

También se debe considerar la posibilidad de instalar dos transformadores de distribución en paralelo de la misma capacidad y del mismo valor de pérdidas ó la

instalación de un solo transformador de mayor capacidad que satisfaga el mismo valor de la demanda de los transformadores.

El costo anual total de instalar dos transformadores idénticos en paralelo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$CA = 2 * CIT + 2 * CINT + 2 * CPCC + 2 * CPSC + CCONF + CMantenimiento. \quad (3.23)$$

Donde:

CCONF = Costo por confiabilidad de los transformadores instalados en paralelo.

Para calcular el costo por confiabilidad se debe determinar  $\lambda_P$  y  $r_P$ , empleando las ecuaciones (2.21) y (2.22) respectivamente, y luego la ecuación (3.12).

### 3.3.1. EVALUACION ECONOMICA DE LA MEJOR ALTERNATIVA.

Se compra el costo anual total de mantener en funcionamiento el transformador antiguo y el costo anual total del transformador nuevo óptimo, teniendo dos posibilidades:

- a) Si el costo anual total del transformador nuevo óptimo es mayor o igual al costo anual total de mantener en funcionamiento el transformador antiguo, se conserva el transformador instalado hasta que cumpla su vida útil.

- b) Si el costo anual total del transformador nuevo óptimo es menor que el costo anual total de mantener en funcionamiento al transformador antiguo, se concluye que es necesario cambiar el transformador instalado antes de que cumpla con la vida útil.

### 3.4. METODOLOGIA SUGERIDA.

La metodología consiste en un conjunto de pasos y procedimiento y tratamiento detallado de información.

El problema a resolverse es el siguiente: Determinar si el transformador de distribución antiguo que se encuentra en servicio, es factible económicamente reemplazarlo por un transformador nuevo actual de menores pérdidas, aplicando el costo anual total; así como también analizar si es recomendable, en lugar del transformador instalado, reemplazarlo por otro de menor o mayor capacidad, dependiendo si se encuentra sobrecargado o subcargado, ó también la posibilidad de instalar en lugar de un transformador de determinada capacidad por dos transformadores en paralelo que cumplan con la misma capacidad.

El proceso a seguirse es el siguiente:

- a) Seleccionar el sistema de distribución, que puede ser una subestación, o un alimentador de la subestación. Al seleccionar el sistema se tendrá información del voltaje en el primario de los transformadores de distribución que se encuentran instalados en este sistema.
- b) En el sistema seleccionado, determinar la energía diaria suministrada por este, empleando el registrador de carga durante una semana. Este registrador es instalado a la salida del sistema de interés, obteniéndose valores de potencia instantánea para intervalos de 15 minutos. Con esta información se obtiene la curva de carga del sistema.
- c) Determinar los datos de transformadores de distribución antiguos instalados en el sistema seleccionado. Es importante el año de fabricación y de instalación, así como también las pérdidas en vacío y las pérdidas con carga.
- d) Determinar la curva de carga diaria del transformador de distribución antiguo que se encuentra en servicio, para el día de la semana, considerado como el de mayor demanda en las Empresas Eléctricas, esta curva se obtiene instalando un registrador de energía conectado a la salida del transformador.



- e) Con la curva de carga del sistema y la curva de carga del transformador de distribución, determinar el factor de responsabilidad.
- f) Con la curva de carga diaria del transformador de distribución, determinar el factor de carga aplicando la ecuación (2.11) y el factor de pérdidas aplicando la ecuación (2.14).
- g) Calcular el costo total de las pérdidas del transformador de distribución antiguo mediante las ecuaciones (3.6) y (3.9).
- h) Para los transformadores de distribución nuevos nacionales o extranjeros, determinar el año de fabricación, las pérdidas en vacío y las pérdidas con carga dados por el fabricante.
- i) Determinar el transformador de distribución nuevo óptimo como se indica en el numeral (3.3) y establecer los rangos de potencia máxima siguiendo el procedimiento indicado en el numeral (2.5.2), para todas las capacidades de los transformadores nuevos económicos, monofásicos y trifásicos.
- j) Calcular el costo total de las pérdidas en el transformador nuevo que va a reemplazar al

transformador antiguo, aplicando la ecuación. (3.6) y (3.9)

- k) Comparar los costos de pérdidas de los transformadores antiguos con los costos de pérdidas del transformador nuevo que va a reemplazarlo.
- l) Determinar los costos de confiabilidad del transformador antiguo, mediante la ecuación (3.12).
- m) Determinar los costos de confiabilidad del transformador nuevo que va a reemplazar al transformador antiguo, mediante la ecuación (3.12).
- n) Determinar los costos de mantenimiento del transformador antiguo y del transformador nuevo
- o) Determinar el costo anual total de mantener en funcionamiento el transformador de distribución antiguo, como se indica en el numeral (3.2.8)
- p) Determinar el costo anual total del transformador nuevo que va a reemplazar al transformador antiguo, como se indica en el numeral (3.2.9)
- q) Analizar económicamente las alternativas como se indica en el numeral (3.3.1), compararlas y

determinar que alternativa es recomendable.

- r) Realizar un análisis de sensibilidad, con la variación de parámetros más importantes que intervienen en las ecuaciones.

### 3.5. PARAMETROS Y DATOS NECESARIOS.

Los parámetros y datos necesarios para el trabajo de tesis, se presenta a continuación:

- Curva de carga del sistema.
- Curva de carga del transformador de distribución.
- PRFS = Factor de responsabilidad pico del sistema.
- $f_c$  = Factor de carga.
- LSF = Factor de pérdidas
- Año de fabricación y de instalación del transformador antiguo.
- KVA nominales,  $P_o$  y  $P_c$  del transformador antiguo.
- Año de fabricación del transformador nuevo.
- KVA nominales,  $P_o$  y  $P_c$  del transformador nuevo.
- CT = Costo de compra del transformador.
- CC = Cargos fijos de inversión.
- N = Vida útil del transformador.
- I = Tasa de descuento anual.
- INFL = Tasa de inflación.
- T = Año de evaluación.

- $K$  = Carga inicial en el año T.
- $T_i$  = Tasa de crecimiento de la carga
- $\lambda_1$  = Probabilidad de frecuencia de fallas/año.
- $r_1$  = Duración promedio de la falla.
- $CM_p$  = Costo marginal de potencia.
- $CME$  = Costo marginal de energía.
- $CS_p$  = Costo social de potencia.
- $CSE$  = Costo social de energía.
- Costo de mantenimiento.
- Costo de montaje
- Costo de desmontaje.

### 3.6. ANALISIS DE RESULTADOS.

Con la evaluación de las alternativas, tomando en cuenta los criterios técnicos y económicos indicados anteriormente, se determina los parámetros necesarios para el análisis de resultados de cada alternativa.

Tomando en cuenta que las pérdidas en los sistemas de distribución son factores que afectan económicamente a las Empresas eléctricas y uno de estos componentes son los transformadores de distribución, es necesario en cada alternativa determinar los resultados individuales, para luego analizarlos en conjunto y con estos resultados determinar la alternativa que resulta económica.

## CAPITULO IV

### EJEMPLO DE APLICACION

#### 4.1. INTRODUCCION.

En el presente capítulo, se presenta un ejemplo de aplicación, en donde se emplea la metodología y los criterios técnicos expuestos en los capítulos anteriores.

Se selecciona el sistema de distribución, en el que se encuentran instalados los transformadores de distribución, en este sistema se tiene transformadores instalados en diferentes años. El estudio se aplica al transformador instalado más antiguo, en el cual se analiza las alternativas de reemplazo con transformadores nuevos nacionales y extranjeros de menores pérdidas. También se considera al transformador instalado sobrecargado y subcargado, el mismo que se reemplazará con transformadores de mayor o menor capacidad respectivamente. Además se presenta el análisis de reemplazo del transformador instalado con dos

transformadores de menor capacidad en paralelo. Para todas estas alternativas se presenta el análisis de costos.

#### 4.2. SELECCION DE LA MUESTRA.

En razón de tener varios voltajes nominales se ha seleccionado los transformadores de distribución de la S/E- 9 de la Empresa Eléctrica Quito S.A, cuyo voltaje es de 6.3 KV, el alimentador "C", en el que se encuentran instalados aproximadamente 40 transformadores monofásicos y trifásicos de diferentes marcas.

#### 4.3. DEFINICION DE ALTERNATIVAS.

##### 4.3.1. TRANSFORMADOR QUE SE ENCUENTRAN EN SERVICIO.

Se considera el transformador de distribución más antiguo que se encuentra instalado en el alimentador C de la S/E-9, el mismo que se comparará con el transformador nuevo actual óptimo. Es necesario conocer el año en que ha sido fabricado y el año en que ha sido instalado, para determinar los años que le falta para cumplir con la vida útil.

#### 4.3.2. TRANSFORMADORES NUEVOS ACTUALES DE MENORES PERDIDAS.

En la actualidad se tienen transformadores cuyas pérdidas en vacío y con carga suelen ser menores, por esta razón se considerará el reemplazo por un transformador de distribución nuevo ó dos de la misma capacidad en paralelo, este análisis se debe realizar a partir del año de retiro del transformador instalado hasta el último año de la vida útil que debería cumplir el mismo. Los transformadores a considerarse serán de fabricación local o internacionales.

#### 4.4. DATOS REQUERIDOS.

Los datos que se requieren para el ejemplo de aplicación se detallan en los siguientes numerales.

##### 4.4.1. DATOS DE TRANSFORMADORES MAS ANTIGUOS.

El año de instalación del transformador de Distribución, para el ejemplo se considera el que consta en la placa, que es el año en el cual ha sido fabricado, para este caso el más antiguos es de 1972, y los datos de pérdidas en vacío y con carga al 100% de la potencia nominal se consideran los datos de transformadores antiguos que se tienen archivados en el laboratorio de transformadores de la E.E.Q.S.A (21), puesto que no se

tiene esta información en los datos de placa del transformador, y el fabricante entrega a la Empresa eléctrica con el protocolo de pruebas. Estos datos se presentan en el ANEXO II. Además en el ANEXO III se tiene la evolución de las pérdidas en transformadores antiguos internacionales, en los que se observa claramente como las pérdidas han disminuido notablemente, con el paso de los años.

La S/E-9 y el alimentador C, tiene diferentes marcas de transformadores de distribución, tales como: Shilin, Inatra, Wagner, MVA, A.E.G, Mitsubishi, Uniao, Ecuatran, Osaka, Le-Trasformateur, Westinghouse, Line Material, Aichi, Savoi, A.B.B, Siemens, Mareli, S.T.B, etc. En el ANEXO IV se presenta los transformadores instalados en el alimentador C con su respectiva marca y en algunos se encuentra el año en que han sido fabricados.

#### 4.4.2. DATOS DE TRANSFORMADORES NUEVOS LOCALES O INTERNACIONALES.

Estos datos se encuentran en el ANEXO II, en el que constan transformadores ECUATRAN, INATRA, ABB y SIEMENS, de voltaje en el primario de 6.3 KV.

Las pérdidas con carga son a 100% de la potencia nominal.



## 4.4.3. CURVA DE CARGA DE LA S/E - 9.

La curva de carga del sistema, que en este caso se trata de la S/E - 9 alimentador C, ha sido medida en el mes de Noviembre de 1993, durante una semana completa, es decir Lunes, Martes, Miércoles, Jueves, Viernes, Sábado y Domingo. Estos datos se encuentran en el ANEXO V (6). También se presenta unos gráficos de la demanda en función del tiempo para diferentes días de la semana.

La E.E.Q.S.A considera el día Miércoles como el día de mayor demanda, por lo tanto este día se empleará como curva diaria del alimentador para los cálculos. La curva se presenta en la Figura 4.1.

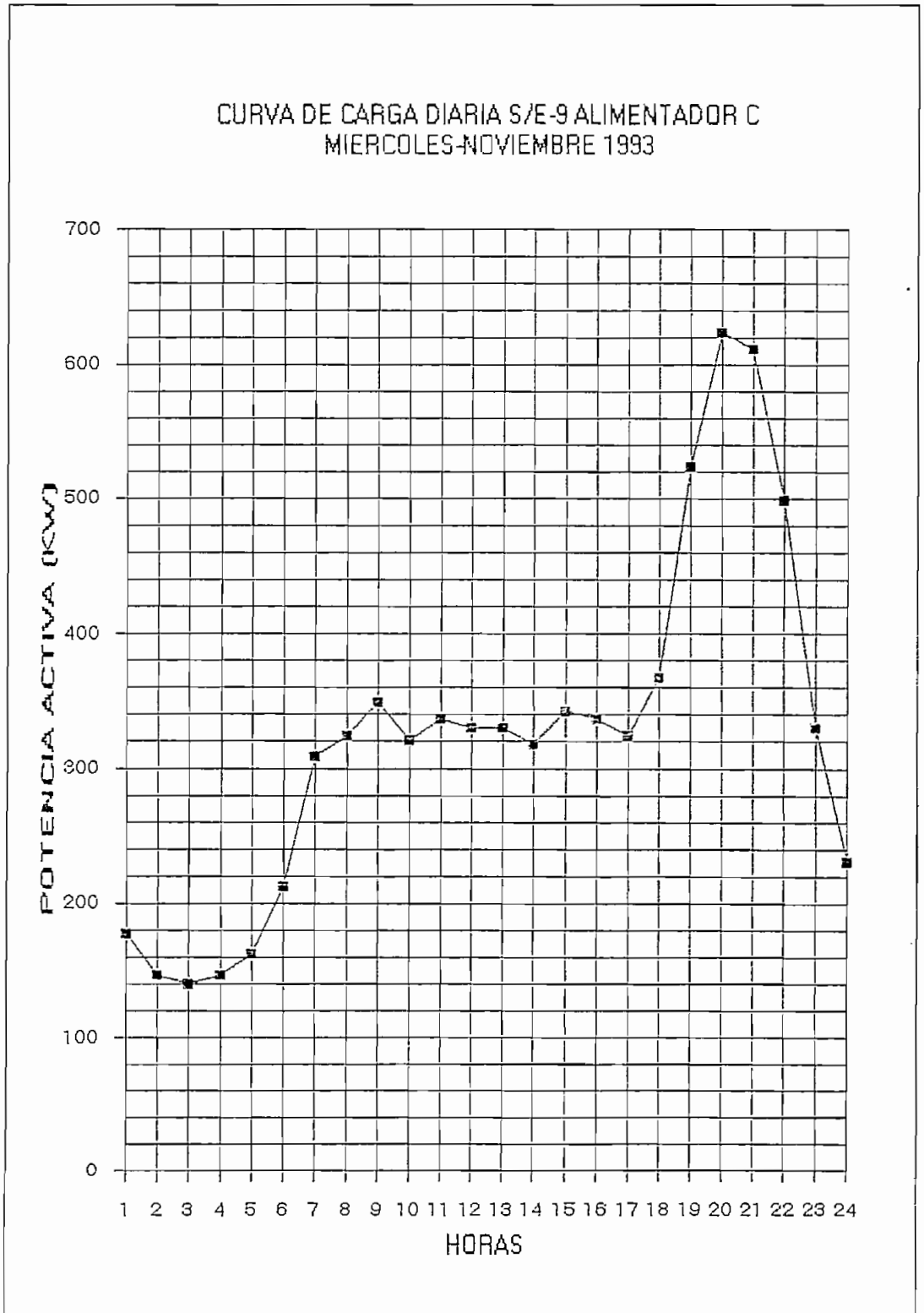


FIGURA 4.1. CURVA DE CARGA DIARIA S/E-9

## 4.4.4. CURVA DE CARGA DE UN TRANSFORMADOR.

La curva de carga diaria del transformador de distribución, se emplea la de un transformador de 75 KVA que se encuentra ubicado en San Carlos, la misma que se usará para los cálculos del factor de responsabilidad, factor de carga y factor de pérdidas, y se considerarán constantes para todos los cálculos de costos anuales, tanto para transformadores monofásicos como trifásicos, pero para efectos de cálculo se empleará variaciones de carga en el transformador en porcentajes de la capacidad nominal; se hace este análisis, puesto que no se tienen datos específicos de carga del transformador instalado; con lo cual se estará considerando las posibles variaciones de carga en el transformador. Además para variaciones futuras de demanda, se considerará valores de crecimiento de la demanda anual de 5%, debido a que en la EEQSA no se tiene conocimiento de como aumenta la carga anualmente. Los datos de la curva de carga se encuentran en el ANEXO VI. La curva de carga diaria del transformador se muestra en la figura 4.2.(22)

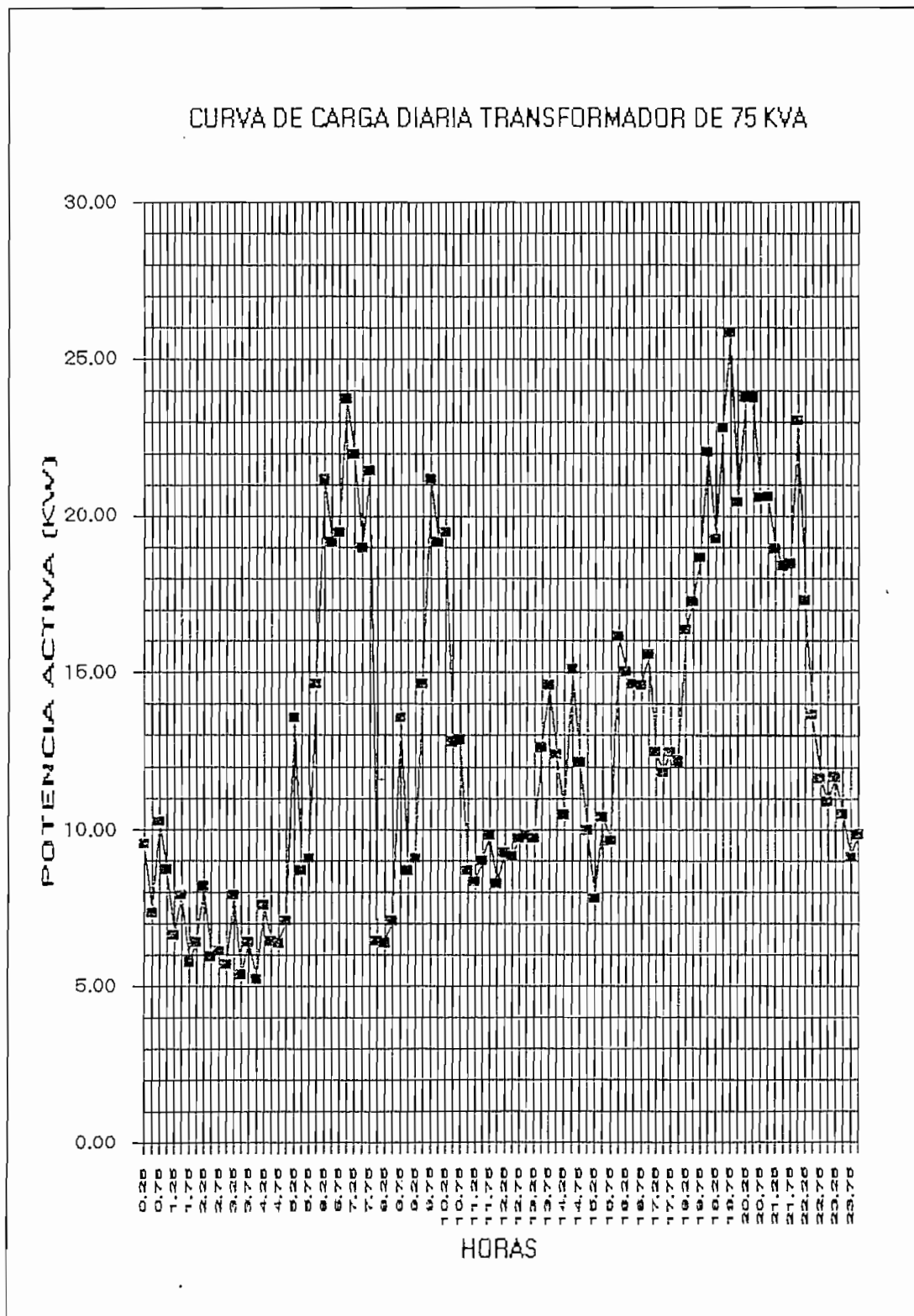


FIGURA 4.2. CURVA DE CARGA DIARIA DEL TRANSFORMADOR DE 75 KVA.

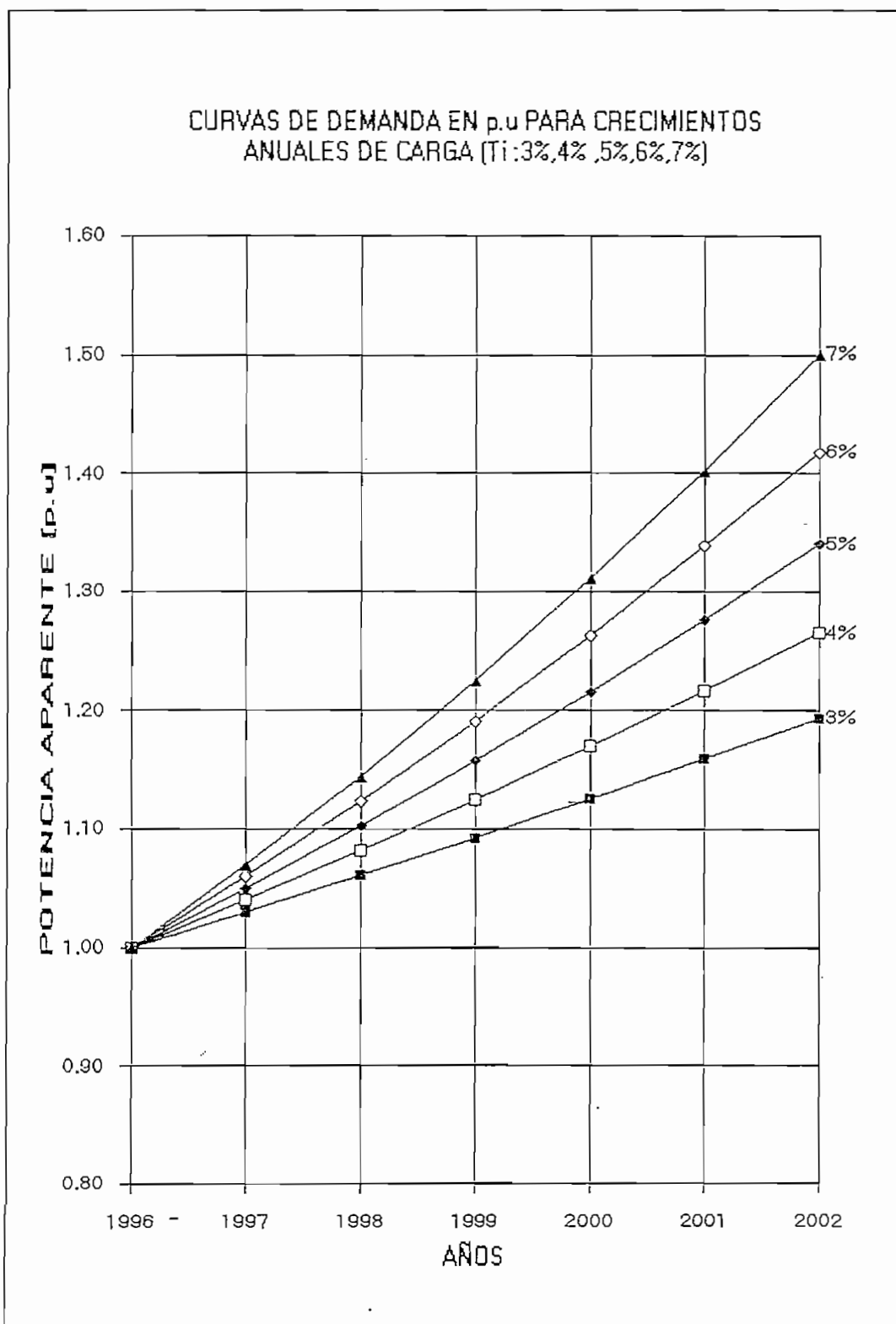


FIG. 4.3. VARIACION DE LA DEMANDA CON EL TIEMPO.

En la figura 4.3 se presenta la curva de variación de la demanda que se emplea en los cálculos, los años considerados para esta curva es a partir del año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador instalado, además se ha considerado crecimientos anuales de carga del 3%, 4% ,5%, 6% y 7%. La demanda inicial es igual a 1 p.u.

#### 4.4.5. CALCULO DEL FACTOR DE RESPONSABILIDAD, FACTOR DE CARGA Y FACTOR DE PERDIDAS A PARTIR DE LAS CURVAS DE CARGA.

##### a) Factor de responsabilidad (PRFS).

Se tiene la demanda máxima en la curva de carga de la S/E-9, alimentador C a las 20 horas y es igual a 623.45 KW, y a la misma hora en que se tiene la máxima demanda en la S/E-9 en la curva de carga del transformador se tiene un valor de demanda igual a 20.47 KW.

La demanda máxima en el transformador de 75 KVA se tiene a las 19 horas 45 minutos y es igual a 25.87 KW.

Aplicando la ecuación se tiene:

$$PRFS = \frac{20.47KW}{25.87KW} = 0.7912$$

## b) Factor de carga.

La energía total que se obtiene de la curva diaria de carga del transformador de 75 KVA es de 281.81 KWH, entonces la demanda media es igual:

$$D_{media} = \frac{281.81 \text{ KWH}}{24 \text{ H}} = 11.74 \text{ KW}$$

La demanda máxima en la curva de carga del transformador es igual a 25.87 KW a las 19 horas 45 minutos.

Aplicando la ecuación del factor de carga, se tiene:

$$f_c = \frac{11.74 \text{ KWH}}{25.87 \text{ KWH}} = 0.45 \text{ p.u}$$

## c) Factor de pérdidas (LSF).

El factor de pérdidas se obtiene de la curva de carga diaria del transformador y aplicando la ecuación el siguiente valor:

$$LSF = 0.2142 \text{ p.u}$$

d) Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

Con los valores del factor de carga y factor de pérdidas calculados de la curva de carga, se obtiene la siguiente relación:

$$LSF = 0.047 * fc + 0.95 * fc^2$$

#### 4.4.6. DATOS DE LAS VARIABLES, PARA EMPLEAR LAS ECUACIONES.

Los siguientes datos fueron obtenidos en el INECEL: CMe, CMP. Puesto que aproximadamente el 90 % de la generación eléctrica es entregada por esta Empresa (24). En la EEQSA se obtuvieron algunos datos necesarios de los transformadores de distribución. Otros datos se emplea de los catálogos de fabricantes de transformadores, así como también los costos de transformadores.

N = 30 años (Vida útil del transformador)(19) y (23)

I = 10%

INFL = 22% (25)

T = Año de cálculo (0,1,2,3.....)

CC = 13.3 %(%Tasa de retorno=10%,depreciación=3.3,

· %Impuesto y %Seguro está incluido en el costo del transformador)(13).

CMe = 150 S/. /KWH (9) y (24)



$CMp = 159000$  S/. /KW-año (9) y (24)

$CSe = 2400$  S/. /KWH (26)

$CSp = CMp$  (Puesto que no es un costo relevante).

$fc = 0.45$  p.u

$LSF = 0.2142$  p.u

$K = 40\%$ ,  $80\%$  y  $125\%$  de la Pnominal del transformador de distribución.

$Ti = 5\%$  crecimiento anual de la demanda.

$PRFS = 0.79$  p.u

#### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION INSTALADOS.

$\lambda_1 = 0.045$  fallas/año (26)

$r_1 = 13.15$  horas (26) y (27)

Costo anual de mantenimiento = S/. 76897 (Monofásicos y trifásicos menores a 100 KVA).(21)

Costo anual de mantenimiento = S/. 107000 (Trifásicos mayores o iguales a 100 KVA).(21)

#### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS.

$\lambda_1 = 0.036$  fallas/año (80% del Instalado).

$r_1 = 13.15$  horas (27) y (27).

Costo anual de mantenimiento = S/. 25632 (Monofásicos y trifásicos menores a 100 KVA).(21)

Costo anual de mantenimiento = S/. 35632 (Trifásicos mayores o iguales a 100 KVA).(21)

## 4.4.7. COSTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

- a) Los precios cotizados por ECUATRAN S.A, INATRA CIA. LTDA., A.B.B Y SIEMENS, incluido el I.V.A., se indica a continuación.

TABLA 4.1. COSTO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

MARCA	ECUATRAN	INATRA	SIEMENS
POT. [KVA]	COSTO (S/-)	COSTO (S/-)	COSTO (S/-)
10	2145000	1600000	1950000
15	2236300	1850000	2033000
25	2761000	1950000	2510000
37.5	3443000	3157800	3130000
50	3949000	3560000	3590000

OCTUBRE 1995

TABLA 4.2. COSTO DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

MARCA	ECUATRAN	INATRA	A.B.B.	SIEMENS
POT. [KVA]	COSTO (S/-)	COSTO (S/-)	COSTO (S/-)	COSTO (S/-)
30	5731000	4364904	4871350	5210000
50	6242500	4810670	5306125	5675000
75	7166500	5639904	6091525	6515000
100	8536000	6437300	7255600	7760000
112	9251000	6700329	7863350	8410000
125	9982500	7045036	8485125	9075000
160	10890000	8105459	12995000	9900000
200	14250500	11600700	12995000	12995000
250	15675000	13760000	14250000	14250000

OCTUBRE 1995.

#### 4.4.8. COSTO DE MONTAJE Y CAMBIO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

El costo de montaje de transformadores de distribución monofásicos y trifásicos, se presenta a continuación. El desglose de precios se encuentra en el ANEXO VII.

TABLA 4.3. COSTO DE MONTAJE.

TRANSFORMADOR	KVA NOMINALES	MONTAJE(S/.)
MONOFASICO	5 a 50	200253
TRIFASICO	30 a 125	428023

Precios de la E.E.Q.S.A OCTUBRE 1995.

El costo de "desmontaje" de transformadores de distribución es igual al 80% del costo de montaje (28).

#### 4.5. OPTIMIZACION DE CAPACIDADES.

Se establece el transformador de distribución nuevo económico, determinando el costo anual total mediante la ecuación (3.1). Estos resultados se presenta en la tabla 4.4 y 4.5, para transformadores que existen en la bibliografía que ha sido posible disponer para este trabajo; considerando la demanda igual al 100% de la potencia nominal,  $T_i = 5\%$  y la tasa de descuento  $I = 10\%$ .

TABLA 4.4. COSTO ANUAL DE TRANSFORMADORES NUEVOS MONOFASICOS.

MARCA	ECUATRAN	INATRA	SIEMENS
KVA	CA(S/. )	CA(S/. )	CA(S/. )
10	4310655		3819104
15	5308994	5299578	4537884
25	6730140	6621889	6051983
37.5	8865993	9321180	8003098
50	10208472	11034326	9780082

De estos resultados se determina que los transformadores de distribución monofásicos SIEMENS son los más económico y se emplea para determinar el rango de potencia.

TABLA 4.5. COSTO ANUAL DE TRANSFORMADORES NUEVOS TRIFASICOS.

MARCA	ECUATRAN	INATRA	A.B.B	SIEMENS
KVA	CA(S/. )	CA(S/. )	CA(S/. )	CA(S/. )
30	11705389	11825402	10361613	11270461
45		14203474		13975757
50	15428568		13311675	
75	19776468	19088015	16527803	18672406
100	24284620		20553243	
112.5	24068168	24790012	22729141	25308029
125	27571251	25970707	24902490	

Los transformadores de distribución trifásicos A.B.B son más económicos y se emplea para determinar el rango de potencia.

Para determinar el rango de potencia a ser manejados por los transformadores de distribución, sin que exista pérdida de vida útil adicional, se procede como se indica en el numeral 3.3. Estos resultados se ilustran en las figuras 4.4 y 4.5, y se resumen así:

TABLA 4.6. RANGO MAXIMO DE LOS TRANSFORMADORES MONOFASICOS SIEMENS.

Capacidad[KVA]	Rango de Potencia máximo
15	0 - 15
25	16 - 25
37.5	26 - 37.5
50	39 - 50

TABLA 4.7. RANGO MAXIMO DE LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS A.B.B

Capacidad[KVA]	Rango de Potencia máximo
30	0 - 30
50	31 - 50
75	51 - 75
100	76 - 100
112.5	100 - 112.5
125	114 - 125

Para establecer los rangos de potencia máxima se considera que los transformadores no serán sobrecargados más del 25% de la potencia nominal.

FIG.4.4. TRANSFORMADOR ECONOMICO MONOFASICO SIEMENS

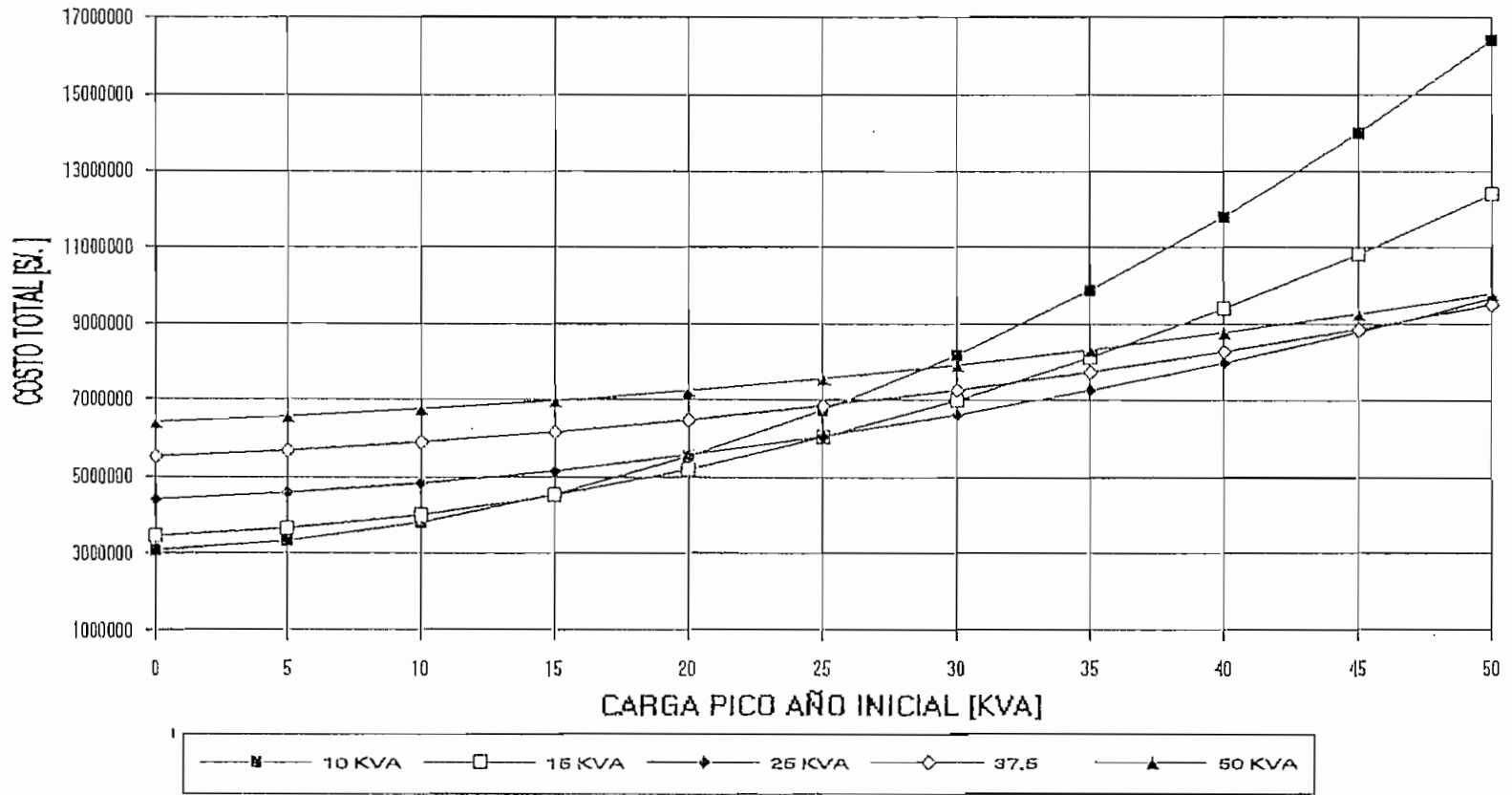
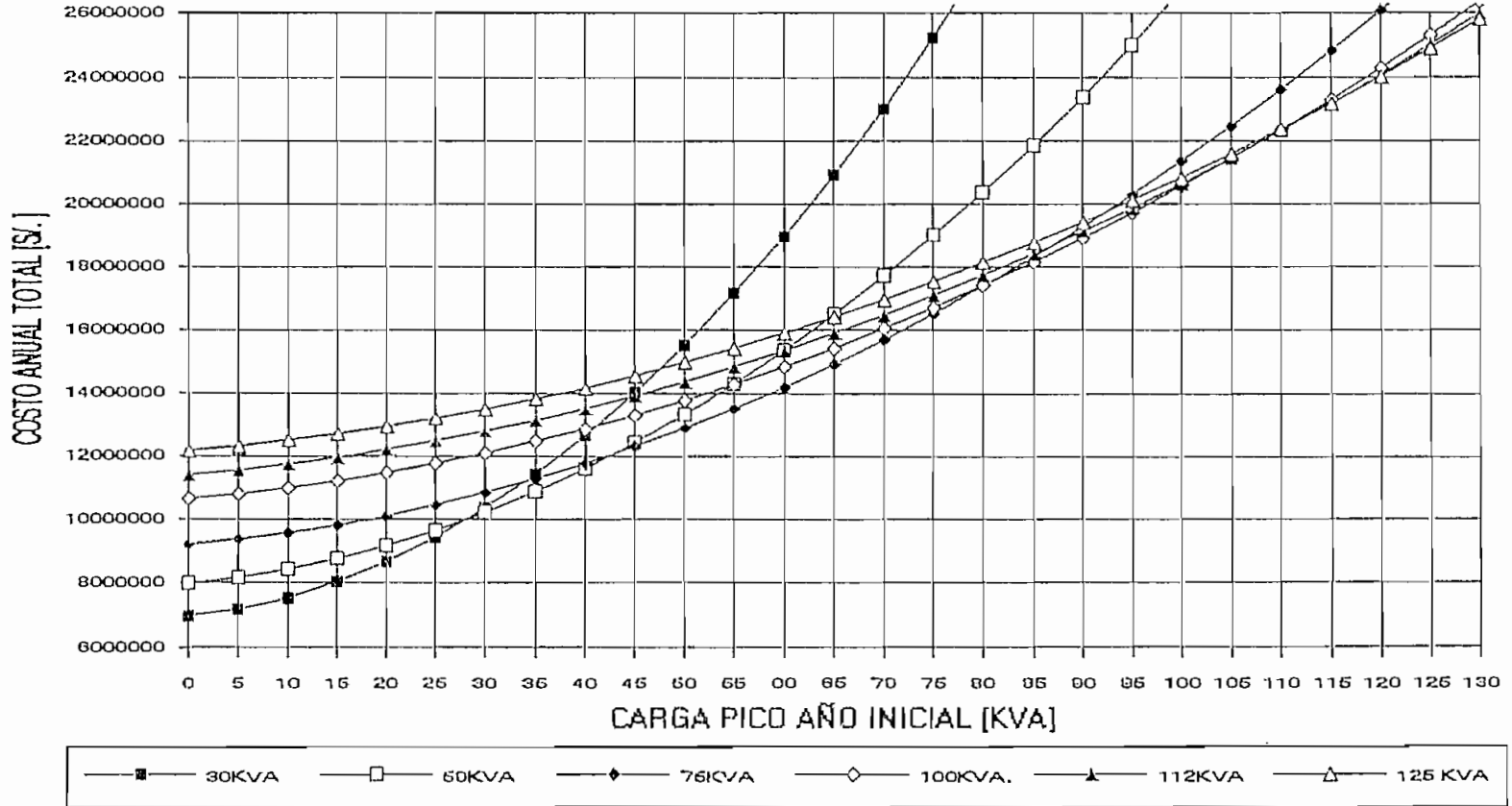


FIG.4.5. TRANSFORMADOR ECONOMICO TRIFASICO A.B.B.



#### 4.6. COSTOS DE PERDIDAS.

Se obtiene el costo de pérdidas del transformador antiguo instalado y el costo de pérdidas del transformador nuevo óptimo que reemplazaría al antiguo.

##### 4.6.1. COSTOS DE LAS PERDIDAS DE TRANSFORMADORES MAS ANTIGUOS.

El costo de las pérdidas del transformador de distribución instalado en 1972, se determina mediante las ecuaciones (3.6) y (3.9), y se presenta el costo anual total de pérdidas en valor presente (Cpt) en la tabla 4.8 y 4.9 ; puesto que no se tiene la curva de carga diaria del transformador instalado, la demanda pico se considera en el extremo inferior igual al  $40\%P_n$ , en el extremo superior igual al  $80\%P_n$  y con una sobrecarga del  $125\%P_n$ . El cálculo se ha realizado desde el año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador instalado.

Las costos de pérdidas se ha calculado para un transformador monofásico de 15 KVA y un trifásico de 75 KVA, instalado en 1972.



TABLA 4.8. COSTO DE PERDIDAS TOTALES DEL  
TRANSFORMADOR MONOFASICO ANTIGUO DE 15KVA.

Demanda	CPSC(S/.)	CPCC(S/.)	Cpt(S/.)
40%Pn	1954744	419305	2374049
80%Pn	1954744	1677220	3631964
125%Pn	1954744	4094775	6049519

TABLA 4.9. COSTO DE PERDIDAS TOTALES DEL  
TRANSFORMADOR TRIFASICO ANTIGUO DE 75 KVA.

Demanda	CPSC(S/.)	CPCC(S/.)	Cpt(S/.)
40%Pn	10086478	2042345	12128823
80%Pn	10086478	8169380	18255859
125%Pn	10086478	19944776	30031254

#### 4.6.2. COSTOS DE PERDIDAS DE TRANSFORMADORES NUEVOS.

El costo de pérdidas anuales totales (Cpt) en valor presente de los transformadores nuevos más económicos, monofásicos SIEMENS y trifásicos A.B.B, se calcula desde el año actual, hasta el año en que cumple la vida útil el transformador antiguo. Para los cálculos de estas pérdidas se ha empleado las mismas variaciones de la demanda que en los transformadores antiguos y se considera el transformador nuevo que le va a reemplazar, en caso de que se encuentre funcionando con esta demanda; para lo cual se optimiza las capacidades empleando los rangos de potencia máxima determinados anteriormente. Los resultados se presentan en la tabla 4.10 y 4.11.

TABLA 4.10. COSTO DE PERDIDAS TOTALES DE TRANSFORMADORES NUEVOS.

Demanda del Transf. Antiguo	Reemplazo con Transf. Nuevos SIEMENS	CPSC (S/-)	CPCC (S/-)	Cpt (S/-)
40%Pn	10 KVA	1172846	278261	1451107
80%Pn	15 KVA	1661532	706694	2368226
125%Pn	25 KVA	2443430	890268	3333698
125%Pn	2x10 KVA	2345693	1358695	3704388

TABLA 4.11. COSTO DE PERDIDAS TOTALES DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS NUEVOS.

Demanda del Transf. Antiguo.	Reemplazo con Transf. Nuevos A.B.B	CPSC (S/-)	CPCC (S/-)	Cpt (S/-)
40%Pn	30 KVA	2384787	4195994	6580782
80%Pn	75 KVA	4046320	5521634	9567954
125%Pn	100 KVA	4515458	10300200	14815658
125%Pn	2x50 KVA	6646129	11387156	18033285

#### 4.6.3. COMPARACION DE COSTOS DE PERDIDAS DEL TRANSFORMADOR INSTALADO Y TRANSFORMADORES NUEVOS.

Para el transformador monofásico se resume así:

- Demanda = 40%Pn. El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA es el 164% del costo de pérdidas totales del transformador nuevo de 10 KVA que le va a reemplazar.

- Demanda =  $80\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA es el 153% del costo de pérdidas totales del transformador nuevo de 15KVA.
  
- Demanda =  $125\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA sobrecargado es el 181% del costo de pérdidas totales del transformador nuevo de 25 KVA que le va a reemplazar.
  
- Demanda =  $125\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA sobrecargado es el 163% del costo de pérdidas totales de los dos transformadores nuevos de 10 KVA en paralelo que le van a reemplazar.

Los costos de pérdidas de los transformadores trifásicos se resumen así:

- Demanda =  $40\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 75 KVA es el 184% del costo de pérdidas totales del transformador nuevo de 30 KVA que le va a reemplazar.
  
- Demanda =  $80\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 75 KVA es el 191% del costo de pérdidas totales del transformador nuevo de 75 KVA que le va a reemplazar.

TABLA 4.12. COSTOS DE CONFIABILIDAD DEL  
TRANSFORMADOR MONOFASICO ANTIGUO DE 15 KVA.

Demanda	CCONF(S/. )
40%Pn	181800
80%Pn	363601
125%Pn	568127

TABLA 4.13. COSTOS DE CONFIABILIDAD DEL  
TRANSFORMADOR TRIFASICO ANTIGUO DE 75 KVA.

Demanda	CCONF(S/. )
40%Pn	909004
80%Pn	1818008
125%Pn	2840638

4.7.2. COSTOS DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES  
NUEVOS DEL AÑO 1995.

Los costos de confiabilidad de los transformadores nuevos que le van a reemplazar al antiguo se presentan en las tablas siguientes.

TABLA 4.14. COSTOS DE CONFIABILIDAD DE  
TRANSFORMADORES MONOFASICOS NUEVOS.

Demanda del Transf. Antiguo	Reemplazo con Transf. Nuevos SIEMENS	CCONF (S/. )
40%Pn	10 KVA	145441
80%Pn	15 KVA	290881
125%Pn	25 KVA	454502
125%Pn	2x10 KVA	361419

TABLA 4.15. COSTOS DE CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS NUEVOS.

Demanda del Transf. Antiguo	Reemplazo con Transf. Nuevos A.B.B	CCONF (S/.)
40%Pn	30 KVA	727203
80%Pn	75 KVA	1454407
125%Pn	100 KVA	2272510
125%Pn	2x50 KVA	1807093

## 4.8. COSTOS DE MANTENIMIENTO.

Los costos de mantenimiento en valor presente de los transformadores antiguos y nuevos, se presenta a continuación en las siguientes tablas. Estos costos están evaluados desde el año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador antiguo.

TABLA 4.16. COSTO DE MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES INSTALADOS EN 1972.

Transf.	KVA	Cmanten(S/.)
Monofásico	15	487134
Trifásico	75	487134

TABLA 4.17. COSTO DE MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES NUEVOS.

Transf.	KVA	Cmanten(S/.)
Monofásico	10	162378
Monofásico	15	162378
Monofásico	25	162378
Trifásico	30	162378
Trifásico	50	162378
Trifásico	75	162378
Trifásico	100	225727

## 4.9. COSTOS DE REEMPLAZO.

Se determina todos los costos en valor presente que intervienen para el reemplazo del transformador antiguo por un nuevo de menores pérdidas, considerando que el transformador antiguo cumplirá la vida útil igual a 30 años. Para los costos de reemplazo se procede como se indicó en el numeral (3.2.9) del Capítulo III.

En la tabla 4.18 y 4.19 se presenta los costos de reemplazo para el ejempló.

TABLA 4.18. COSTO DE REEMPLAZO POR UN TRANSFORMADOR MONOFASICO NUEVO SIEMENS.

Creemp(S/.) Transf. 10 KVA	Creemp(S/.) Transf. 15 KVA	Creemp(S/.) Transf. 25 KVA	Creemp(S/.) Transf. 2x10 KVA
1542853	1612785	2014649	3419525

TABLA 4.19. COSTO DE REEMPLAZO POR UN TRANSFORMADOR TRIFASICO NUEVO A.B.B.

Cremp (S/.) Tansf. 30 KVA	Cremp (S/.) Tansf. 75 KVA	Cremp (S/.) Tansf 100 KVA	Cremp (S/.) Tansf 2x50 KVA
4035230	5063283	6044069	9159831

Los costos de reemplazo se emplean en el siguiente numeral para determinar el costo anual total de instalar y mantener en funcionamiento transformadores de distribución nuevos.

## 4.10. EVALUACION ECONOMICA DE LA MEJOR ALTERNATIVA.

Para determinar la alternativa económica se compara el costo anual total de mantener en funcionamiento el transformador antiguo hasta que cumpla la vida útil y el costo anual total del transformador nuevo de menores pérdidas que le va a reemplazar hasta que cumpla la vida útil el transformador antiguo, considerando los costos adicionales de inversión para el reemplazo. Estos costos deben estar en valor presente como se indica en el numeral (3.2.7) del capítulo III. Los resultados se presentan en la tabla 4.20 y 4.21, donde se presenta el costo anual total ( $C_{pt} + C_{CONF} + C_{mantenimiento}$ ) de los transformadores instalados en 1972 y el costo anual total ( $C_{pt} + C_{CONF} + C_{mantenimiento} + C_{reemplazo}$ ) de transformadores nuevos SIEMENS monofásicos y A.B.B trifásicos.

TABLA 4.20. COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

Demanda	Antiguo Instal.	CAtotal(S/.)	Nuevo Reempl.	CAtotal(S/.)
40%Pn	15KVA	3042983	10KVA	3301779
80%Pn	15KVA	4482699	15KVA	4434270
125%Pn	15KVA	7104780 -	25KVA	5965257
125%Pn			2x10KVA	7647708

TABLA 4.21. COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

Demanda	Antiguo Instal.	CAtotal(S/.)	Nuevo Reempl.	CAtotal(S/.)
40%Pn	75KVA	13524961	30KVA	11505594
80%Pn	75KVA	20561000	75KVA	16248021
125%Pn	75KVA	33359026	100KVA	23357965
125%Pn			2x50KVA	29225937

Los resultados se ilustran en las FIGURAS: 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19, y se resumen así:

Para los transformadores monofásicos:

- Demanda = 40%Pn. El costo anual total del Transformador de 15 KVA antiguo es el 92% del costo anual total del transformador nuevo de 10 KVA que le va a reemplazar.
- Demanda = 80%Pn. El costo anual del Transformador antiguo de 15 KVA es el 101% del costo anual total del transformador nuevo de 15 KVA que le va a reemplazar.
- Demanda = 125%Pn. El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA sobrecargado es el 119% del costo anual total del transformador nuevo de 25 KVA que le va a reemplazar.



- Demanda =  $125\%P_n$ . El costo de las pérdidas totales del Transformador antiguo de 15 KVA sobrecargado es el 93% del costo anual total de los transformadores nuevos en paralelo 10 KVA que le van a reemplazar.

Para los transformadores trifásicos:

- Demanda =  $40\%P_n$ . El costo anual total del Transformador de 75 KVA antiguo es el 118% del costo anual total del transformador nuevo de 30 KVA que le va a reemplazar.
- Demanda =  $80\%P_n$ . El costo anual del Transformador antiguo de 75 KVA es el 127% del costo anual total del transformador nuevo de 75 KVA que le va a reemplazar.
- Demanda =  $125\%P_n$ . El costo anual total del Transformador antiguo de 75 KVA sobrecargado es el 143% del costo anual total del transformador nuevo de 100 KVA que le va a reemplazar.
- Demanda =  $125\%P_n$ . El costo anual total del Transformador antiguo de 75 KVA sobrecargado es el 114% del costo anual total del transformador nuevo de 100 KVA que le va a reemplazar.

FIG.4.6.COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 MONOFASICO DE 15 KVA. DEMANDA = 40%Pn

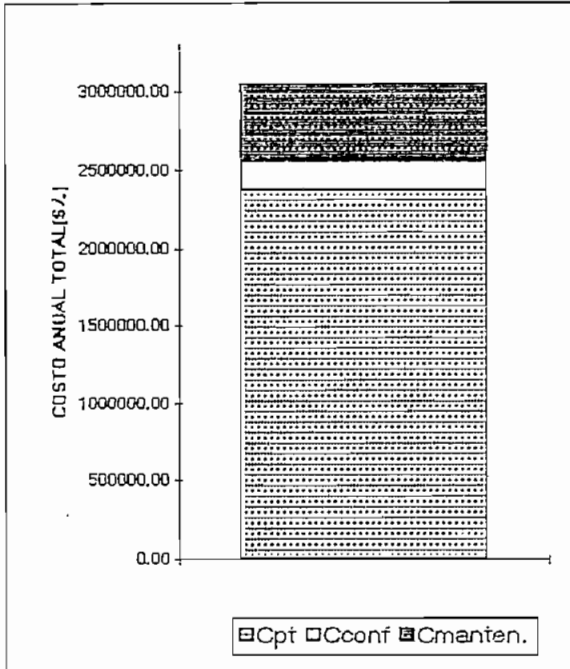


FIG.4.7.COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 10 KVA MONOFASICO SIEMENS, DEMANDA = 40%Pn DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

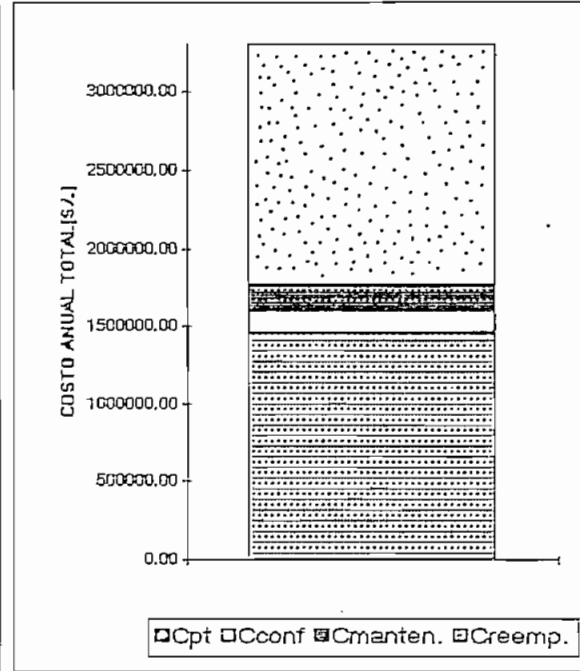


FIG.4.8.COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 MONOFASICO DE 15 KVA. DEMANDA = 80%Pn

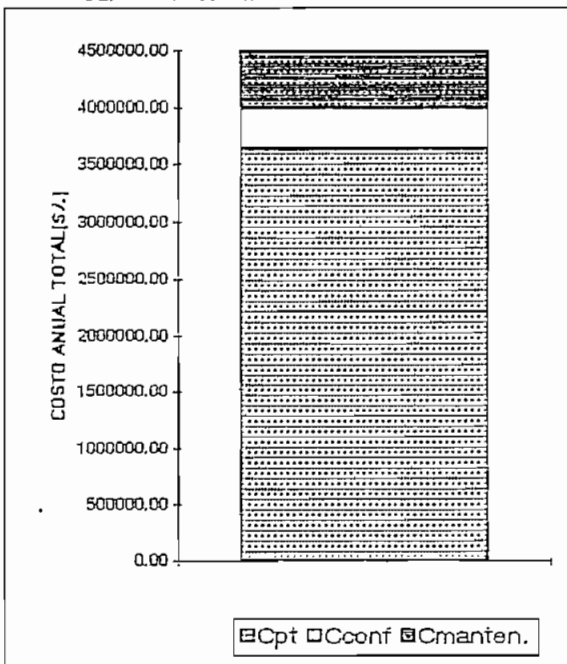


FIG.4.9.COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 15 KVA MONOFASICO SIEMENS, DEMANDA = 80%Pn DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

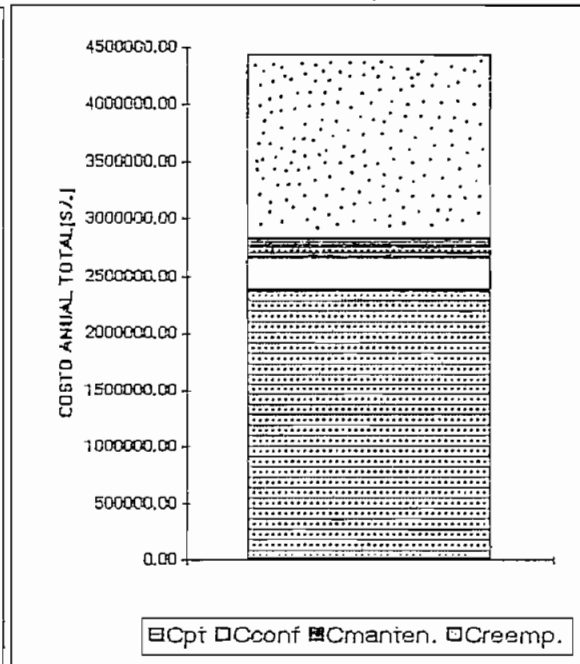


FIG. 4.10. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 MONOFASICO DE 15 KVA. DEMANDA = 125%Pr

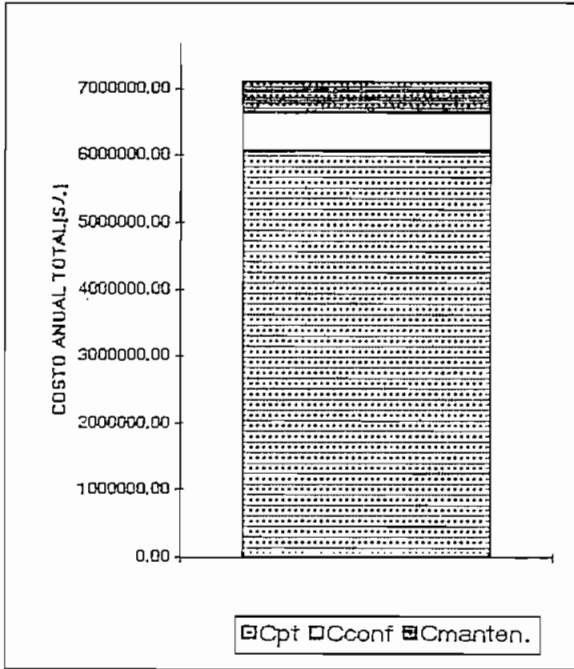


FIG. 4.11. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 25 KVA MONOFASICO SIEMENS, DEMANDA = 125%Pr. DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

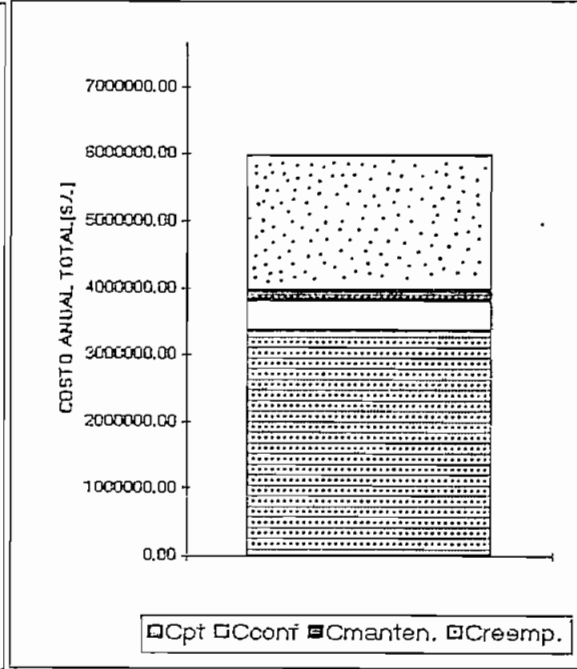


FIG. 4.12. COSTO ANUAL TOTAL DE DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS DE 1995 DE 10 KVA EN PARELELO MONOFASICO SIEMENS, DEMANDA = 125%Pr. DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

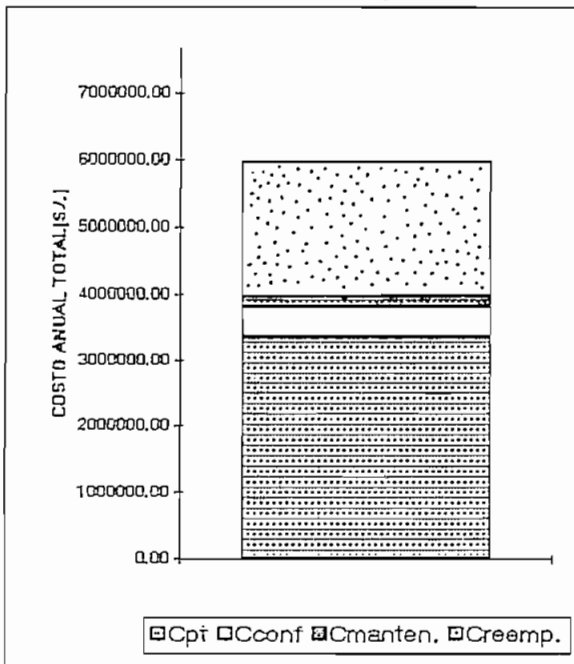


FIG. 4.13. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 TRIFASICO DE 75 KVA. DEMANDA = 40%Ph

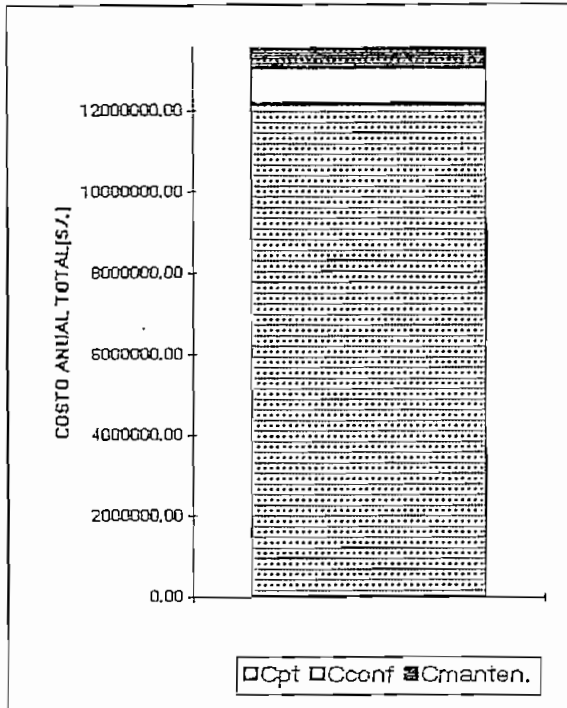


FIG. 4.14. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 30 KVA TRIFASICO A.B.B. DEMANDA = 40%Ph DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

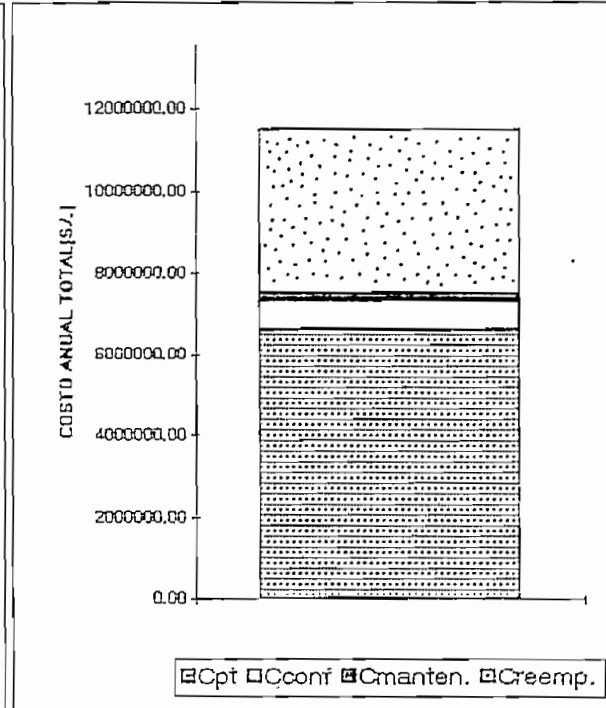


FIG. 4.15. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 TRIFASICO DE 75 KVA. DEMANDA = 80%Ph

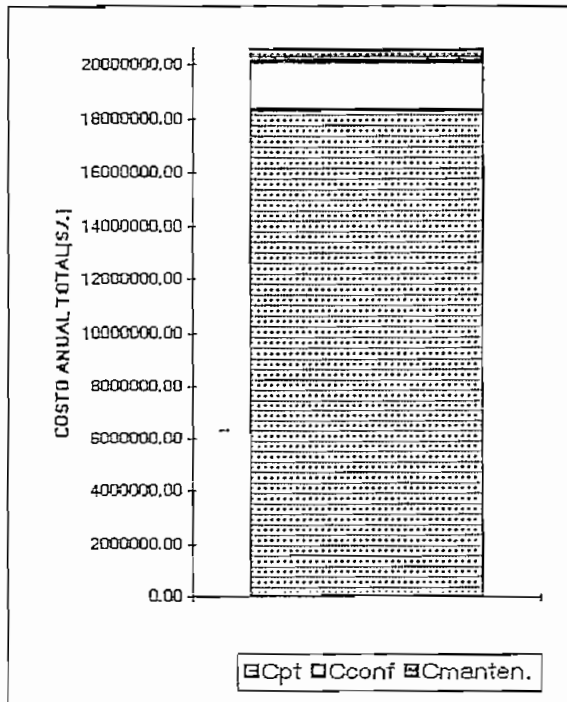


FIG. 4.15. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 75 KVA TRIFASICO A.B.B. DEMANDA = 80%Ph DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

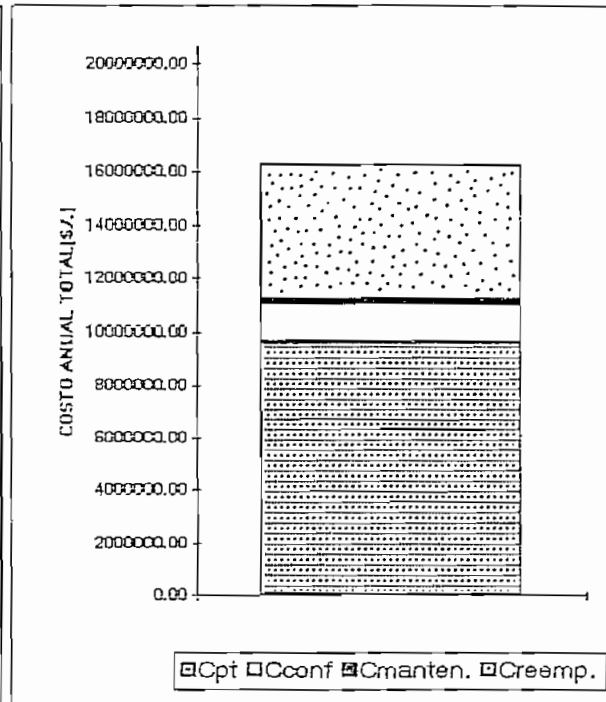


FIG. 4.17. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ANTIGUO DE 1972 TRIFASICO DE 75 KVA. DEMANDA = 125xPh

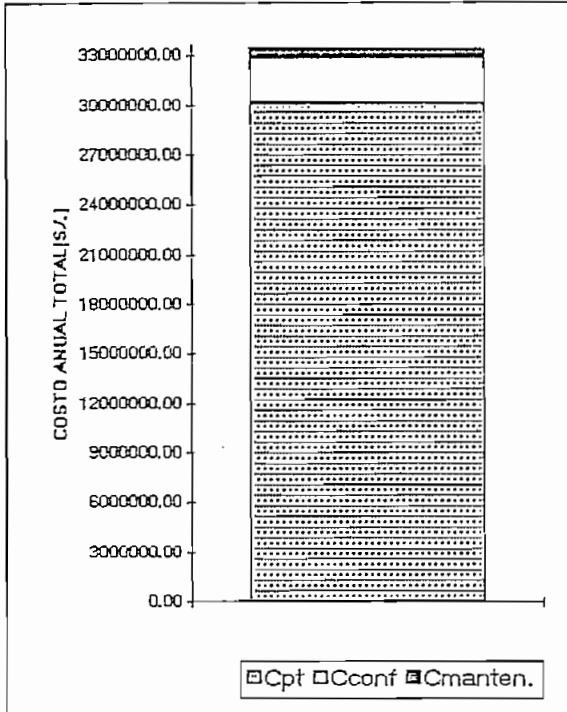


FIG. 4.18. COSTO ANUAL TOTAL DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION NUEVO DE 1995 DE 100 KVA TRIFASICO A.B.B. DEMANDA = 125xPh. DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.

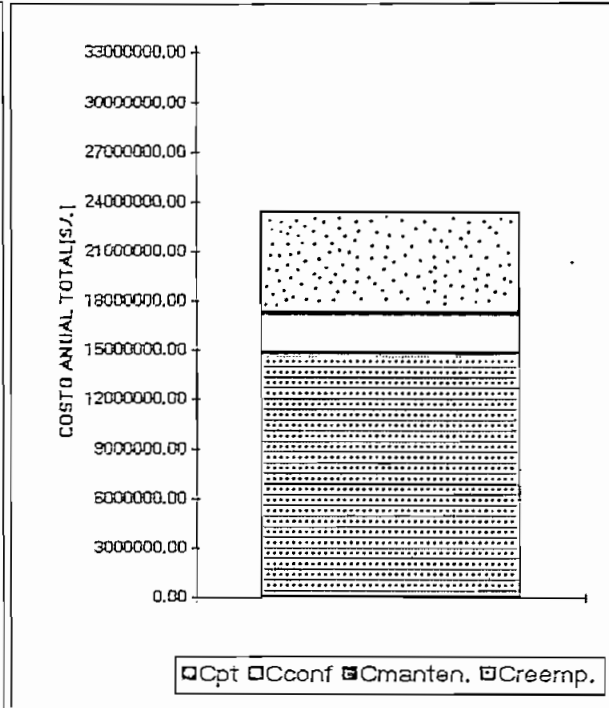
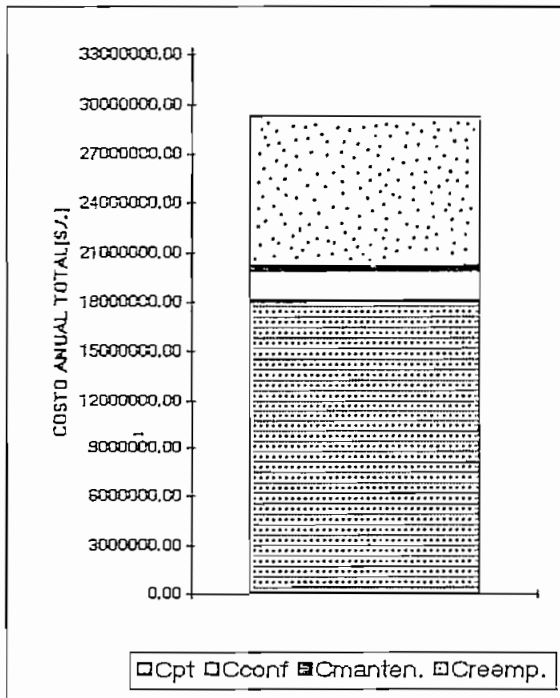


FIG. 4.19. COSTO ANUAL TOTAL DE 2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS DE 1995 DE 50 KVA TRIFASICOS A.B.B. EN PARALELO, DEMANDA = 125xPh. DEL TRANSFORMADOR ANTIGUO.



#### 4.11. ANALISIS DE SENSIBILIDAD.

Es importante hacer un análisis de la variación de los parámetros más importantes que intervienen en el costo anual total, pues, de los valores que tomen estos parámetros en los cálculos dependerá de la solución del problema.

##### 4.11.1. VARIACION DE LA DEMANDA.

Para la variación de la demanda, se considera como demanda inicial igual  $80\%P_n$  del transformador de distribución antiguo de 75 KVA y la tasa de descuento de 10%; el crecimiento anual de carga  $T_i$  toma los valores de: 3%, 4%, 5%, 6% y 7%.

Se determina el costo anual total de mantener en funcionamiento el transformador antiguo en valor presente y se compara con el costo anual total en valor presente del transformador nuevo que le va a reemplazar. Estos cálculos se evalúan desde el año actual hasta que cumpla la vida útil el transformador instalado, para los dos casos. Los resultados se presentan en el ANEXO VIII.I.a y se ilustran en la FIG.4.20 y se observa claramente como cambian los costos al variar estos parámetros. En el ANEXO VIII.II.a se presenta los resultados para el caso de un transformador monofásico y se ilustran en una figura.

**4.11.2. VARIACION DE LA TASA DE DESCUENTO (I).**

Se determina el costo anual total del transformador de 75KVA antiguo y nuevo que le va a reemplazar, considerando la demanda igual al 80%Pn y  $T_i = 5\%$ . La tasa de descuento tomará los valores de: 8%, 10% y 12%. Los resultados se presentan en el ANEXO VIII.I.b y se ilustran en la FIG. 4.21. En el ANEXO VIII.II.b se presenta para el caso de un monofásico.

**4.11.3 VARIACION DEL COSTO DE ENERGIA.**

Se determina el costo anual total del transformador de 75 KVA antiguo y nuevo que le va ha reemplazar, para variaciones del costo de energía de: 2%,4%,6% y 8%. La demanda se considera igual al 80%Pn,  $T_i = 5\%$ ,  $I = 10\%$ . Estos resultados se presentan en el ANEXO VIII.I.c y se ilustran en la FIG. 4.22. En el ANEXO VIII.II.c se presenta para el caso de un monofásico.

**4.11.4 VARIACION DE LAS FALLAS POR AÑO ( $\lambda$ ).**

Se determina el costo anual total del transformador de 75 KVA nuevo, para variaciones de las fallas por año del: 70%, 75%, 80%, 85% y 90%, de las fallas por año del transformador instalado ( $\lambda = 0.045$  fallas/año). La demanda se considera igual al 80%Pn,  $T_i = 5\%$ ,  $I = 10\%$ . Estos resultados se presentan en el ANEXO VIII.I.d y se ilustran en la FIG. 4.23. En el ANEXO VIII.II.d se presenta para el caso de un monofásico.

FIG. 4.20. Variación del costo anual con el crecimiento de la demanda (Ti)  
 Demanda inicial = 80%Pn. Pn = 75 KVA.

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo A.B.B 1995

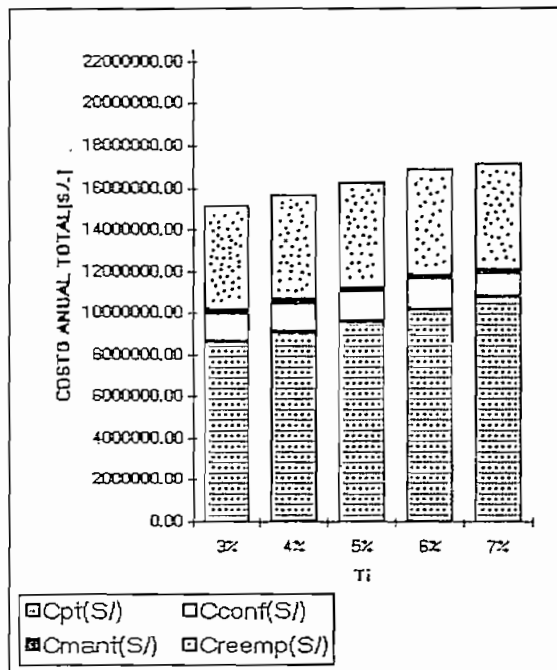
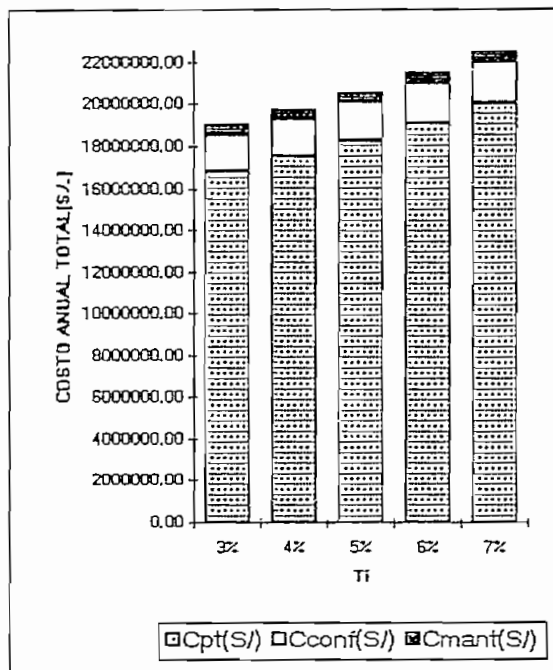


FIG. 4.21. Variación del costo anual con la tasa de descuento (i).  
 Demanda = 80%Pn. Pn = 75 KVA

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo A.B.B 1995

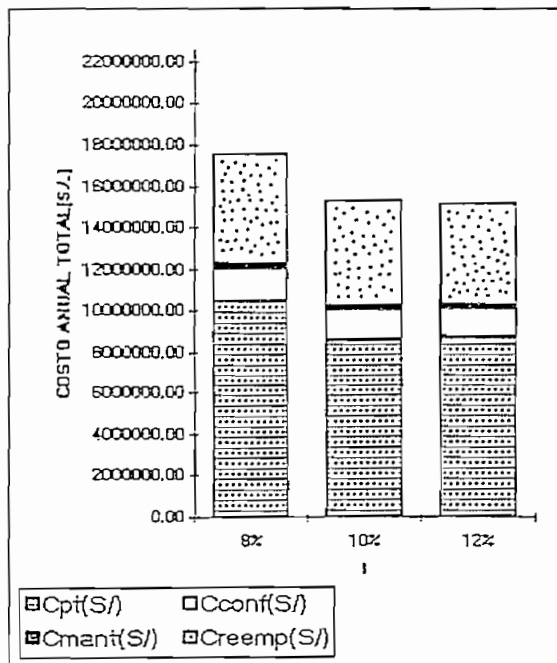
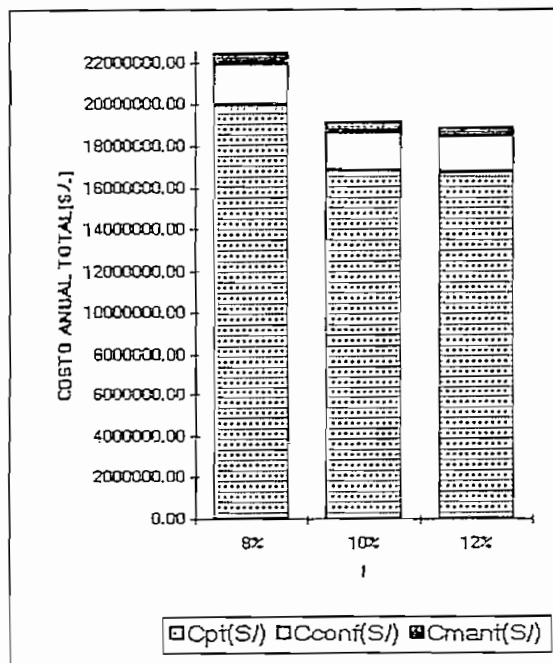




FIG. 4.22. Variación del costo anual, con el aumento del costo de energía  
 Demanda = 80%Pn. Pn = 75 KVA.

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo A.B.B 1995

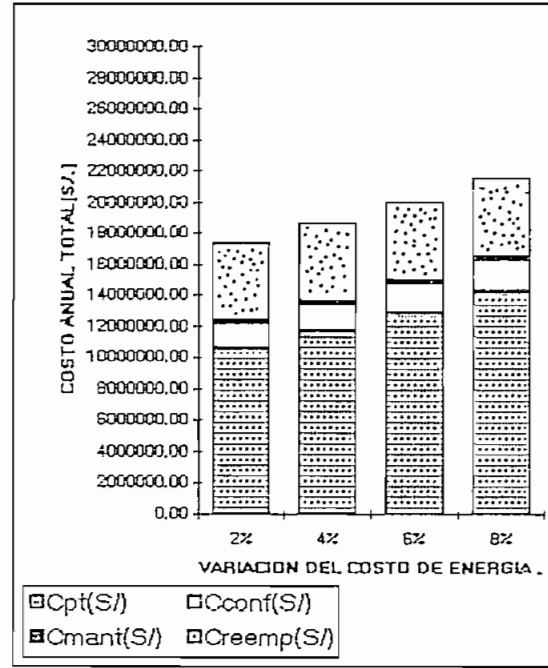
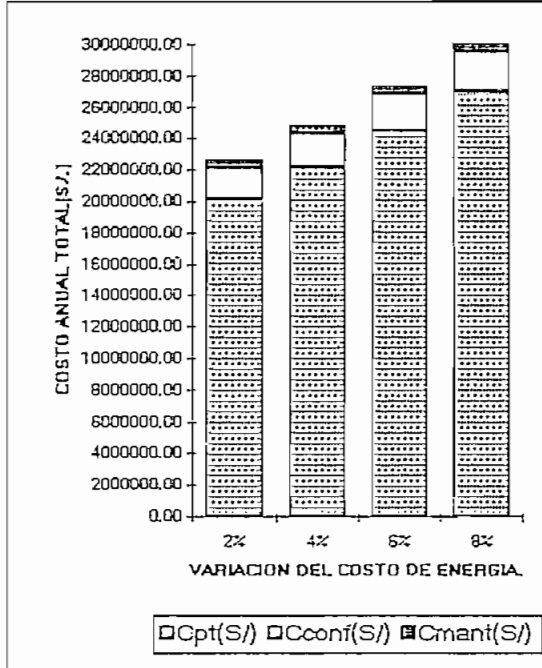
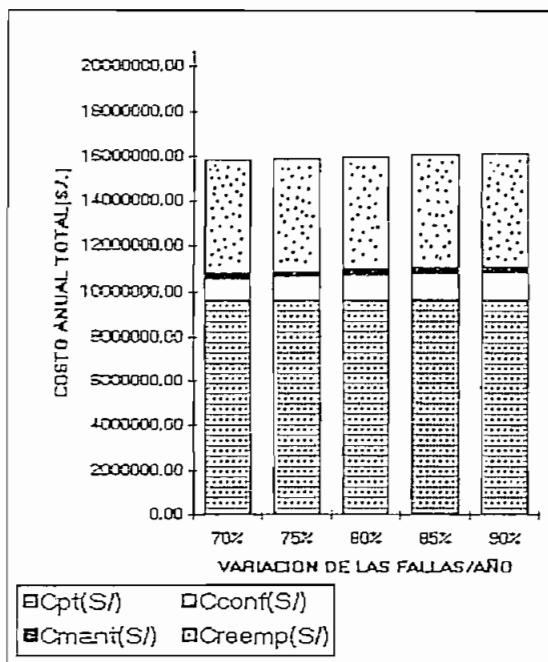
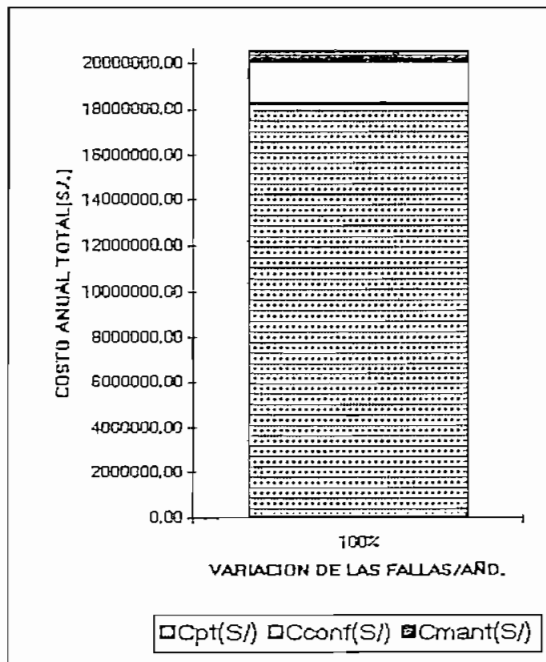


FIG. 4.23. Variación del costo anual, con el cambio de las fallas por año. ( λ )  
 Demanda = 80%Pn. Pn = 75 KVA.

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo A.B.B 1995



## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

#### 5.1. CONCLUSIONES GENERALES.

- En nuestro país, no se dispone de información suficiente y adecuada para realizar evaluaciones económicas en transformadores de distribución que están instalados, tales como confiabilidad, cargabilidad, etc; por esta razón, para suplir esta deficiencia, ha sido necesario emplear algunos datos y parámetros disponibles en la bibliografía internacional.
- El tomar una decisión acertada respecto a conservar ó cambiar un determinado transformador de distribución depende en alto grado de la disponibilidad de información sobre su estado de operación, grado de confiabilidad, nivel de pérdidas y características de

la demanda.

- Las pérdidas eléctricas en los transformadores de distribución, depende principalmente de la tecnología y materiales que se empleen en su fabricación; por esta razón se suelen tener valores diferentes de pérdidas, tanto de pérdidas en vacío, como de pérdidas con carga, según la casa fabricante.

Los valores de frecuencias de falla y duración de las desconexiones, esenciales para el cálculo de confiabilidad, pueden variar en rangos amplios, ya que depende de muchos factores, como: mantenimiento, condiciones ambientales, sobrecargas, sobrevoltajes, tecnología, materiales empleados en la fabricación del transformador de distribución, etc; lamentablemente, en nuestro medio, no está disponible este tipo de información, que refleje la realidad operativa de estos equipos en las redes de las Empresas Eléctricas.

- En los sistemas de distribución el mantenimiento en servicio de un transformador de distribución no debería extenderse hasta el punto en que falle (final de la vida útil), sino solo hasta el momento en que es más económico reemplazarlo con otro.

- Al emplear la capacidad óptima del transformador de distribución, para cubrir una demanda determinada, las pérdidas disminuyen y representan beneficios económicos para las empresas distribuidoras de energía eléctrica y para la sociedad.

Como resultado del presente trabajo, se tiene que los costos de pérdidas de un transformador instalado sin considerar criterios de optimización, es del orden de 1.6 veces el costo de pérdidas de un transformador nuevo optimizado.

- De los análisis de sensibilidad se concluye que parámetros tales como: pérdidas en vacío y con carga, fallas por año y tiempo de reparación, tasa de crecimiento anual de la demanda, tasa de actualización del capital, costos de energía y los costos de reemplazo, deben ser considerados en detalle en este tipo de estudios que evalúan reemplazos de transformadores de distribución.

## 5.2. CONCLUSIONES ESPECIFICAS DEL EJEMPLO DE APLICACION.

- Como resultado de la investigación de valores de pérdidas, realizada en la ejecución del presente trabajo, se tiene que, en términos generales, las pérdidas en los transformadores de distribución de fabricación nacional está en el orden de 1.46 veces las pérdidas de los transformadores de fabricación extranjera (particularmente europeos).
- Las pérdidas totales en los transformadores de distribución antiguos son de valores más altos que las pérdidas totales en nuevos, por esta razón es importante evaluar económicamente estas pérdidas.
- Dentro del estudio realizado se observa que los principales parámetros que intervienen en la evaluación del costo total anual son: Demanda máxima, tasa de crecimiento anual de la demanda, pérdidas en el transformador de distribución, fallas por año en el transformador, costos de pérdidas, costos de confiabilidad, costos de mantenimiento, costos de inversión, periodo de análisis y la tasa de descuento de capital; de estos, los más importantes son: Demanda máxima, crecimiento anual de la demanda, pérdidas en transformadores, fallas por año, costos de pérdidas, confiabilidad, costos de inversión,

periodo de análisis y la tasa de descuento de capital.

- Es más económico conservar un transformador de distribución monofásico antiguo hasta que cumpla la vida útil cuando el mismo tiene una carga menor o igual al 60% de su potencia nominal al inicio del periodo de análisis, que reemplazarse por un transformador nuevo de menores pérdidas y menor capacidad.
  
- Del análisis de costos en el ejemplo, resulta más económico cambiar el transformador monofásico antiguo antes que cumpla la vida útil, por un nuevo de menores pérdidas, cuando la demanda en el antiguo, al inicio del periodo de análisis, es mayor o igual al 80% y un máximo de hasta 125% de la potencia nominal, para que no exista una reducción de la vida útil en el transformador.
  
- Es más económico reemplazar un transformador de distribución trifásico antiguo, para cualquier valor de carga considerada al inicio del periodo de análisis, antes de que cumpla la vida útil, por un transformador nuevo de menores pérdidas. La carga máxima que debe el transformador debe ser menor o igual al 125% de la potencia nominal, para que no

exista reducción en la vida útil del transformador.

- Resulta más económico cambiar un transformador monofásico ó trifásico existente para valores de carga mayores o iguales al 110% de su potencia nominal al inicio del periodo de análisis por un transformador nuevo de menores pérdidas y mayor capacidad, antes que mantenerlo en funcionamiento hasta cumpla la vida útil.
  
- Para cubrir una demanda determinada, es más económico mantener en funcionamiento un solo transformador de capacidad normalizada que instalar dos transformadores en paralelo, cuya capacidad total sea igual al primero; porque el costo de reemplazo por un transformador es del orden del 60% del costo de reemplazo por dos transformadores en paralelo y, el costo de pérdidas de un transformador es del orden del 90% del costo de pérdidas de los dos en paralelo; aunque el costo por confiabilidad de un transformador es 126% del costo de confiabilidad de dos transformadores en paralelo.
  
- Del análisis de sensibilidad de los principales parámetros se concluye que: La tasa de crecimiento anual de la carga ( $T_i$ ), la tasa de descuento del capital ( $I\%$ ), el costo de energía y potencia, son

importantes; porque influyen significativamente en el costo total de pérdidas.

- Al aumentar las fallas por año en los transformadores nuevos, aumenta el costo por confiabilidad, pero la variación del costo anual total es mínima.
- Considerando que el costo anual total es el 100%, se determina los siguientes porcentajes parciales:

Costos	Transformador Antiguo	Transformador Nuevo
Cpérdidas totales	91.2%	58.9%
Cconfiabilidad	6.4%	9.0%
Cmantenimiento	2.4%	1.0%
Creemplazo		31.1%

El mayor porcentaje de costos se tiene en las pérdidas, por lo tanto, es preferible que aumente el costo de inversión en la fabricación del transformador, empleando nuevos materiales y nueva tecnología, para reducir las pérdidas, ya que el costo del transformador no es relevante en el costo anual total.



## 5.3. RECOMENDACIONES.

- A INECEL y las Empresas Eléctricas del país que implementen bases de datos de transformadores de distribución que contenga la siguiente información mínima: capacidad nominal, nombre de la fábrica, año de fabricación, año en que ha sido instalado; pérdidas con carga, pérdidas en vacío, datos de operación y mantenimiento, confiabilidad y la tasa de crecimiento anual de la demanda.
  
- En vista de que los valores de frecuencias de falla y duración de las desconexiones son esenciales para el cálculo de confiabilidad se recomienda a las Empresas Eléctricas del país el desarrollo de su propio sistema de información estadística operativa y particularmente mantener registros de la frecuencia de fallas, tiempo que le toma a la empresa el localizar la falla, reparar el elemento fallado y restaurar el servicio a sus abonados.
  
- A las Empresas Eléctricas del país que optimicen las capacidades de los transformadores de distribución; tanto monofásicos como trifásicos.

- Evitar en lo posible instalar transformadores de distribución en paralelo para satisfacer una demanda establecida, puesto que los costos de pérdidas, instalación e inversión son mayores que los costos de instalar un solo transformador de igual capacidad, aunque los costos por interrupciones de servicio sean de menor valor para el caso de transformadores en paralelo.
  
- Las Empresas Eléctricas, deben realizar estudios del reemplazo de transformadores de distribución antiguos por nuevos, con la finalidad de asegurar de que estos operan con la mayor eficiencia técnica - económica posible.
  
- A las fábricas de transformadores de distribución existentes en el país que realicen estudios económicos orientados a reducir las pérdidas, considerando el empleo de nuevos materiales y nueva tecnología.

## ANEXO I

### DEFINICIONES BASICAS PARA DETERMINAR LA CONFIABILIDAD DE DISPOSITIVOS (10).

Es importante conocer cuan confiables son los transformadores de distribución, por lo tanto a continuación se presenta algunas definiciones que son necesarias para determinar la confiabilidad de estos dispositivos.

La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en el que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio. Además se puede hablar de los eventos que se producen por unidad de tiempo llamados índices, como son la frecuencia con que se repite dicho evento y tiempo medio o duración media de falla o tiempo medio de restablecimiento de servicio. Los conceptos indicados anteriormente, son magnitudes probabilísticas (o variables aleatorias) de modo que en ningún caso pueden establecerse valores exactos. Todos los cálculos, estimaciones y predicciones deben hacerse usando la matemática de probabilidad.

Lo ideal es tratar de definir que un transformador garantice el 100% de confiabilidad todo el tiempo, pero en la práctica no es posible, debido principalmente a razones económicas, por lo cual en las aplicaciones de ingeniería

se aceptan rangos de confiabilidad menores a la unidad, que represente equilibrio entre las razones anteriormente expuestas.

Una vez que se ha determinado los índices y la confiabilidad de un componente o un sistema, estos resultados pueden utilizarse para:

- Compararlos con estándares mínimos previamente establecidos y aceptar o rechazar el dispositivo o sistema.
- Evaluar y comparar distintas alternativas.
- Corregir o reforzar las partes débiles de un sistema.
- Conjuntamente con criterios de costos y criterios técnicos, realizar la planificación, diseño y operación de sistemas.

#### I.1 COMPONENTES REPARABLES.

Algunos componentes pueden y de hecho son reparados, una vez que se ha producido una falla, con lo que se consigue que el sistema regrese a su condición original (ó cercana a ella). También ocurre que se realiza mantenimiento preventivo y las componentes mejoran su estado regresando total o parcialmente a su condición original.

Para los sistemas factibles de reparación se debe tomar en cuenta dos tiempos aleatorios: El tiempo medio de funcionamiento y el tiempo medio de reparación.

Si se disponen de datos sobre los tiempos en que el sistema está operando y los tiempos en que se encuentra en reparación, los tiempos medios se calculan mediante la ecuación:

$$m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n m_i \quad (I.1)$$

$$r = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n r_i \quad (I.2)$$

Donde:

$m$  = Tiempo medio de operación total del sistema.

$m_i$  = Tiempo medio de operación del elemento  $i$ .

$r$  = Tiempo medio de falla total del sistema.

$r_i$  = Tiempo medio de falla del elemento  $i$ .

$n$  = Número de elementos del sistema.

1 --> Disponible.

0 --> Indisponible

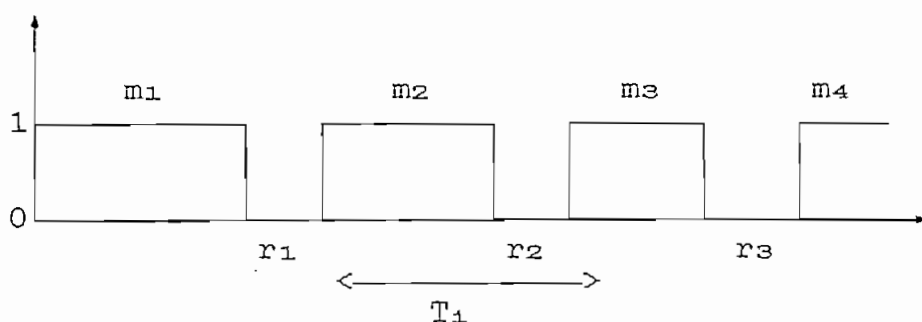


Fig. I.1. Medida de la continuidad de servicio.

Se puede calcular también el período promedio o llamado también tiempo medio entre fallas.

$$T = m + r \quad (I.3)$$

Inmediatamente puede definirse matemáticamente el término Disponibilidad.

$$A = \frac{m}{T} = \frac{m}{m+r} \quad (I.4)$$

El complemento se llama indisponibilidad.

$$\bar{A} = 1 - A = \frac{r}{m+r} \quad (I.5)$$

La frecuencia de falla  $f$  es el recíproco del tiempo medio entre fallas.

$$f = \frac{1}{m+r} = \frac{1}{T} \quad (I.6)$$

## ANEXO II

### I. PERDIDAS EN VACIO Y PERDIDAS CON CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION MONOFASICOS. VOLTAJE PRIMARIO: 6300/2200 V. VOLTAJE SECUNDARIO: 120/240 - 240 480 V (3),(21),(29),(30),(31) y (32)

KVA CONTINUOS EN 65°C	PERDIDAS EN VACIO [W]					PERDIDAS CON CARGA [W]				
	ANTIGUOS 1970-1975	ECUATRAN 1995	INATRA 1995	A.B.B 1995	SIEMENS 1995	ANTIGUOS 1970-1979	ECUATRAN 1995	INATRA 1995	A.B.B 1995	SIEMENS 1995
10	80	30.54			60	266	246.81			105
15	100	44.06	95		85	356	381.05	330		150
25	130	62.65	160		125	508	471.38	370		215
37.5	160	97.65	200		165	662	626.25	520		330
50	205	147.25	228		200	655	608.18	662		455
75	280	214.79	220		255	910	1252.5	1218		575
100	340	264.3	340		330	1200	1467.62	1160		815
167	457	329.11	410			1900	3083.1	1670		

### II. PERDIDAS EN VACIO Y PERDIDAS CON CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TRIFASICOS. VOLTAJE PRIMARIO: 6300/2200 V. VOLTAJE SECUNDARIO: 210 V (3),(21),(29),(30), (31) y (32)

KVA CONTINUOS EN 65°C	PERDIDAS EN VACIO [W]					PERDIDAS CON CARGA [W]				
	ANTIGUOS 1970-1975	ECUATRAN 1995	INATRA 1995	A.B.B 1995	SIEMENS 1995	ANTIGUOS 1970-1979	ECUATRAN 1995	INATRA 1995	A.B.B 1995	SIEMENS 1995
30	199	175.46	216	122	160	720	535.76	754	570	595
45	320		282		215	690		918		855
50	216	202.95		170		1060	1051.41		880	
75	516	248.62	415	207	315	1734	1537.47	1285	1172	1265
90		299.75					1583.67			
100	291	295.73		231		2370	1957.51		1592	
112.5	360	397.6	539	243	440	1480	1416.83	1761	1832	1760
125	369	352.8	540	254		2330	2068.1	1670	2071	
160	436	403.67	671		540	3170	2949.34	2209		2285
200		511.6					3381.89			

### ANEXO III

#### EVOLUCION DE LAS PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DITRIBUCION MAS ANTIGUOS INTERNACIONALES.

Las pérdidas de estos transformadores constan en la referencia (32), las mismas que son valores promedios de industrias extranjeras tales como: General Electric, Westinghouse, Mc Graw Edison, Kuhlman, Wagner, etc. en estos datos se ve como ha evolucionado las pérdidas durante los años.

	10 KVA	15 KVA	25 KVA	37.5 KVA	50 KVA
Pérdidas sin carga (W)					
1954	71	96	140	189	234
1955	70	95	138	186	230
1956	69	93	136	184	227
1957	68	92	134	181	224
1958	67	90	132	178	220
1959	66	89	130	176	217
1960	65	87	127	171	212
1961	62	84	123	166	205
1962	62	84	122	165	203
1963	61	83	121	163	202
1964	60	82	119	161	199
1965	60	81	118	159	197
1966	60	82	119	161	199
1967	60	81	118	159	197
1968	59	80	117	158	195
1969	59	79	116	157	194
1970	58	79	115	155	192
1971	58	78	114	154	190

	Pérdidas con carga (W)				
1954	185	251	367	498	619
1955	268	248	363	492	612
1956	181	245	359	487	605
1957	179	242	355	481	599
1958	177	239	350	475	590
1959	175	236	346	469	583
1960	173	234	343	465	578
1961	171	232	339	460	572
1962	167	226	331	449	558
1963	164	221	324	439	546
1964	160	216	316	428	533
1965	156	211	309	419	521
1966	135	183	268	363	451
1967	137	185	271	367	457
1968	138	187	274	372	462
1969	139	189	276	374	465
1970	141	191	279	378	470
1971	142	193	282	382	475



la E.E.Q.S.A, pero no se tiene los datos de pérdidas en vacío y pérdidas con carga ni el año de instalación. Mediante el uso de un teodolito se ha logrado tener los datos de fabricación de algunos transformadores, que se usará en los cálculos como el año en que ha sido instalado el transformador.

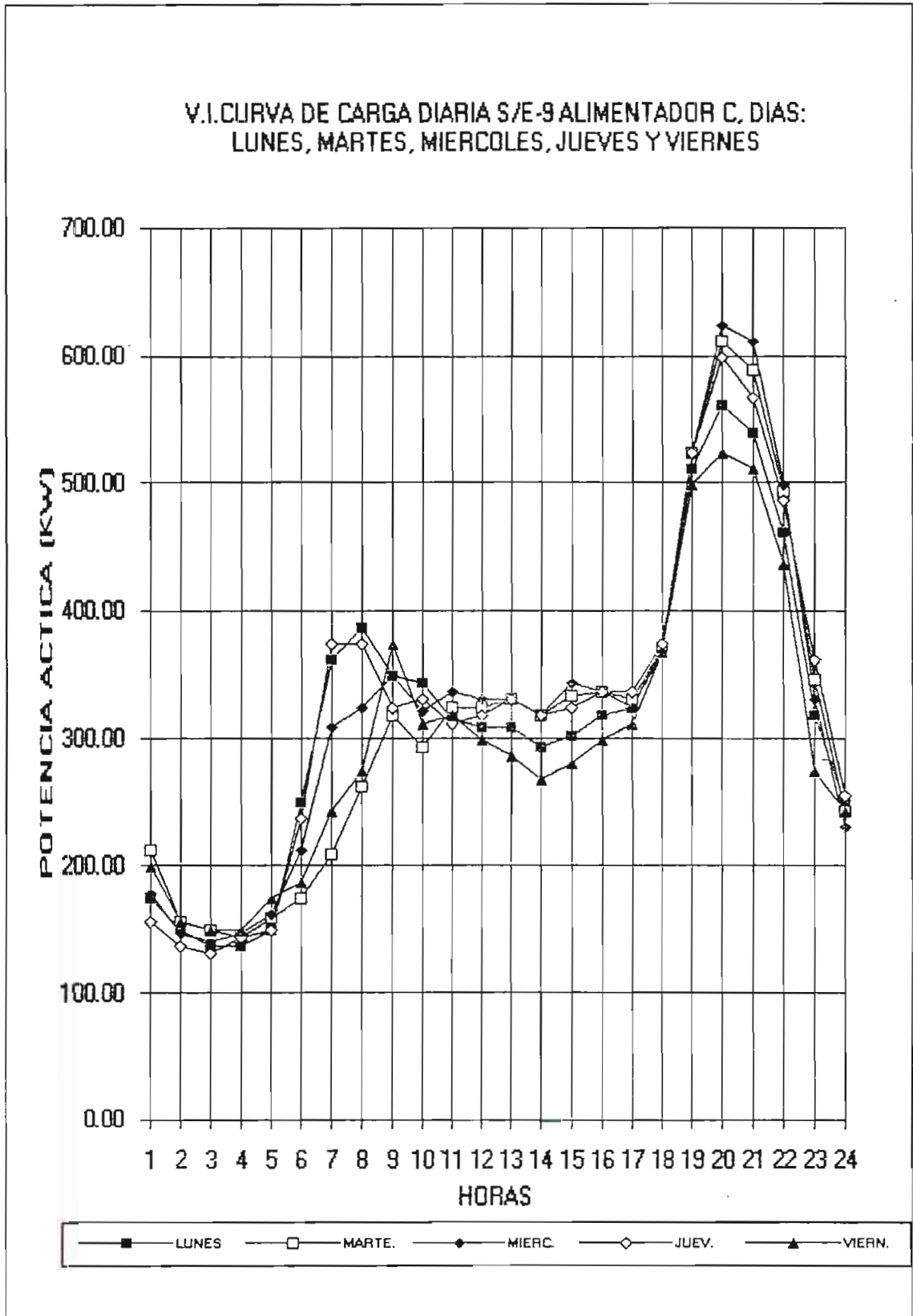
## ANEXO V

DATOS DE LAS CURVAS DE CARGA DIARIAS  
S/E-9 ALIMENTADOR C (6)  
DÍAS DEL MES DE NOVIEMBRE/93

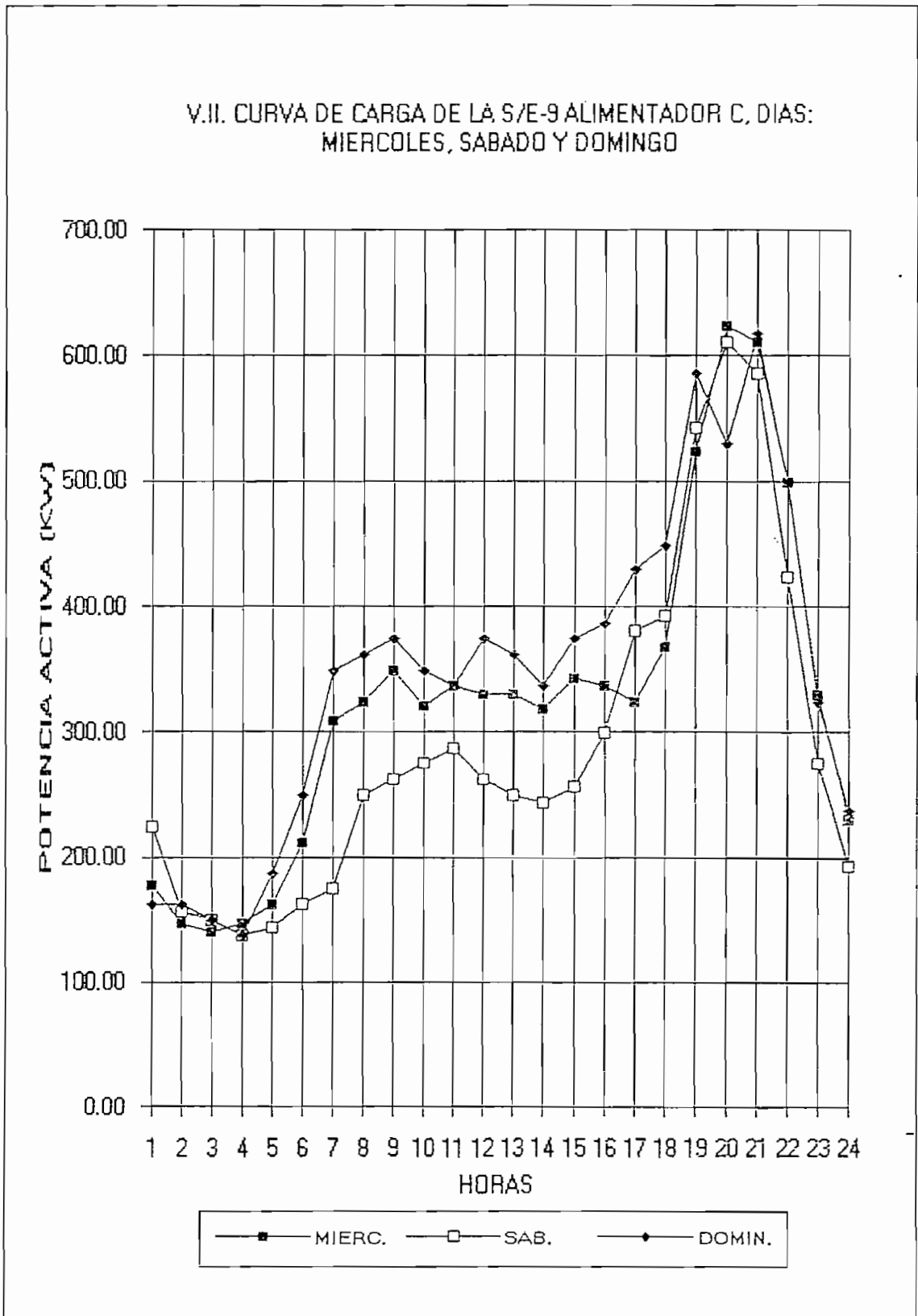
POTENCIA ACTIVA (KW)

VOLTAJE 6.3 KV.

HOR.	LUNES	MARTE.	MIERC.	JUEV.	VIERN.	SAB.	DOMIN.
1	174.56	211.97	177.68	155.86	199.50	224.44	162.09
2	149.62	155.86	146.51	137.15	155.86	155.86	162.09
3	137.15	149.62	140.27	130.92	149.62	149.62	149.62
4	137.17	143.39	146.51	143.39	149.62	137.15	137.15
5	149.62	158.98	162.09	149.62	174.56	143.39	187.03
6	249.38	174.56	211.97	236.91	187.03	162.09	249.38
7	361.60	208.83	308.60	374.07	243.14	174.56	349.30
8	386.54	261.84	324.19	374.07	274.31	249.38	361.60
9	349.13	317.96	349.13	324.19	374.07	261.84	374.07
10	342.89	293.02	321.07	330.42	311.72	274.31	349.30
11	314.84	324.19	336.66	311.72	317.96	286.78	336.66
12	308.60	324.19	330.42	317.96	299.25	261.84	374.07
13	308.60	330.42	330.42	330.42	286.78	249.38	361.60
14	293.02	317.96	317.96	317.96	268.08	243.14	336.66
15	302.37	333.54	342.89	324.19	280.55	255.61	374.07
16	317.96	336.65	336.66	336.66	299.25	299.25	386.54
17	324.19	330.42	324.19	336.66	311.72	380.30	430.18
18	370.95	370.95	367.83	374.07	367.83	392.77	448.88
19	511.23	523.69	523.69	523.69	498.76	542.40	586.04
20	561.10	610.98	623.45	598.51	523.69	610.98	529.68
21	539.28	589.16	610.98	567.34	511.23	586.04	617.21
22	461.35	492.52	498.76	486.29	436.41	423.94	498.76
23	317.96	346.01	330.42	361.50	274.31	274.31	324.19
24	249.38	243.14	230.67	255.61	243.14	193.27	236.91



V.II. CURVA DE CARGA DE LA S/E-9 ALIMENTADOR C, DIAS: MIERCOLES, SABADO Y DOMINGO



## ANEXO VI

VI.1 DATOS DE LA CURVA DE CARGA  
DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION DE 75 KVA  
UBICADO EN SAN CARLOS (22)

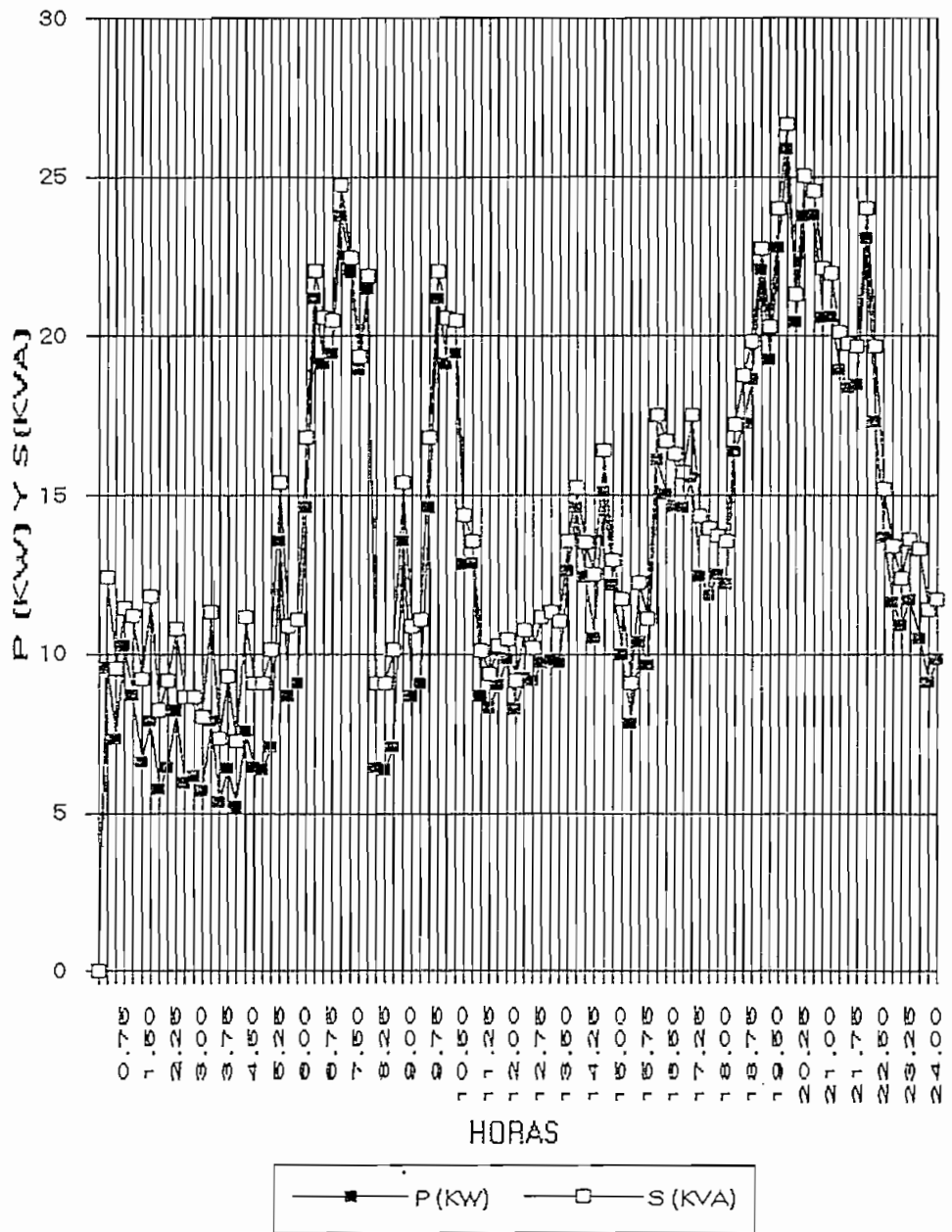
AÑO 1994

HORA	P (KW)	POT.(p.u)	S (KVA)	E (KWH)
0.25	9.57	0.77	12.43	2.39
0.50	7.35	0.77	9.55	1.84
0.75	10.30	0.90	11.44	2.58
1.00	8.75	0.78	11.22	2.19
1.25	6.63	0.72	9.21	1.66
1.50	7.93	0.67	11.84	1.98
1.75	5.77	0.70	8.24	1.44
2.00	6.44	0.70	9.20	1.61
2.25	8.23	0.76	10.83	2.06
2.50	5.96	0.69	8.64	1.49
2.75	6.15	0.71	8.66	1.54
3.00	5.70	0.71	8.03	1.43
3.25	7.93	0.70	11.33	1.98
3.50	5.37	0.73	7.36	1.34
3.75	6.43	0.69	9.32	1.61
4.00	5.24	0.72	7.28	1.31
4.25	7.60	0.68	11.18	1.90
4.50	6.47	0.71	9.11	1.62
4.75	6.38	0.70	9.11	1.60
5.00	7.12	0.70	10.17	1.78
5.25	13.57	0.88	15.42	3.39
5.50	8.70	0.80	10.88	2.18
5.75	9.11	0.82	11.11	2.28
6.00	14.66	0.87	16.85	3.67
6.25	21.19	0.96	22.07	5.30
6.50	19.16	0.93	20.60	4.79
6.75	19.49	0.95	20.52	4.87
7.00	23.76	0.96	24.75	5.94
7.25	22.00	0.98	22.45	5.50
7.50	18.97	0.98	19.36	4.74
7.75	21.47	0.98	21.91	5.37
8.00	6.47	0.71	9.11	1.62
8.25	6.38	0.70	9.11	1.60
8.50	7.12	0.70	10.17	1.78
8.75	13.57	0.88	15.42	3.39
9.00	8.70	0.80	10.88	2.18

HORA	P (KW)	POT.(p.u)	S (KVA)	E (KWH)
9.25	9.11	0.82	11.11	2.28
9.50	14.66	0.87	16.85	3.67
9.75	21.19	0.96	22.07	5.30
10.00	19.16	0.93	20.60	4.79
10.25	19.49	0.95	20.52	4.87
10.50	12.83	0.89	14.42	3.21
10.75	12.90	0.95	13.58	3.23
11.00	8.70	0.86	10.12	2.18
11.25	8.34	0.89	9.37	2.09
11.50	9.05	0.88	10.28	2.26
11.75	9.86	0.94	10.49	2.47
12.00	8.28	0.90	9.20	2.07
12.25	9.27	0.86	10.78	2.32
12.50	9.19	0.90	10.21	2.30
12.75	9.74	0.87	11.20	2.44
13.00	9.85	0.87	11.32	2.46
13.25	9.74	0.88	11.07	2.44
13.50	12.64	0.93	13.59	3.16
13.75	14.63	0.96	15.24	3.66
14.00	12.45	0.92	13.53	3.11
14.25	10.51	0.84	12.51	2.63
14.50	15.13	0.92	16.45	3.78
14.75	12.20	0.94	12.98	3.05
15.00	9.99	0.85	11.75	2.50
15.25	7.82	0.86	9.09	1.96
15.50	10.42	0.85	12.26	2.61
15.75	9.69	0.87	11.14	2.42
16.00	16.15	0.92	17.55	4.04
16.25	15.06	0.90	16.73	3.77
16.50	14.67	0.90	16.30	3.67
16.75	14.63	0.93	15.73	3.66
17.00	15.59	0.89	17.52	3.90
17.25	12.50	0.87	14.37	3.13
17.50	11.88	0.85	13.98	2.97
17.75	12.52	0.91	13.76	3.13
18.00	12.23	0.90	13.59	3.06
18.25	16.39	0.95	17.25	4.10
18.50	17.28	0.92	18.78	4.32
18.75	18.67	0.94	19.86	4.67
19.00	22.08	0.97	22.76	5.52
19.25	19.28	0.95	20.29	4.82
19.50	22.81	0.95	24.01	5.70
19.75	25.97	0.97	26.67	6.47
20.00	20.47	0.96	21.32	5.12

HORA	P (KW)	F. POT.(p.u)	S (KVA)	E (KWH)
20.25	23.78	0.95	25.03	5.95
20.50	23.79	0.97	24.53	5.95
20.75	20.59	0.93	22.14	5.15
21.00	20.65	0.94	21.97	5.16
21.25	18.95	0.94	20.16	4.74
21.50	18.41	0.93	19.80	4.60
21.75	18.50	0.94	19.68	4.63
22.00	23.06	0.96	24.02	5.77
22.25	17.32	0.88	19.68	4.33
22.50	13.70	0.90	15.22	3.43
22.75	11.67	0.87	13.41	2.92
23.00	10.92	0.88	12.41	2.73
23.25	11.73	0.86	13.64	2.93
23.50	10.53	0.79	13.33	2.63
23.75	9.14	0.80	11.43	2.29
24.00	9.88	0.84	11.76	2.47

VI.II. CURVA DE CARGA DIARIA DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION DE 75 KVA





## ANEXO VII

### VII.I. MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 30 KVA HASTA 125 KVA DE ACUERDO A LA E.E.Q.S.A. 1995 (26)

#### A. MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P.UNITARIO	COSTO(S/.)
SUMAN:				0.00

#### B. MANO DE OBRA

TRABAJADORES	No.	JOR. NOR	F.S.R.	J. REAL H	H.HOMBRE	COSTO(S/.)
Ingeniero	1	60000	2.184	16380.00	2.67	43734.60
Capataz	1	15000	2.707	5075.68	2.67	13551.92
Chofer	1	8300	3.200	3320.00	2.67	8864.40
Liniero	3	6700	3.604	3018.35	8.00	24146.80
Ayudante Liniero	3	4700	4.030	2367.63	8.00	18941.00
SUMAN:						109238.72

#### C. EQUIPO Y MAQUINARIA

DESCRIPCION	No.	COSTO/H	HORAS EQUIPO	COSTO(S/.)
Herramientas menores	5	1000	13.33	13330.00
Voltímetro	1	600	2.67	1602.00
SUMAN:				14932.00

#### D. TRANSPORTE

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO/H	HORAS VEHICU	COSTO(S/.)
Camioneta F350	1	10500	2.67	28035.00
Camioneta 1 ton.	1	7500	2.67	20025.00
Grúa	1	50000	2.67	133500.00
SUMAN:				181560.00

No.	RESUMEN	COSTO (S/.)	%
A	MATERIALES	0.00	
B	MANO DE OBRA	109238.72	25.52
C	EQUIPO Y MAQUINARIA	14932.00	3.49
D	TRANSPORTE	181560.00	42.42
E	COSTO DIRECTO (A+B+C+D)	305730.72	
F	ADMINISTRACION E IMPREVISTOS 25%(A+B+C+D)	76432.68	17.86
G	UTILIDAD 15%(A+B+C+D)	45859.61	10.71
H	COSTO UNITARIO TOTAL (E+F+G)	428023.01	100.00

VII.II. MONTAJE DE TRANSFORMADOR MONOFASICO  
DE 5 KVA HASTA 50 KVA DE ACUERDO A LA E.E.Q.S.A. 1995 (26)

## A. MATERIALES

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P.UNITARIO	COSTO(S/.)
SUMAN:				0.00

## B. MANO DE OBRA

TRABAJADORES	No.	JOR. NOR	F.S.R.	J. REAL H	H.HOMBRE	COSTO(S/.)
Ingeniero	1	60000	2.184	16380.00	2.00	32760.00
Capataz	1	15000	2.707	5075.63	2.00	10151.26
Chofer	1	8300	3.200	3320.00	2.00	6640.00
Liniero	3	6700	3.604	3018.35	6.00	18110.10
Ayudante Liniero	3	4700	4.030	2367.63	6.00	14205.75
Peón	1	3300	4.813	1985.36	2.00	3970.73
SUMAN:						85837.83

## C. EQUIPO Y MAQUINARIA

DESCRIPCION	No.	COSTO/H	HORAS EQUIPO	COSTO(S/.)
Herramientas menores	10	1000	20.00	20000.00
Voltímetro	1	600	2.00	1200.00
SUMAN:				21200.00

## D. TRANSPORTE

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO/H	HORAS VEHICU	COSTO(S/.)
Camioneta F350	1	10500	2	21000.00
Camioneta 1 ton.	1	7500	2	15000.00
SUMAN:				36000.00

No.	RESUMEN	COSTO (S/.)	%
A	MATERIALES	0.00	
B	MANO DE OBRA	85837.83	42.86
C	EQUIPO Y MAQUINARIA	21200.00	10.59
D	TRANSPORTE	36000.00	17.98
E	COSTO DIRECTO (A+B+C+D)	143037.83	
F	ADMINISTRACION E IMPREVISTOS 25%(A+B+C+D)	35759.46	17.86
G	UTILIDAD 15%(A+B+C+D)	21455.67	10.71
H	COSTO UNITARIO TOTAL (E+F+G)	200252.96	100.00

## ANEXO VIII

### I.EFECTO DE LA VARIACION DE PARAMETROS EN UN TRANSFORMADOR TRIFASICO.

- Se considera la demanda= 80%Pn

#### I.a.VARIACION ANUAL DE LA DEMANDA (Ti)

I.a.1. Transformador trifásico antiguo instalado en 1972 de 75 KVA.

Ti	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
3%	10086478.23	6739934.74	16826412.97	1682115.84	487133.53	18995662.33
4%	10086478.23	7415339.41	17501817.63	1748518.74	487133.53	19737469.90
5%	10086478.23	8169380.29	18255858.52	1818008.15	487133.53	20561000.20
6%	10086478.23	9011276.04	19097754.27	1890721.69	487133.53	21475609.48
7%	10086478.23	9951289.23	20037767.45	1966802.37	487133.53	22491703.35

I.a.2. Transformador trifásico nuevo A.B.B de 1995 de 75 KVA.

Ti	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
3%	4046319.75	4555480.69	8601800.44	1345692.67	162377.84	5063283.05	15173154.00
4%	4046319.75	5011982.57	9058302.33	1398814.99	162377.84	5063283.05	15682778.21
5%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1454406.52	162377.84	5063283.05	16248021.37
6%	4046319.75	6090666.39	10136986.14	1512577.35	162377.84	5063283.05	16875224.38
7%	4046319.75	6726015.56	10772335.31	1114554.72	162377.84	5063283.05	17112550.92

#### I.b.VARIACION DE LA TASA DE DESCUENTO (I).

I.b.1.Transformador trifásico antiguo instalado en 1972 de 75 KVA.

I	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
8%	10989315.20	8982662.79	19971978.00	1962484.83	518792.79	22453255.61
10%	10086478.23	6739934.74	16826412.97	1818008.15	487133.53	19131554.64
12%	9291795.05	7457040.18	16748835.23	1690251.98	458890.49	18897977.70

I.b.2.Transformador trifásico nuevo A.B.B de 1995 de-75 KVA.

I	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
8%	4408504.35	6071326.87	10479831.23	1569987.86	172930.93	5307021.76	17529771.78
10%	4046319.75	4555480.69	8601800.44	1454406.52	162377.84	5063283.05	15281867.85
12%	3727522.43	5040167.87	8767690.30	1352201.59	152963.50	4849221.30	15122076.69

## I.c.VARIACION ANUAL DEL COSTO DE ENERGIA (E).

I.c.1.Transformador trifásico antiguo instalado en 1972 de 75 KVA.

E	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
2%	11065214.38	9051210.22	20116424.60	1974601.30	487133.53	22578159.43
4%	12146507.52	10030471.36	22176978.88	2146773.09	487133.53	24810685.49
6%	13340286.02	11116908.76	24457194.78	2335989.44	487133.53	27280317.74
8%	14657306.27	12321098.54	26978404.81	2543836.43	487133.53	30009374.76

I.c.2.Transformador trifásico nuevo A.B.B de 1995 de 75 KVA.

E	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
2%	4438952.28	6117657.66	10556609.94	1579681.04	162377.84	5063283.05	17361951.87
4%	4872726.85	6779534.28	11652261.13	1717418.47	162377.84	5063283.05	18595340.49
6%	5351626.37	7513850.67	12865477.04	1868791.55	162377.84	5063283.05	19959929.48
8%	5879965.89	8327755.18	14207721.07	2035069.14	162377.84	5063283.05	21468451.10

I.d.VARIACION DEL COSTO ANUAL CON LAS FALLAS /AÑO (f),  $\lambda = 0.045$  FALLAS/AÑO

I.d.1.Transformador trifásico antiguo instalado en 1972 de 75 KVA.

f	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
100%	10086478.23	8169380.29	18255858.52	1818008.15	487133.53	20561000.20

I.d.2.Transformador trifásico nuevo A.B.B de 1995 de 75 KVA.

f	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconl(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
70%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1018084.57	162377.84	5063283.05	15811699.41
75%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1090804.89	162377.84	5063283.05	15884419.73
80%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1163525.22	162377.84	5063283.05	15957140.06
85%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1236245.54	162377.84	5063283.05	16029860.39
90%	4046319.75	5521634.20	9567953.95	1308965.87	162377.84	5063283.05	16102580.71

## II.EFECTO DE LA VARIACION DE PARAMETROS EN UN TRANSFORMADOR MONOFASICO.

- Se considera la demanda= 80%Pn

## II.a.VARIACION ANUAL DE LA DEMANDA (Ti)

II.a.1. Transformador monofásico antiguo instalado en 1972 de 15 KVA.

Ti	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
3%	1954743.84	1383746.69	3338490.54	336423.17	487133.53	4162047.23
4%	1954743.84	1522411.09	3477154.93	349703.75	487133.53	4313992.21
5%	1954743.84	1677219.94	3631963.79	363601.63	487133.53	4482698.94
6%	1954743.84	1850065.90	3804809.74	378144.34	487133.53	4670087.61
7%	1954743.84	2043055.92	3997799.76	393360.47	487133.53	4878293.76

II.a.2. Transformador monofásico nuevo SIEMENS de 1995 de 15 KVA.

Ti	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
3%	1661532.27	583039.34	2244571.60	269138.53	162377.84	1612785.40	4288873.38
4%	1661532.27	641465.35	2302997.61	279763.00	162377.84	1612785.40	4357923.95
5%	1661532.27	706693.80	2368226.06	290881.30	162377.84	1612785.40	4434270.61
6%	1661532.27	779522.15	2441054.41	302515.47	162377.84	1612785.40	4518733.13
7%	1661532.27	860838.17	2522370.43	322910.94	162377.84	1612785.40	4520444.62

## II.b.VARIACION DE LA TASA DE DESCUENTO (I).

II.b.1. Transformador monofásico antiguo instalado en 1972 de 15 KVÁ.

I	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
8%	2129712.25	1844191.44	3973903.69	392496.97	518792.79	4885193.44
10%	1954743.84	1677219.94	3631963.79	363601.63	487133.53	4482698.94
12%	1800735.48	1530972.49	3331707.97	338050.40	458890.49	4128648.86

II.b.2. Transformador monofásico nuevo SIEMENS de 1995 de 15 KVA.

I	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpl(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
8%	1810255.41	777046.95	2587302.37	313997.57	172930.93	1693664.70	4767895.57
10%	1661532.27	706693.80	2368226.06	290881.30	162377.84	1612785.13	4434270.34
12%	1530625.15	645072.68	2175697.83	270440.32	152963.50	1541958.30	4141059.95

## II.c.VARIACION ANUAL DEL COSTO DE ENERGIA (E).

II.c.1.Transformador monofásico antiguo instalado en 1972 de 15 KVA.

E	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
2%	2144421.39	1858264.61	4002686.00	394920.26	487133.53	4884739.79
4%	2353974.32	2059312.46	4413286.78	429354.62	487133.53	5329774.93
6%	2585326.75	2282364.20	4867690.94	467197.89	487133.53	5822022.36
8%	2840563.23	2529591.17	5370154.40	508767.29	487133.53	6366055.21

II.c.2.Transformador monofásico nuevo SIEMENS de 1995 de 15 KVA.

E	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
2%	1822758.18	782976.66	2605734.85	315936.21	162377.84	1612785.10	4696834.00
4%	2000878.18	867687.83	2868566.01	343483.69	162377.84	1612785.10	4987212.65
6%	2197527.74	961670.31	3159198.04	373758.31	162377.84	1612785.10	5308119.30
8%	2414478.75	1065838.97	3480317.72	407013.83	162377.84	1612785.10	5662494.49

II.d.VARIACION DEL COSTO ANUAL CON LAS FALLAS /AÑO (f),  $\lambda = 0.045$  FALLAS/AÑO

II.d.1.Transformador monofásico antiguo instalado en 1972 de 15 KVA.

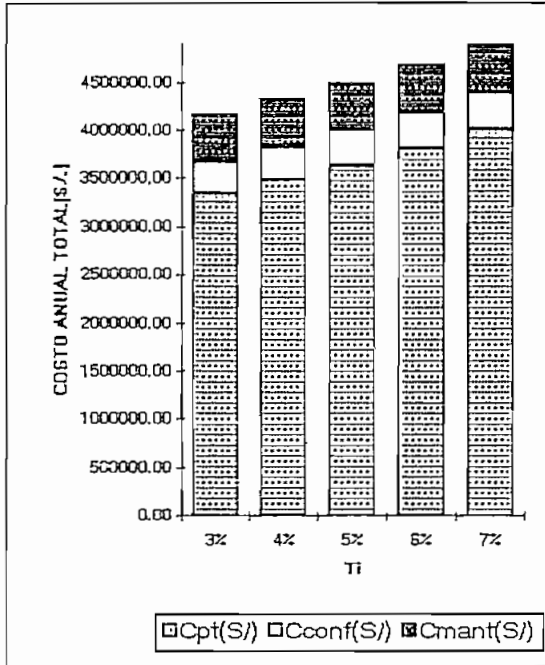
f	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	CAtotal(S/)
100%	1954743.84	1677219.94	3631963.79	363601.63	487133.53	4482698.94

II.d.2.Transformador monofásico nuevo SIEMENS de 1995 de 15 KVA.

f	CPSC(S/)	CPCC(S/)	Cpt(S/)	Cconf(S/)	Cmant(S/)	Creemp(S/)	CAtotal(S/)
70%	1661532.27	706693.80	2368226.06	203616.91	162377.84	1612785.10	4347005.92
75%	1661532.27	706693.80	2368226.06	218160.98	162377.84	1612785.10	4361549.98
80%	1661532.27	706693.80	2368226.06	232705.04	162377.84	1612785.10	4376094.05
85%	1661532.27	706693.80	2368226.06	247249.11	162377.84	1612785.10	4390638.11
90%	1661532.27	706693.80	2368226.06	261793.17	162377.84	1612785.10	4405182.18

FIG. VIII.1. Variación del costo anual con el crecimiento de la demanda ( $T_i$ )  
 Demanda inicial = 80% $P_n$ .  $P_n = 15$  KVA.

a) Transformador Antiguo 1972



b) Transformador Nuevo SIEMENS 1995

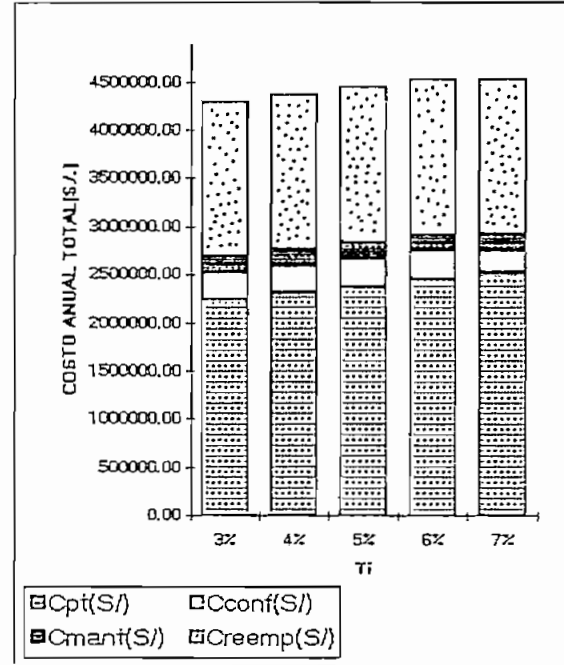
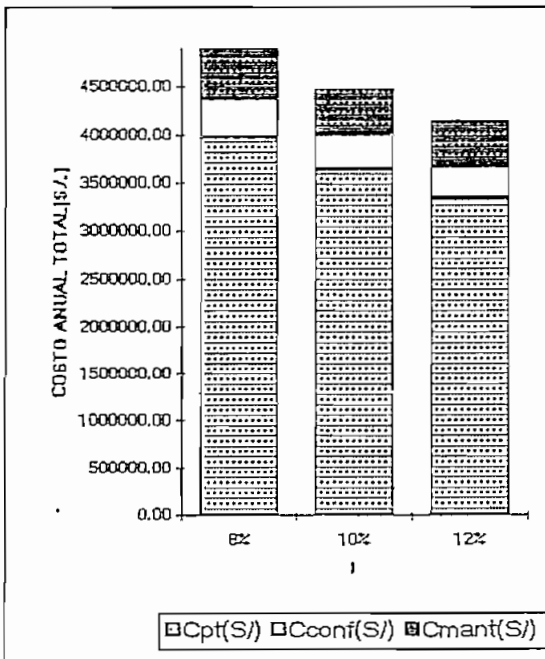


FIG. VIII.2. Variación del costo anual con la tasa de descuento ( $I$ ).  
 Demanda = 80% $P_n$ .  $P_n = 15$  KVA

a) Transformador Antiguo 1972



b) Transformador Nuevo SIEMENS 1995

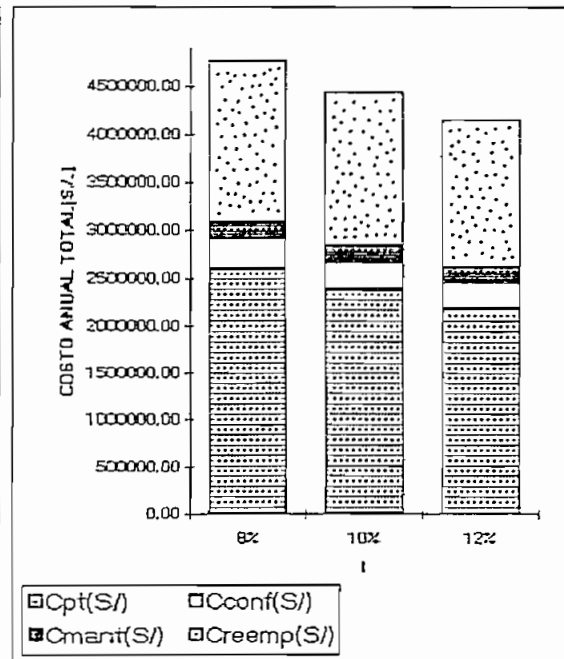


FIG. VIII.3. Variación del costo anual, con el aumento del costo de energía  
 Demanda = 80%Pn. Pn = 15 KVA.

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo SIEMENS 1995

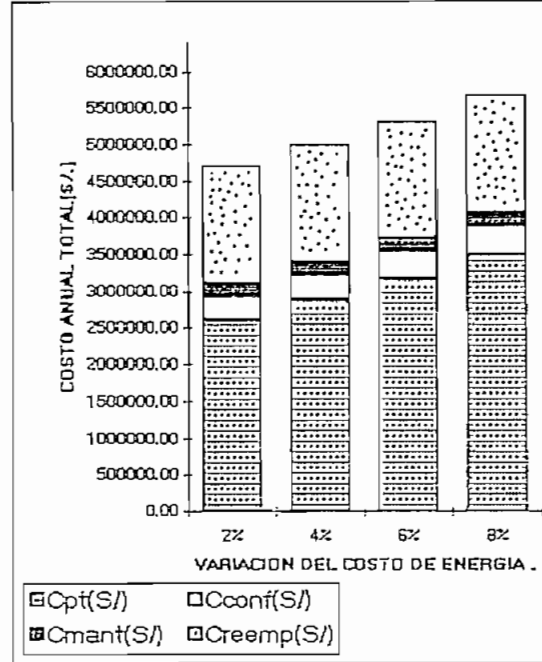
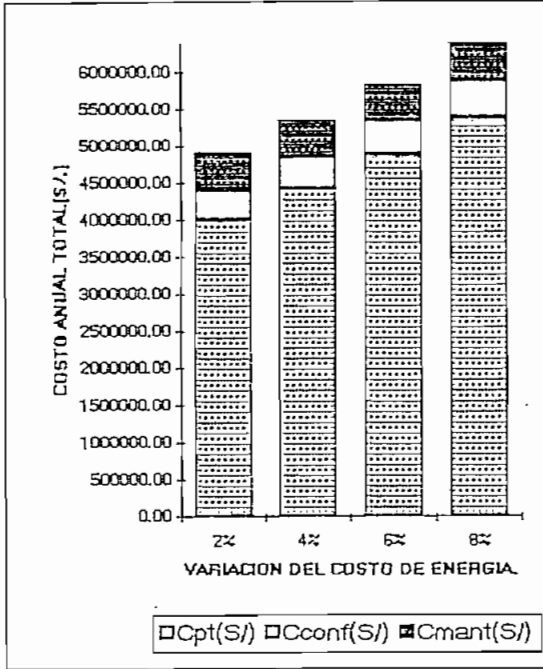
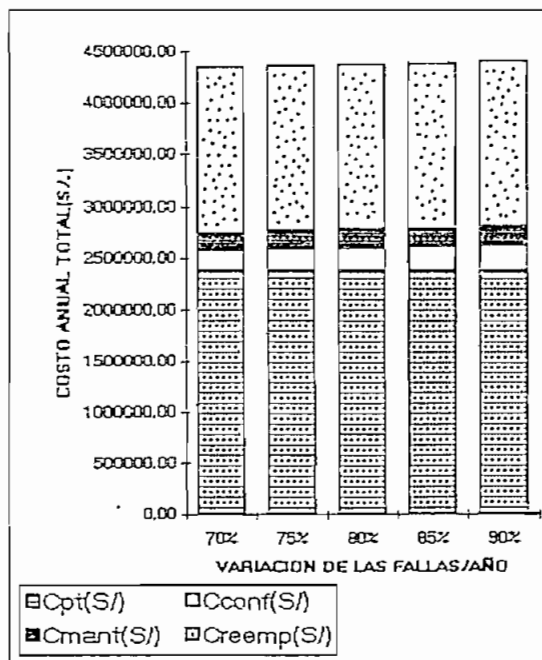
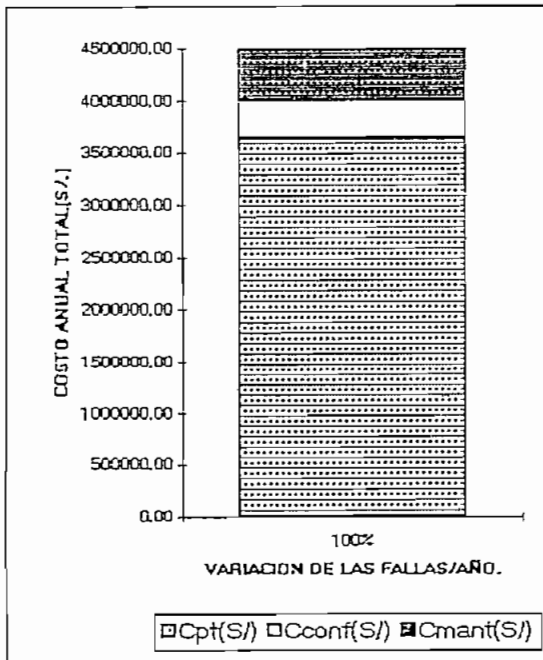


FIG. VIII.4. Variación del costo anual, con el cambio de las fallas por año. (  $\lambda$  )  
 Demanda = 80%Pn. Pn = 15 KVA.

a) Transformador Antiguo 1972

b) Transformador Nuevo SIEMENS 1995





## BIBLIOGRAFIA .

- 1.- Enriquez Harper, "Transformadores y Motores Trifásicos de Inducción", Editorial Limusa S.A, México, 1980.
- 2.- FITZGERALD A.E, "Máquinas Eléctricas", Quinta edición, Mc Graw-Hill, México, 1992.
- 3.- ECUATRAN S.A, "Transformadores monofásicos y trifásicos de distribución". Ambato, Ecuador, 1995.
- 4.- Kosow Irving, "Máquinas Eléctricas y Transformadores", Prentice-Hall, Inc, New York, U.S.A, 1986.
- 5.- OLADE, "Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas", Vol 1 y Vol 2, Diciembre 1993.
- 6.- Grijalva Silva Carlos, "Pérdidas en Sistemas Eléctricos de Distribución aplicación al sistema Quito", Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, 1994.
- 7.- EEQSA, "Normas para sistemas de Distribución". Quito, Edición 1978.
- 8.- Orejuela Luna Víctor, "Distribución I", EPN, Quito, 1984.
- 9.- Banco Mundial. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, "Programa de la eficiencia del sector eléctrico. Reducción de Pérdidas en la Distribución de la Electricidad", República del Ecuador, Quito, 1992.
- 10.- Mena Pachano Alfredo, "Confiabilidad de Sistemas de Potencia", EPN, Quito, 1983.
- 11.- Velez Ortega Claudio, "Evaluación del Seccionamiento en redes de Distribución mediante índices de confiabilidad y costos", Tesis de grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, 1994.
- 12.- J.B. Scofield, "Selection of Distribution Transformer Efficiency characteristics Based on Total Levelized Annual Costs", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol PAS-101, N.7, U.S.A, Julio 1982, pp. 2236-2241.
- 13.- Molina Espinosa Fabián, "Administración de carga en transformadores de Distribución", Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, EPN, Quito, 1983.

- 14.- ICONTEC, "Normas Técnicas Colombianas de Transformadores Eléctricos", Colombia, 1984.
- 15.- Nickel D.L., "Distribution Transformer Loss Evaluation: II-Load characteristics and systems Cost parameters", IEEE Transactions on power Apparatus and Systems, VOL PAS-100, N.2, U.S.A, February 1981, pp.798-811.
- 16.- Westinghouse, "Replacement Economics For Distribution Transformers", U.S.A, Abril 1985.
- 17.- De Garño Paul, "Ingeniería Económica", Cuarta Edición, Editorial Continental S.A, México, 1982.
- 18.- Vega Celio, "Ingeniería Económica", Primera Edición, Quito, 1983.
- 19.- Ros W. J. "Technique for determining Early Retirement of Distribution Transformers", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N.10, U.S.A, October 1984, pp. 3133-3137.
- 20.- D. L. Nickel, "Distribution Transformer Loss Evaluation. I.- Proposed Techiques", IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, Vol. PAS-100, N.2, U.S.A, February 1981, pp. 788-795.
- 21.- EEQSA, "Laboratorio de Transformadores", Quito, 1995.
- 22.- EEQSA, "Departamento de Sistemas de Distribución", Quito, 1995.
- 23.- Westinghouse, "Electric Engineering Reference Book: Distribution Systems", Pitsburg, U.S.A. 1965.
- 24.- INECEL, "Departamento de Planificación de Sistemas de Distribución", Quito, 1995.
- 25.- EEQSA - Dirección de Distribución, "Evaluación de pérdidas en Transformadores de Distribución", Quito, 1996.
- 26.- Convenio E.P.N - E.E.Q.S.A, "Costo social de la restricción de la energía eléctrica y aplicación a la confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S. A", Quito, Febrero, 1993.
- 27.- Allan R. N, "Modelling and evaluating the reliability of Distribution Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and systems, Vol. PAS-98, N.6, U.S.A, Nov/Dec, 1979, pp. 2181-2188.

- 28.- EEQSA, "Departamento de Fiscalización de Redes Eléctricas", Quito, 1995.
- 29.- INATRA, "Industria Andina de Transformadores Cia. Ltda.", Guayaquil, 1995.
- 30.- ABB, "Transformadores Distribución y Potencia Productos Eléctricos S.A.", Colombia, 1995.
- 31.- SIEMENS, "Transformadores De Potencia y Distribución.", Colombia, 1995.
- 32.- Ward J Daniel, "An analysis of Loss measurements on older Distribution Transformers", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, N.8, U.S.A, August 1984, pp. 2254-2261.