



UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

**“PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE
CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA
EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL, SECTOR CDLA.
BOLIVARIANA”**

AUTORES:

LOOR ZAMBRANO MICHAEL BYRON

VALLADARES MERA ALEX RICARDO

DIRECTOR:

ING. GUZMÁN KURE ORLY

GUAYAQUIL-ECUADOR

2011-2012

DECLARATORIA.

Nosotros Loor Zambrano Michael ByronyValladares Mera Alex Ricardo, autores del presente trabajo titulado: “PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELECTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL”, declaramos que los conceptos desarrollados, análisis realizados, y conclusiones del presente trabajo, son de nuestra exclusiva responsabilidad y el patrimonio intelectual de la misma a la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA.

Guayaquil, Agosto del 2012

f) _____
Valladares Mera Alex Ricardo

f) _____
Loor Zambrano Michael Byron

Ingeniero ORLY GUZMAN KURE

Director de Tesis

CERTIFICA:

Que la tesis titulada: “PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELECTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL, SECTOR CDLA. BOLIVARIANA”, desarrollada por los estudiantes Valladares Mera Alex Ricardo y Loor Zambrano Michael Byron ha sido revisada y asesorada de acuerdo a los lineamientos establecidos en el protocolo inicial y al cronograma definido, por lo que después de reunir todos los requisitos estipulados en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad, autorizo su presentación para fines legales consiguientes.

Guayaquil, Agosto del 2012

Ing. Orly Guzmán Kure

AGRADECIMIENTO

Los agradecimientos están dirigidos a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización exitosa de esta investigación, principalmente se agradece a la EMPRESA ELECTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL por facilitarnos recursos para poder realizar esta investigación a su Gerente General Ing. Alberto Tama Franco, al Ing. LonnieLascano Gerente del Departamento de Control de Calidad y Estadística y todo su departamento que han sido de gran ayuda para la realización de nuestra tesis.

Agradecemos a nuestro gran docente y director de tesis Ing. Orly Guzmán Kure de la Universidad Politécnica Salesiana por los conocimientos compartidos y enseñados para nuestro desarrollo profesional.

Los Autores

DEDICATORIA:

A mis padres, porque creyeron en mí y porque me sacaron adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

A mis hermanos, tíos, primos, abuelos y amigos.

MICHAEL

DEDICATORIA:

La presente tesis se la dedico a mi familia que gracias a sus consejos y palabras de aliento crecí como persona. A mis padres y hermanos por su apoyo, confianza y amor. Gracias por ayudarme a cumplir mis objetivos como persona y estudiante. A mi padre por brindarme los recursos necesarios y estar a mi lado apoyándome y aconsejándome siempre. A mi madre por hacer de mí una mejor persona a través de sus consejos, enseñanzas y amor.

ALEX

RESUMEN

El presente estudio, está organizado en seis capítulos, que se detallan a continuación:

Capítulo 1:

Consta de todos los conceptos utilizados en la elaboración de nuestra tesis.

Capítulo 2:

Determina los fenómenos y tendencias que causan las pérdidas de energía en los transformadores de distribución monofásicos.

Capítulo 3:

Explica la metodología que se lleva a cabo en la sustentación del proyecto.

Capítulo 4:

Realiza el estudio de los resultados obtenidos, y los efectos que produce la solución propuesta en comparación con la situación actual.

Capítulo 5:

Presenta la evaluación económica del proyecto, en transformadores y pérdida de energía.

Capitulo 6

Propone los beneficios de la solución propuesta para este proyecto.

INDICE GENERAL

PORTADA.....	I
DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	V
RESUMEN.....	VII
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE.....	IX
INDICE DE CUADROS.....	XIII
INDICE DE GRÁFICOS.....	XVII

INDICE

	PÁG
CAPITULO 1	1
MARCO TEÓRICO	1
1.1 TRANSFORMADOR.....	1
1.2 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.....	2
1.2.1 Transformador de Distribución Monofásico.....	3
1.3 CURVA DE CARGA.....	4
1.3.1 Curva de Carga Residencial.....	4
1.3.2 Curva de Carga Comercial.....	5
1.3.3 Curva de Carga Industrial.....	6
1.4 PARAMETROS DE LA CARGA.....	7
1.4.1 Demanda Máxima.....	8
1.4.2 Carga Conectada.....	9
1.4.3 Capacidad Instalada.....	9
1.4.4 Factor de Demanda.....	9
1.4.5 Factor de Utilización.....	9
1.4.6 Factor de Carga.....	10
1.4.7 Factor de Pérdidas.....	12
1.5 TRANSFORMADOR SUBUTILIZADO.....	21
1.6 EQUIPO REGISTRADOR DE CALIDAD DE ENERGÍA.....	21
1.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	21
1.7.1 Pérdidas Técnicas de Energía.....	22
1.8 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	25
1.9 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS EN LA RED DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL.....	28
1.9.1 Transformador de Distribución Monofásico Convencional Tipo Poste.....	28
1.9.2 Transformador de Distribución Monofásico Autoprotegido Tipo Poste.....	30
1.9.3 Transformador de Distribución Monofásico Tipo Padmounted.....	32

	PÁG
1.10 TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE DATOS.....	33
1.10.1 Estadísticas Descriptivas.....	34
1.10.1.1 Mediana Estadística.....	34
1.10.1.2 Media Aritmética.....	35
1.10.1.3 Desviación Estándar.....	35
1.10.1.4 Varianza.....	35
1.10.1.5 Asimetría.....	37
1.10.1.6 Curtosis.....	38
1.10.1.7 Cuartiles.....	38
CAPITULO 2.....	40
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE	
DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS.....	40
2.1 PÉRDIDAS EN EL HIERRO.....	40
2.1.1 Pérdidas por Histéresis.....	41
2.1.2 Pérdidas por Corrientes Parásitas o Corrientes de Eddy.....	42
2.2 PÉRDIDAS EN EL COBRE.....	47
2.3 PÉRDIDAS TOTALES EN UN TRANSFORMADOR DE	
DISTRIBUCIÓN ANTE VARIACIONES DE CARGA.....	48
2.4 PÉRDIDAS TOTALES AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL	
HIERRO Y REDUCIENDO ALA VEZ LAS DEL COBRE.....	49
2.5 PÉRDIDAS TOTALES AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL	
HIERRO MANTENIENDO LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE	
CONSTANTES ANTE VARIACIÓN DE CARGA.....	50
2.6 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN CARGA ANTE	
CAMBIOS EN LAS PÉRDIDAS TOTALES Y EN CONDICIONES	
NOMINALES.....	52
2.7 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA	
DE LA DEMANDA.....	55

	PÁG
CAPITULO 3.....	58
MARCO METODOLÓGICO.....	58
3.1 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA CARACTERISTICO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL.....	59
3.1.1 Análisis Estadístico del Factor de Carga de los Transformadores de Distribución Monofásicos de Guayaquil.....	72
3.2 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	84
3.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA GUAYAQUIL PARA CARGAS RESIDENCIALES-COMERCIALES.....	93
3.4 ANÁLISIS EN CAMPO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SECTOR DE LA CDLA. BOLIVARIANA...	97
3.4.1 Equipo de Medición Topas 1000.....	100
3.4.2 Determinación del Factor de Uso de los Transformadores de Distribución.....	105
3.5 USO DEL SOFTWARE TOPAS 1000.....	107
CAPITULO 4.....	111
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	111
4.1 DEFINICIÓN DE RESULTADOS.....	112
4.2 ANÁLISIS DEL CAMBIO DE CAPACIDADES INSTALADA EN TRANSFORMADORES SUBUTILIZADOS.....	115
4.3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA SITUACIÓN ACTUAL Y LA SOLUCIÓN PROPUESTA.....	121
CAPITULO 5.....	124
EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	124
5.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN TRANSFORMADORES.....	124
5.2 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES.....	125

	PÁG
5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EQUIPOS.....	127
5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	128
CAPITULO 6.....	133
PROPUESTA.....	133
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	134
BIBLIOGRAFÍA.....	136
ANEXOS.....	137

INDICE DE CUADROS

CAPITULO 1		PÁG
CUADRO 1.1		
CAPACIDADES NOMINALES EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....		3
CUADRO 1.2		
CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....		22
CUADRO 1.3		
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....		24
CUADRO 1.4		
ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.....		27
CAPITULO 3		
CUADRO 3.1		
MUESTRA DEL FACTOR DE CARGA DE 581 TRANSFORMADORES..		61
CUADRO 3.2		
RESUMEN ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL FACTOR DE CARGA.....		81
CUADRO 3.3		
DETALLE DEL CALCULO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL FACTOR DE CARGA CON MINITAB.....		82
CUADRO 3.4		
PÉRDIDAS TÍPICAS DELOS TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN(KWH/AÑO).....		86
CUADRO 3.5		
PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....		87
CUADRO 3.6		
FACTOR DE MULTIPLICACIÓN DEL CUADRO DE PÉRDIDAS TÍPICAS EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA.....		88

	PÁG
CUADRO 3.7	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 5KVA.....	90
CUADRO 3.8	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 10 KVA.....	90
CUADRO 3.9	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 15KVA CON FACTOR DE CARGA DE 0.35.....	91
CUADRO 3.10	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 25KVA CON FACTOR DE CARGA DE 0.35.....	91
CUADRO 3.11	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 37.5KVA.....	92
CUADRO 3.12	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 50KVA.....	92
CUADRO 3.13	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 75KVA.....	93
CUADRO 3.14	
PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE GUAYAQUIL.....	95
CUADRO 3.15	
NORMA EN50160.....	103

CAPITULO 4	PÁG
CUADRO 4.1	
CAMBIO DE CAPACIDAD MEJORANDO FACTOR DE USOY REDUCIENDO PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	116
CUADRO 4.2	
DETERMINACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SUBUTILIZADOS EN EL SECTOR DE LA CDLA. BOLIVARIANA.....	117
CUADRO 4.3	
PORCENTAJE DE TRANSFORMADORES EN RELACIÓN AL FACTOR DE USO MEDIDO.....	118
CUADRO 4.4	
CAMBIO DE CAPACIDAD INSTALADA.....	119
CUADRO 4.5	
FACTOR DE USO ACTUAL PROMEDIO POR CAPACIDAD.....	120
CUADRO 4.6	
FACTOR DE USO PROMEDIO, SOLUCIÓN PROPUESTA CAMBIO DE CAPACIDADES.....	121
CUADRO 4.7	
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA SITUACIÓN ACTUAL VS SOLUCIÓN PROPUESTA.....	122
 CAPITULO 5 	
CUADRO 5.1	
COSTO UNITARIO POR TRANSFOMADOR.....	124
CUADRO 5.2	
VALORES DE DEPRECIACIÓN PARA TRANSFORMADORES.....	125
CUADRO 5.3	
VALORES ACTUALES DE LOS TRANSFORMADORES SECTOR CDLA. BOLIVARIANA.....	126
CUADRO 5.4	
EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EQUIPOS.....	127
CUADRO 5.5	
COSTO DE MANO DE OBRA PARA EL CAMBIO DE CAPACIDADES...	127

	PÁG
CUADRO 5.6	
COSTO UNITARIO DE COMPRA DE ENERGÍA.....	129
CUADRO 5.7	
COSTO DE PÉRDIDAS ACTUALES.....	130
CUADRO 5.8	
COSTO DE PÉRDIDAS OPTIMIZANDO, SOLUCIÓN PROPUESTA.....	131
CUADRO 5.9	
COSTOS DE PÉRDIDAS VALOR PRESENTE.....	132
CUADRO 5.10	
RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO.....	132

INDICE DE GRÁFICOS

CAPITULO 1

	PÁG
GRÁFICO 1.1	
MODELO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR.....	2
GRÁFICO 1.2	
ESQUEMA ELÉCTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO.....	4
GRÁFICO 1.3	
CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL.....	5
GRÁFICO 1.4	
CURVA DE CARGA TIPO COMERCIAL.....	6
GRÁFICO 1.5	
CURVA DE CARGA TIPO INDUSTRIAL.....	7
GRÁFICO 1.6	
REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA ENTRADA DE UNA CARGA SÚBITA.....	8
GRÁFICO 1.7	
DEMANDA MÁXIMA DE UNA CARGA VARIABLE, DEL VALOR DE LA CARGA CONECTADA Y DE LA CAPACIDAD INSTALADA.....	10
GRÁFICO 1.8	
REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA POTENCIA PROMEDIO Y POTENCIA MÁXIMA.....	11
GRÁFICO 1.9	
CICLOS DE CARGA.....	12
GRÁFICO 1.10	
CICLOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	13
GRÁFICO 1.11	
CURVA DE CARGA FACTOR DE PÉRIDAS	14

GRÁFICO 1.12	
CURVA DE FACTOR DE PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA.....	20
GRÁFICO 1.13	
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONAL TIPO POSTE.....	29
GRÁFICO 1.14	
ARREGLO ESQUEMÁTICO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MONOFÁSICO CONVENCIONAL TIPO POSTE.....	30
GRÁFICO 1.15	
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE.....	31
GRÁFICO 1.16	
DIAGRAMA UNIFILAR ELÉCTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE.....	32
GRÁFICO 1.17	
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN TIPO PADMOUNTED.....	33

CAPITULO 2

GRÁFICO 2.1	
FENÓMENO DE HISTÉRESIS.....	42
GRÁFICO 2.2	
CORRIENTES DE EDDY EN UN MEDIO CÚBICO.....	45
GRÁFICO 2.3	
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE EDDY SEGÚN EL ESPESOR DE LA LÁMINA.....	46
GRÁFICO 2.4	
PÉRDIDAS REDUCIENDO PÉRDIDAS EN EL COBRE ANTE VARIACIONES DE CARGA.....	49

GRÁFICO 2.5	
VARIACIÓN DE LA CARGA MÁXIMA ANTE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE.....	50
GRÁFICO 2.6	
PÉRDIDAS AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO Y REDUCIENDO A LA VEZ LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE ANTE VARIACIONES DE CARGA.....	51
GRÁFICO 2.7	
VARIACIONES DE LA CARGA MÁXIMA ANTE REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE	52
GRÁFICO 2.8	
PÉRDIDAS AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO MANTENIENDO LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE CONSTANTE ANTE VARIACIONES DE CARGA.....	53
GRÁFICO 2.9	
COMPORTAMIENTO DE LA CARGA PERMISIBLE ANTE EL AUMENTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO.....	54
GRÁFICO 2.10	
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS TOTALES ANTE VARIACIONES EN LAS PÉRDIDAS TOTALES Y EN LA CARGA.....	55
GRÁFICO 2.11	
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA.....	56
GRÁFICO 2.12	
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS VS DEMANDA EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA PROMEDIO.....	57

CAPITULO 3

PÁG

GRÁFICO 3.1	
FACTOR DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL.....	60
GRÁFICO 3.2	
PANTALLA DE INICO DEL MINITAB.....	73
GRÁFICO 3.3	
PANTALLA DE TRABAJO DEL MINITAB.....	74
GRÁFICO 3.4	
ACCESO AL MENÚ DE GRÁFICOS.....	75
GRÁFICO 3.5	
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA MUESTRA DE 581 TRANSFORMADORES.....	76
GRÁFICO 3.6	
ANÁLISIS DE LAS ESTADISTICAS DESCRIPTIVAS.....	77
GRÁFICO 3.7	
CONFIABILIDAD DE LA EXPLORACIÓN DE DATOS.....	78
GRÁFICO 3.8	
HISTOGRAMA ESTADÍSTICO PARA UN TRANSFORMADOR.....	79
GRÁFICO 3.9	
HISTOGRMA ESTADÍSTICO DEL FACTOR CARGA CON LOS DATOS OBTENIDOS EN CAMPO DE 581 TRANSFORMADORES.....	80
GRÁFICO 3.10	
INCREMENTO DE LA DEMANDA EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA.....	83
GRÁFICO 3.11	
PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE GUAYAQUIL PARA CARGAS RESIDENCIALES- COMERCIALES.....	96

	PÁG
GRÁFICO 3.12	
PARTES CONSTITUTIVAS DEL ANALIZADOR DE ENERGÍA	
TOPAS 1000.....	98
GRÁFICO 3.13	
MONTAJE DEL EQUIPO TOPAS 1000.....	99
GRÁFICO 3.14	
ALIMENTACIÓN DEL EQUIPO.....	100
GRÁFICO 3.15	
SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE.....	100
GRÁFICO 3.16	
DIAGRAMA DE CONEXIÓN MONOFÁSICA DEL ANALIZADOR	
TOPAS 1000.....	101
GRÁFICO 3.17	
PUERTO DE COMUNICACIÓN.....	102
GRÁFICO 3.18	
VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR CON RESPECTO A LA	
CARGA PICO.....	106
GRÁFICO 3.19	
PROGRAMACIÓN DEL EQUIPO TOPAS 1000.....	108
GRÁFICO 3.20	
PAGINA DE INICIO SOFTWARE TOPAS 1000.....	108
GRÁFICO 3.21	
CONFIGURACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN.....	109
GRÁFICO 3.22	
DESCARGA DE LAS MEDICIONES EFECTUADAS.....	110

CAPITULO 4

PÁG

GRÁFICO 4.1

VISUALIZACIÓN DE LAS REDUCCIONES EFECTUADAS..... 112

GRÁFICO 4.2

DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS A VISUALIZAR..... 113

GRÁFICO 4.3

PERFIL DE CARGA TRANSFORMADOR # 1, CAPACIDAD 50 KVA....119

INTRODUCCIÓN

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica están inmersas a distintas condiciones de fallas en sus redes, por consiguiente, las compañías distribuidoras deben gestionar el buen manejo de los recursos buscando optimizar su desempeño, es así que para la correcta selección de los recursos se deben contemplar no solo aspectos técnicos sino también económicos y financieros a fin de poder garantizar un correcto planeamiento a largo plazo, el uso adecuado de los recursos siempre ha sido importante, sin embargo en la actualidad se torna crítico debido a las implicaciones sociales y ambientales, con las cuales debemos ser responsables.

El presente proyecto de tesis analiza la forma en que los usuarios del servicio eléctrico utilizan la energía en Guayaquil para cargas residenciales-comerciales en el sector de la ciudadela bolivariana. Esta característica de consumo nos ha permitido establecer parámetros para determinar el factor de uso de los transformadores de distribución monofásicos de las redes de media tensión de dicha zona.

Se realizó un análisis de la actual carga en los transformadores de distribución monofásicos comparándola con su capacidad nominal, como resultado se logró identificar los transformadores monofásicos subutilizados en el sector de estudio de la ciudadela bolivariana.

Considerando los transformadores monofásicos subutilizados se realizó una simulación de reemplazar estos transformadores por equipos de menor capacidad, más adecuada a la carga que sirven, obteniendo factores de uso superiores. El análisis económico considera los costos de los nuevos transformadores, costos de mano de obra por el trabajo de cambio de equipos, evaluación de pérdidas de energía y capital recuperado por equipos retirados.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la ciudad de Guayaquil existen transformadores de distribución monofásicos en que el dimensionamiento de la carga no es el óptimo, en otras palabras existen transformadores “Subutilizados”, esta problemática es causante del mal manejo de los recursos, por tal motivo existe un gasto redundante en la compra de nuevos equipos de transformación.

La ciudad de Guayaquil se encuentra en constante crecimiento poblacional, por ende la Empresa Eléctrica de Guayaquil necesita optimizar sus recursos, uno de los sectores en donde existe este problema se presenta en la ciudadela Bolivariana, sector en donde el tipo de carga que alimentan los transformadores de distribución monofásicos es netamente residencial-comercial.

JUSTIFICACIÓN

La Empresa Eléctrica de Guayaquil no cuenta con un procedimiento técnico para dimensionar un transformador de distribución de acuerdo a normas que establecen el correcto funcionamiento, y por tal motivo en la ciudad de Guayaquil existen transformadores de distribución con capacidades mucho mayor para la carga instalada.

Para nosotros, el presente proyecto de tesis se justifica debido a que presenta la forma de obtener la reducción de nuevos equipos de transformación llevando a cabo un procedimiento mediante la mejora del factor de uso de los transformadores de distribución monofásicos en el sector de la ciudadela bolivariana, logrando la recuperación de transformadores de distribución con el cambio de capacidades, y debido a esto la gerencia de control de calidad de la empresa podrá utilizar esta propuesta para distribuir de mejor manera la capacidad de los transformadores de distribución en otros sectores de la ciudad.

Además se podrá observar los cálculos técnicos el beneficio de mejorar el factor de uso con el cambio de equipos de transformación mediante las pérdidas anuales en transformadores de distribución para distintas capacidades.

OBJETIVOS

Objetivo General

Formar una herramienta de apoyo para el departamento de Control de Calidad y Estadística, mediante el cual se facilite los procedimientos y normas para lograr una reducción de inversiones en nuevos equipos de transformación, mediante la mejora del factor de uso de los transformadores en el sector de la ciudadela bolivariana, pertenecientes a la red de distribución de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

Objetivos Específicos

Realizar un estudio estadístico para determinar el factor característico de cargabilidad de los transformadores de distribución monofásicos de Guayaquil para sectores residenciales-comerciales, esto mediante información detallada de los perfiles de carga de mas de 900 transformadores de distribución monofásicos de la base de datos del modulo computacional para análisis de calidad del producto con el que cuenta la empresa.

Determinar la forma de funcionamiento del transformador de distribución monofásico con respecto al factor de carga característico hallado, mediante procedimientos y normas que proporciona el libro de EBASCO de los Estados Unidos de Norteamérica, normas que son también aplicadas en el sistema eléctrico de nuestro país.

Instalar equipos registradores de calidad de energía TOPAS 1000 en el sector escogido de la ciudadela Bolivariana para determinar de forma experimental las

condiciones en que están siendo sometidos los transformadores de distribución monofásicos de esta zona cuyo perfil de carga es netamente comercial-residencial.

Supervisar los parámetros de medición de los transformadores de distribución monofásicos del sector de la ciudadela bolivariana durante 7 días continuos según la regulación del CONELEC 004/01¹, mediante los equipos registradores de calidad TOPAS 1000 para determinar las condiciones de uso a las que están siendo sometidos.

Determinar el comportamiento de las curvas de carga de cada uno de los transformadores de distribución monofásicos analizados después de los 7 días de medición continua, y de esta manera clasificar a los transformadores que se encuentra subutilizados, es decir con bajo factor de uso.

Realizar el análisis del cambio de capacidad instalada en aquellos transformadores subutilizados, mediante el efecto que conlleva el cambio del mismo utilizando las normas y procedimientos establecidos en el libro de EBASCO.

Establecer una comparación de la situación actual vs la situación propuesta mediante la simulación del cambio de capacidades en base al análisis de pérdidas de energía del libro de Raytheon-EBASCO para cada situación.

HIPÓTESIS

Reestructurar el sistema de distribución de Guayaquil mediante la mejora del factor de uso de los transformadores de la red de distribución obteniendo pérdidas menores a las actuales en el sistema, orientada a lograr la reducción de inversiones en nuevos equipos de transformación.

¹REGULACION No. CONELEC – 004/01, CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN, EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC, www.conelec.gob.ec

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 TRANSFORMADOR²

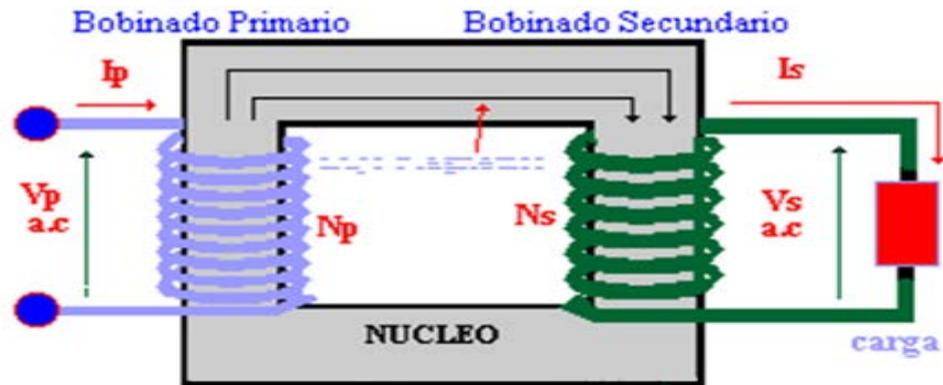
Máquina eléctrica estática la cual mediante inducción electromagnética transforma voltajes y corrientes eléctricas alternas o pulsantes entre dos o más devanados a la misma frecuencia y usualmente a valores diferentes de voltaje y corriente.

No se la considera una máquina eléctrica por que no tiene partes en movimiento sin embargo dada su importancia se la estudia como tal, el transformador por ser una máquina estática tiene ventajas sobre las máquinas rotativas debido a que no tiene pérdidas mecánicas, las únicas pérdidas del transformador son eléctricas y del hierro, por tal razón su rendimiento es alto.

En el gráfico 1.1 se puede apreciar el modelo de un transformador sencillo, en el cual están montadas las bobinas eslabonadas por un núcleo magnético común, el bobinado que se conecta al primario se denomina primario, mientras que el bobinado que se induce el voltaje y además alimenta la carga se denomina secundario.

² STHEPHEN J. CHAPMAN; Transformadores, capítulo 2, página 61, tercera edición.

GRÁFICO 1.1
MODELO BÁSICO DE UN TRANSFORMADOR



Fuente: Principios Fundamentales del Transformador, M. Lucero Espol.

En donde:

$V_{p.a.c}$ = Voltaje alterno primario del transformador

$V_{s.a.c}$ = Voltaje alterno secundario del transformador

I_p = Corriente primaria del transformador

I_s = Corriente secundaria del transformador

N_p = Bobinado primario del transformador

N_s = Bobinado secundario del transformador

Núcleo = Laminas rectangulares de acero laminado

Carga = Equipo o sistema al cual se le alimenta de energía eléctrica alterna.

1.2 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

Es un transformador para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van hasta 500 Kva y hasta 34 500 V.

Los transformadores de distribución pueden ser monofásicos como trifásicos y de clase medio voltaje y bajo voltaje.

De acuerdo a la Norma Técnica Ecuatoriana (NTE) se establecen las siguientes potencias nominales para los transformadores de distribución, lo cual se indica en el Cuadro 1.1.

CUADRO 1.1
CAPACIDADES NOMINALES EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

TIPO	CAPACIDADES (KVA)
MONOFÁSICOS	3; 5; 10; 15; 25; 37.5; 50; 75; 100; 167; 250; 333
TRIFÁSICOS	15; 30; 45; 50; 60; 75; 100; 112.5; 125; 150; 160; 200;

Fuente: NTE INEN, Norma Técnica Ecuatoriana, 1998

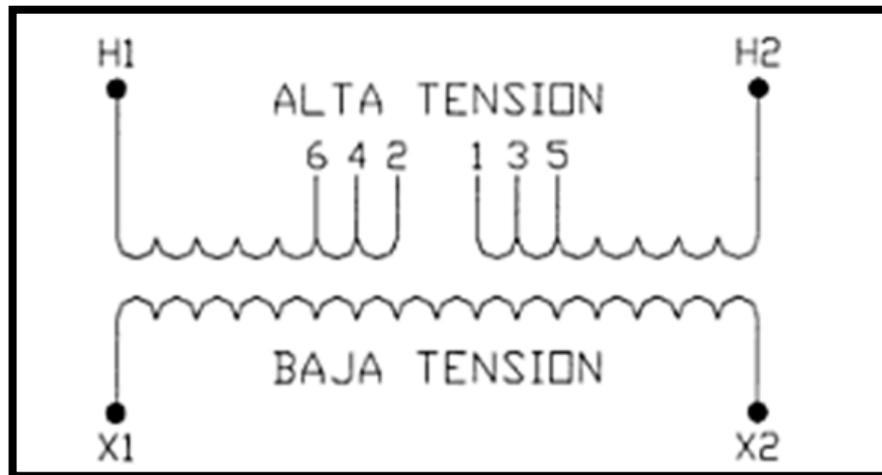
La empresa eléctrica de Guayaquil utiliza transformadores de distribución monofásicos entre 5 KVA y 75 KVA.

Nuestro proyecto de tesis solo se enfoca al estudio de los transformadores de distribución monofásicos existentes en la red de media tensión de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil.

1.2.1 Transformador de Distribución Monofásico

Son transformadores de distribución, que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Estos transformadores tienen un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión como se puede apreciar en el gráfico 1.2

GRÁFICO 1.2
ESQUEMA ELÉCTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN
MONOFÁSICO



Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001.

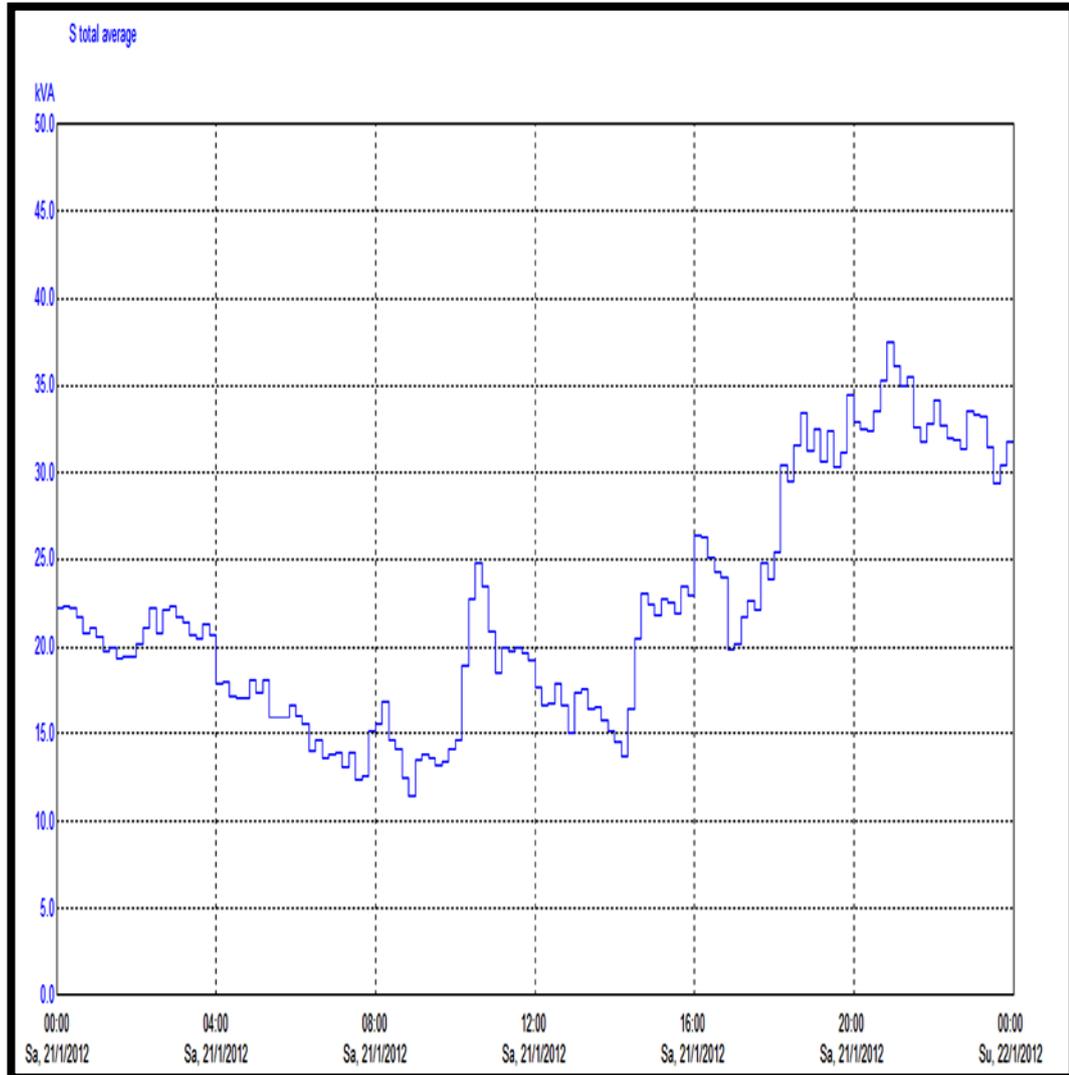
1.3 CURVA DE CARGA

Es la gráfica de la variación de la carga en un periodo de carga determinado. Esta curva nos permite obtener la energía consumida, que no es más que el área bajo la curva, existen curvas de carga tipo residencial, comercial e industrial.

1.3.1 Curva de Carga Tipo Residencial

Es un perfil de carga del tipo residencial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 19h00 a 22h30 aproximadamente, ya que como su nombre propio lo dice los usuarios consumen mucho más cuando llegan a sus respectivas residencias en horas de la noche como se puede observar en el gráfico 1.3.

GRÁFICO 1.3
CURVA DE CARGA TIPO RESIDENCIAL

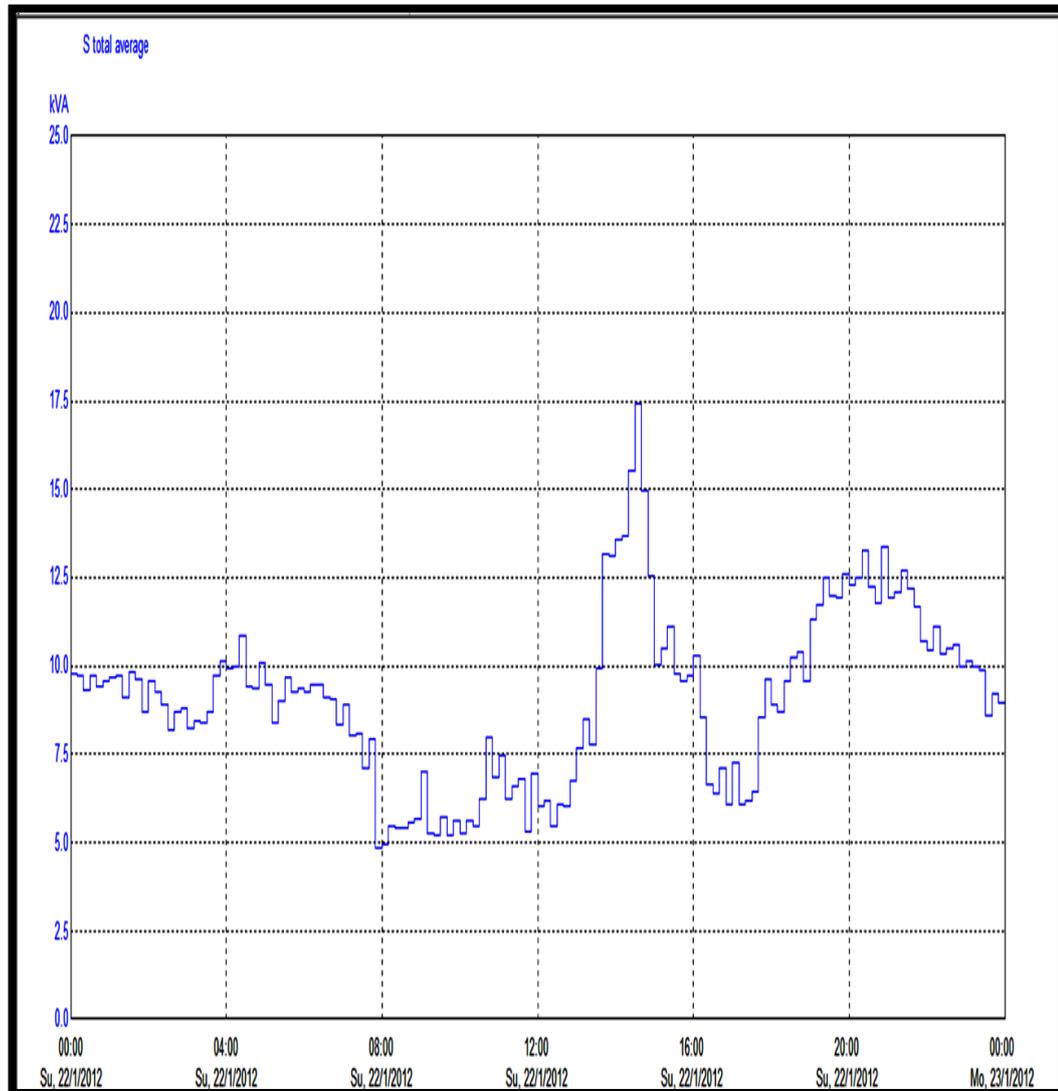


Fuente: Mediciones de curvas de carga en transformadores de distribución monofásicos de la Ciudadela Bolivariana, Topas 1000, 2011-2012

1.3.2 CURVA DE CARGA TIPO COMERCIAL

Es un perfil de carga del tipo comercial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 13h30 a 16h00 aproximadamente, horario en que se registra mayor consumo para cargas comerciales, observar en el gráfico 1.4.

GRÁFICO 1.4
CURVA DE CARGA TIPO COMERCIAL

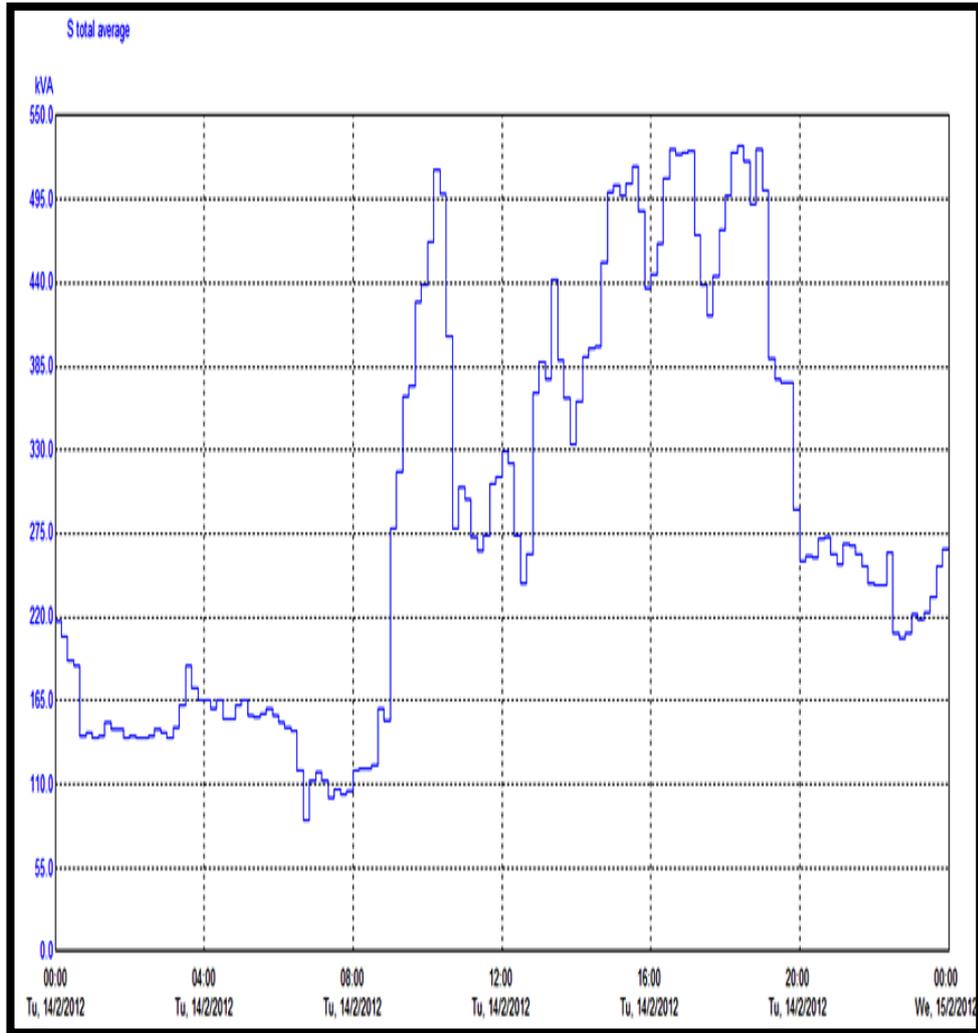


Fuente: Mediciones de curvas de carga en transformadores de distribución monofásicos de la Ciudadela Bolivariana, Topas 1000, 2011-2012

1.3.3 CURVA DE CARGA TIPO INDUSTRIAL

Es un perfil de carga del tipo industrial que tiene la particularidad de que su demanda máxima se presenta alrededor de las 10h00 a 20h00 aproximadamente, horario en que se registra mayor consumo para cargas industriales, observar en el gráfico 1.5.

GRÁFICO 1.5
CURVA DE CARGA TIPO INDUSTRIAL



Fuente: Mediciones de curvas de carga en transformadores de distribución monofásicos para carga Industrial, 2011-2012

1.4 PARÁMETROS DE LA CARGA³

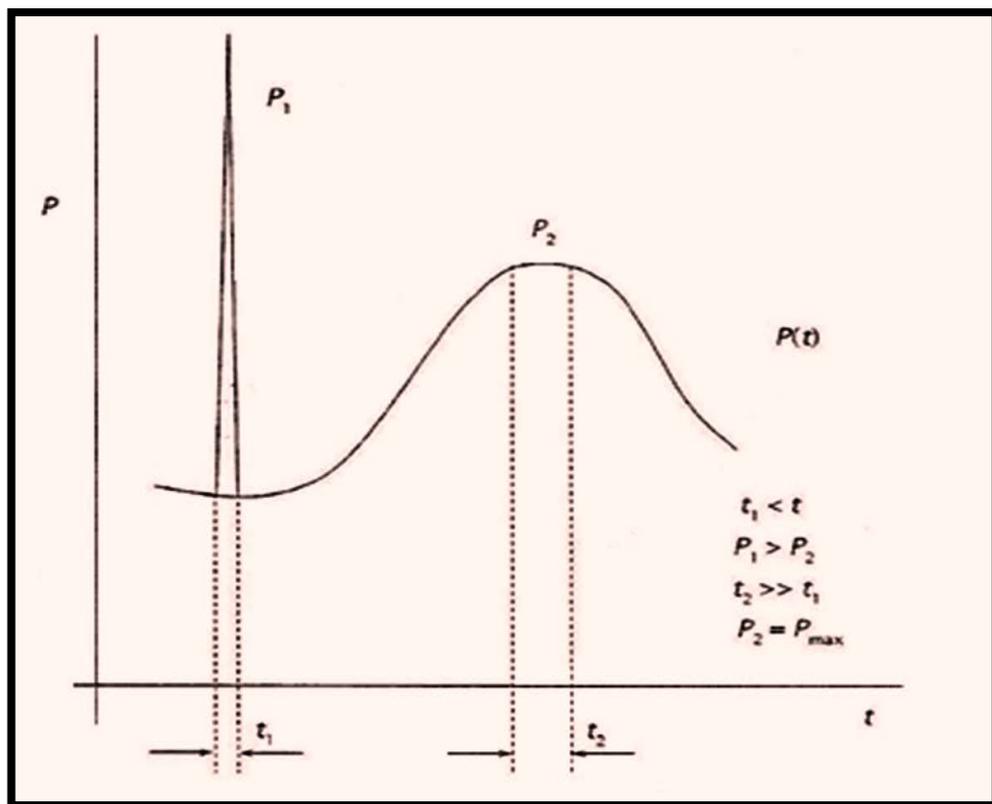
La carga eléctrica es un aparato o conjunto de aparatos conectados a un sistema eléctrico y que demanda una potencia eléctrica, el valor de la potencia demandada es el valor de la carga.

³ Sistemas de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

1.4.1 DEMANDA MÁXIMA⁴

Para caracterizar la carga se hace referencia a la Demanda Máxima, que es la mayor de todas las potencias demandadas que han ocurrido durante un periodo específico de tiempo. En un sistema eléctrico, se pueden tener variaciones súbitas de la demanda como la de arranque de un motor o puesta en servicio de un transformador pero se debe establecer un periodo mínimo de tiempo que se debe mantener este valor de potencia para que se considere como el máximo, normalmente los aparatos están calibrados para considerar como Demanda Máxima aquella que se mantiene durante un periodo de 15 minutos.

GRÁFICO 1.6
REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA ENTRADA DE UNA CARGA SÚBITA



Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

⁴Sistemas de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

1.4.2 CARGA CONECTADA

Es la suma de las potencias nominales de los equipos que utilizan energía.

1.4.3 CAPACIDAD INSTALADA

Es la suma de todas las potencias nominales de los equipos que suministran energía, como generadores y transformadores.

1.4.4 FACTOR DE DEMANDA

Se define como la relación existente entre la demanda máxima y la carga conectada.

$$\textit{Factor de Demanda} = \frac{\textit{Demanda Máxima}}{\textit{Carga Conectada}}$$

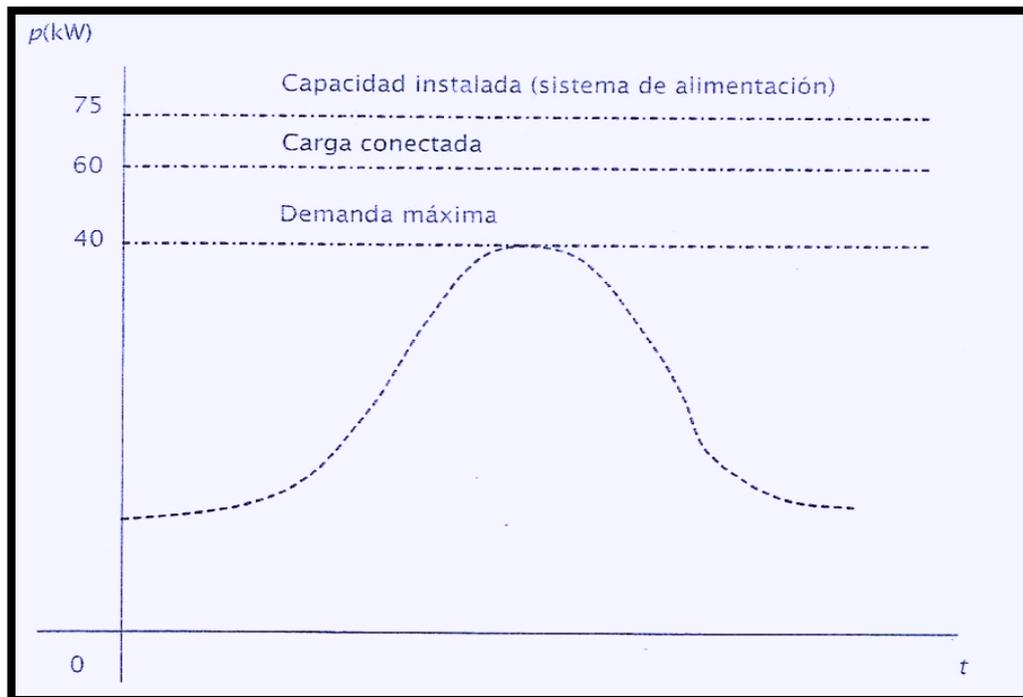
1.4.5 FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización se ha definido como la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada, éste factor representa o refleja la permanencia de la carga máxima en un periodo de tiempo comparada con la carga nominal.

$$\textit{Factor de Utilización} = \frac{\textit{Demanda Máxima}}{\textit{Capacidad Instalada}}$$

GRÁFICO 1.7

DEMANDA MÁXIMA DE UNA CARGA VARIABLE, DEL VALOR DE LA CARGA CONECTADA Y DE LA CAPACIDAD INSTALADA



Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

1.4.6 FACTOR DE CARGA

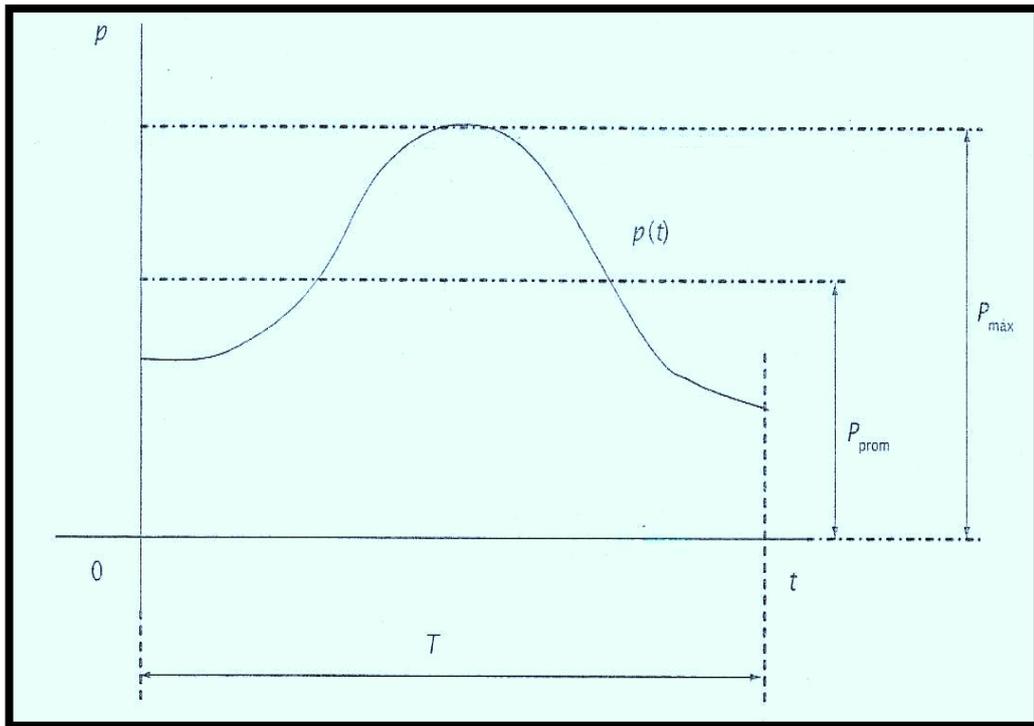
Dada una función $p(t)$ como se muestra en la gráfica, que representa a la potencia instantánea demandada por una carga cualquier, el factor de carga está definido en un intervalo T , por la siguiente expresión:

$$F.C. = \frac{1}{P_{max}} \int_0^T \frac{p(t)}{T} dt$$

En donde la expresión de la Integral, indica el valor promedio $P(t)$ y la expresión fuera de la integral es el recíproco del valor máximo de la potencia $P_{m\acute{a}x}$, de acuerdo a lo anterior, el Factor de Carga se puede definir como la relación de la demanda promedio y la demanda máxima.

$$F.C. = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}}$$

GRÁFICO 1.8
REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LA POTENCIA PROMEDIO Y POTENCIA MÁXIMA

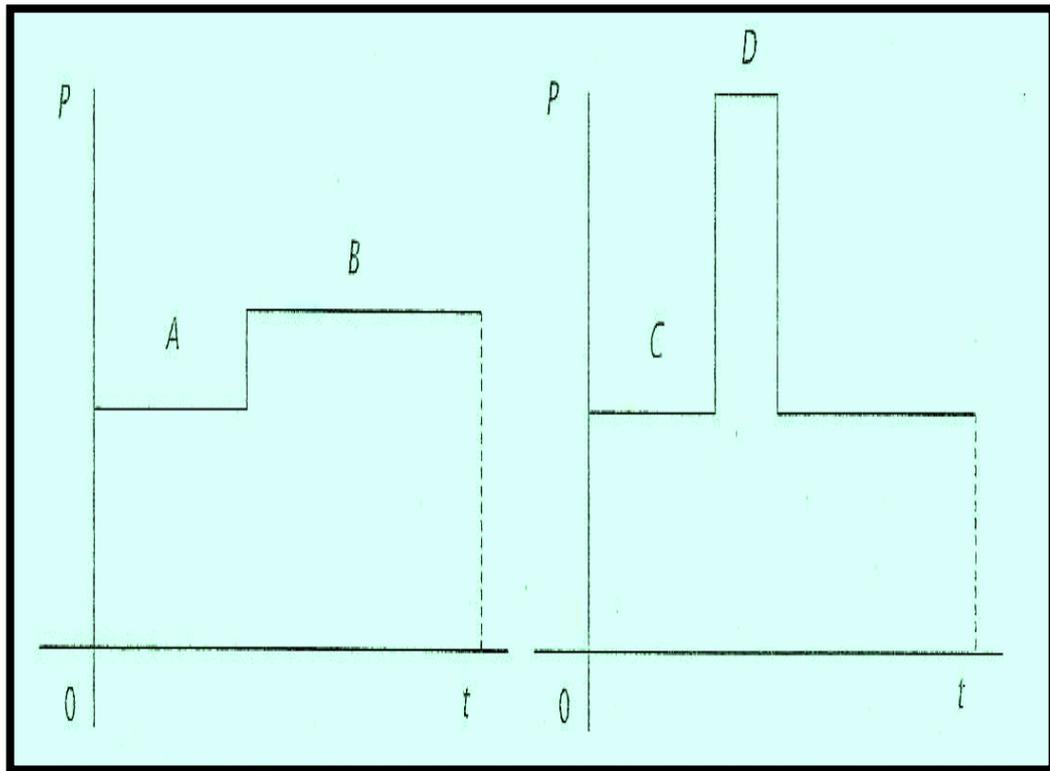


Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

El factor de carga es mayor que cero y menor o igual a uno, el factor de carga es igual a uno cuando se trata de una carga constante como el ejemplo de una carga de alumbrado público, que normalmente entra y sale a la vez, como se observa en la gráfica 1.9 que en la primera curva es casi igual a uno al ser las demandas A y B casi iguales, en cambio en la segunda gráfica el factor de carga se aproxima a 0.5.

Básicamente el factor de carga indica el grado con que se mantiene el valor de la potencia máxima.

GRÁFICO 1.9
CICLOS DE CARGA



Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

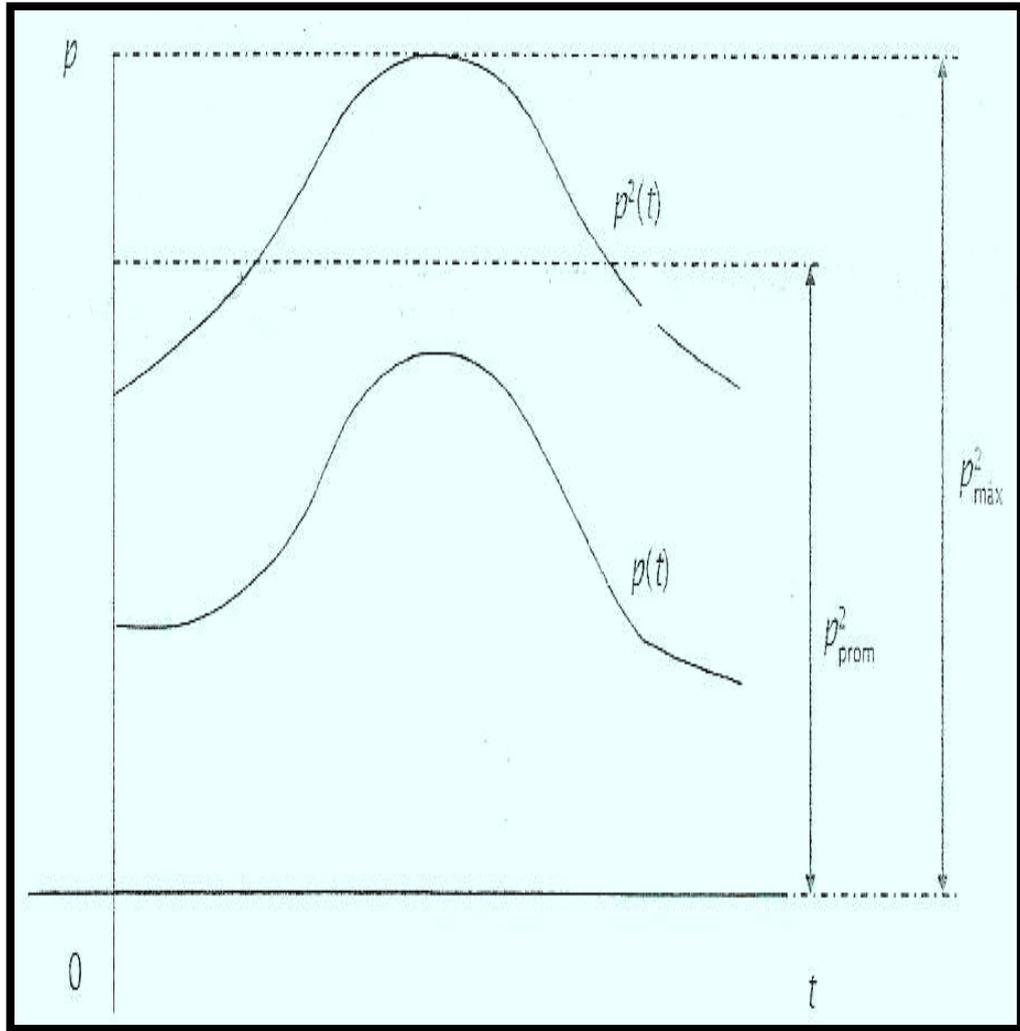
1.4.7 FACTOR DE PÉRDIDAS

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado, dada la función de la grafica, que representan las pérdidas instantáneas de potencia Ri^2 , el factor de pérdidas se define en un intervalo T, por la siguiente expresión:

$$F_{per} = \frac{1}{RI^2_{m\acute{a}x}} \int_0^T \frac{Ri^2}{T} dt$$

En donde la expresión dentro de la integral expresa el valor promedio de las pérdidas Ri^2 y la expresión dentro de la integral indica el recíproco de las pérdidas durante la demanda máxima.

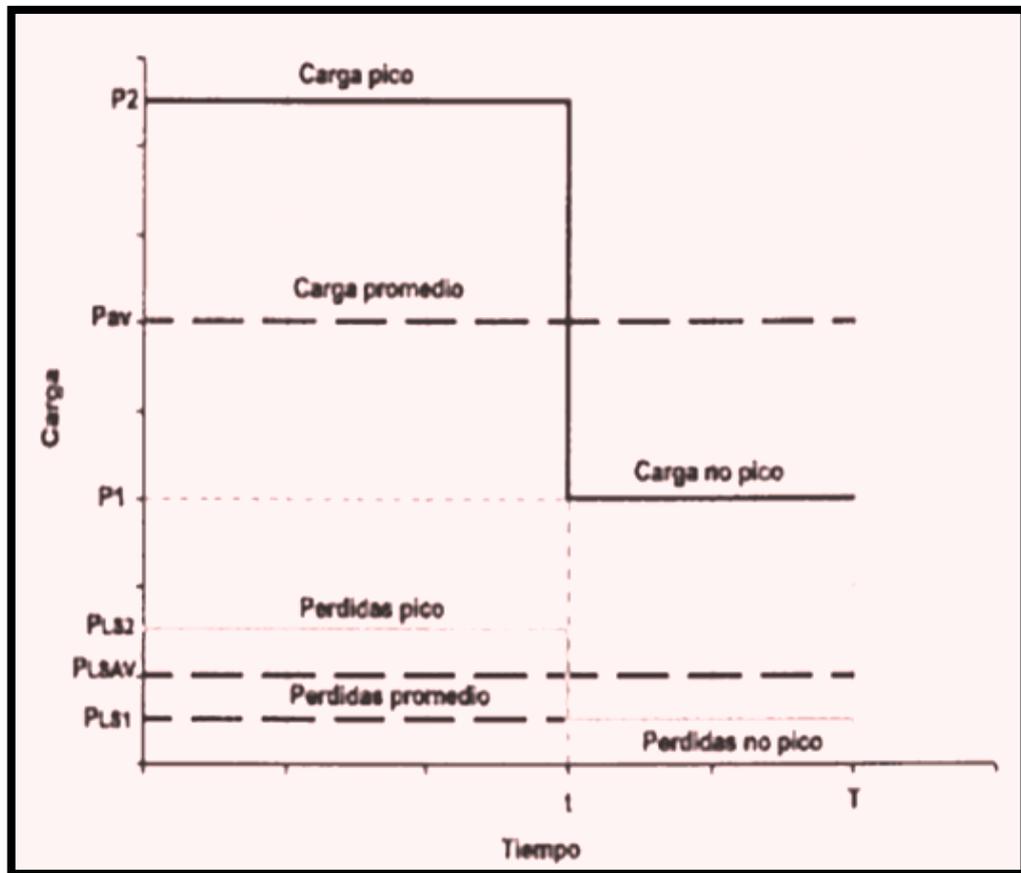
GRÁFICO 1.10
CICLOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA



Fuente: Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón, 2009

El Factor de Pérdidas no se puede determinar directamente del factor de carga, porque el factor de pérdidas se determina a partir de las pérdidas en función del tiempo, que a su vez son proporcionales en función del tiempo al cuadrado de la carga. Sin embargo, los valores límites de la relación si pueden ser encontrados.

GRÁFICA 1.11
CURVA DE CARGA, FACTOR DE PÉRDIDAS



Fuente: Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Colin Bayliss-Brian Hardy, 2007

Asumiendo que se alimenta a una carga variable como se indica en la figura 1.11, en la cual se muestra una carga arbitraria o idealizada, sin embargo, ello no representa una curva de carga diaria, entonces;

$$FC = \frac{[(P_2 * t + P_1 * (T - t))]}{(P_2 * T)}$$

Las pérdidas Joule dependen del cuadrado de la corriente, esta depende de la carga, el factor de pérdidas (aceptando que depende del cuadrado de la carga) es:

$$Fpér = \left[\frac{(P2^2 * t) + (P1^2 * (T - t))}{(P2^2 * T)} \right]$$

Se puede plantear un caso extremo, que representa una carga que funciona a pleno P2 durante t, y luego la carga es cero P1 = 0

$$Fpér = \frac{t}{T}$$

$$Fpér = \frac{t}{T} = FC$$

El otro caso es una carga que funciona en un tiempo muy pequeño t = 0 con P2, situación que representa por ejemplo la sobrecorriente de arranque (de un motor), y luego funciona por todo el resto del tiempo T con la carga P1.

$$FC = \frac{P1}{P2}$$

$$Fpér = \left(\frac{P1}{P2} \right)^2 = FC^2$$

Para un sistema de distribución Buller y Woodrow⁵ propusieron una formula empírica utilizable en aproximaciones estadísticas.

$$Fpér = c(FC) + (1 - c)(FC)^2$$

En donde:

Fper = Factor de Pérdidas

FC = Factor de Carga

c = es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas.

⁵Load factor equivalent hour values compared - Electrical Word, 1928, pág. 59-60

Para la gráfica 1.11 el factor de carga conforme se alimenta a una carga variable. Asúmase que las pérdidas no pico es P_{LS1} a alguna carga no pico $P1$ y que la pérdidas pico es P_{LS2} a la carga pico $P2$, según la grafica 2.11, entonces;

El factor de carga es;

$$FC = \frac{P_{av}}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{P_{av}}{P2}$$

De la gráfica 1.11;

$$P_{av} = \frac{(P2 * t) + (P1 * (T - t))}{T}$$

$$FC = \frac{(P2 * t) + (P1 * (T - t))}{P2 * T} = \frac{t}{T} + \frac{P1}{P2} * \frac{T - t}{T}$$

El factor de pérdidas es;

$$F_{p\acute{e}r} = \frac{P_{LSav}}{P_{LSm\acute{a}x}} = \frac{P_{LSav}}{P_{LS2}}$$

Donde;

P_{LSav} = Pérdidas de potencia promedio

$P_{LSm\acute{a}x}$ = Pérdidas de potencia máxima

P_{LS2} = Pérdidas pico a la carga pico

De la figura 2.11;

$$P_{LSav} = \frac{(P_{LS2} * t) + (P_{LS1} * (T - t))}{T}$$

$$P_{LSav} = \frac{(P_{LS2} * t) + (P_{LS1} * (T - t))}{P_{LS2}}$$

Donde;

P_{LS1} = Pérdidas no pico a la carga no pico

t = Duración de la carga pico

T-t = Duración de la carga pico

Las pérdidas físicas son función de las cargas asociadas, por tanto, las cargas pico y no pico pueden expresarse respectivamente como:

$$P_{LS1} = k * P_1^2$$

$$P_{LS2} = k * P_2^2$$

Donde k es una constante, así sustituyendo el factor de pérdidas puede expresarse como;

$$Fpér = \frac{(kP_2^2 * t) + (kP_1^2 * T - t)}{(k * P_2^2) * T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 * \left(\frac{T - t}{T}\right)$$

Usando las ecuaciones anteriores, el factor de carga puede relacionarse con el factor de pérdidas para los siguientes casos

CASO 1: La carga no pico es cero $P_1 = 0$, (ver gráfica 2.11) puesto que $P_1=0$, entonces $P_{LS1}=0$, por lo tanto, la ecuación ;

$$FC = \frac{P_2 * t + P_1 * (T - t)}{P_2 * T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2} \right) * \left(\frac{T - t}{T} \right)$$

Se convierte en $FC = \frac{t}{T}$; y la ecuación

$$P_{LS1} = k * P_1^2$$

Se convierte en $Fper = \frac{t}{T}$; lo que da; $FC = Fper = \frac{t}{T}$

Esto es, el factor de carga es igual al factor de pérdidas y ambas son iguales a la constante $\frac{t}{T}$

CASO 2: La duración de carga pico es muy corta t tiende a cero (ver figura 2.11)

La ecuación;

$$FC = \frac{P_2 * t + P_1 * (T - t)}{P_2 * T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2} \right) * \left(\frac{T - t}{T} \right)$$

Se convierte en $Fper = \frac{P_1}{P_2}$, y la ecuación;

$$P_{LS1} = k * P_1^2$$

Se convierte en;

$$F_{pér} = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^2$$

Por lo tanto; F_{per} es igual al FC^2

CASO 3: La carga es estable t tiende a T(ver figura2.11)

Esto es, la diferencia entre la carga pico y la carga no pico es despreciable, por ejemplo, si la carga del consumidor es un planta petroquímica, este sería el caso.

Aquí la carga pico se sostiene en todo T y por lo tanto,

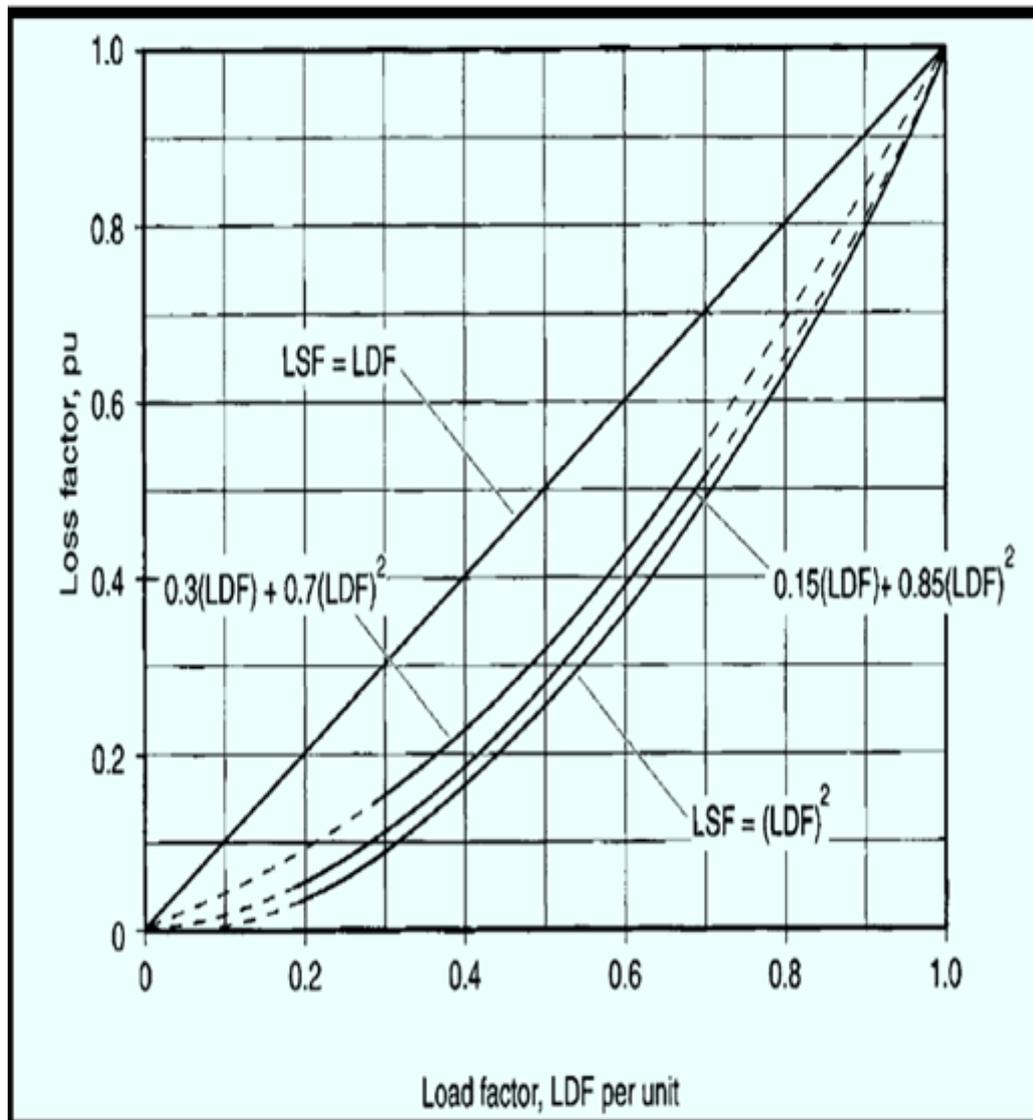
$$F_{pér} \rightarrow FC$$

Esto es el valor del factor de pérdidas que se aproxima al valor del factor de carga, en general, el valor del factor de pérdidas está entre;

$$FC^2 < F_{per} < FC$$

En la siguiente gráfica se demuestra gráficamente las tendencias del Factor de pérdidas con respecto al factor de carga según el tipo de carga.

GRÁFICA 1.12
CURVAS DE FACTORES DE PÉRDIDAS (LSF) EN FUNCIÓN DEL
FACTOR DE CARGA (LDF)



Fuente: Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Colin Bayliss-Brian Hardy, 2007

C= es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas.

Cuando **C** es aproximadamente igual a 0.3 para sistemas de transmisión

C es aproximadamente igual a 0.15 para sistemas de distribución

Por lo tanto se obtienen las siguientes formulas para el factor de pérdidas con respecto al factor de carga;

$F_{per}=FC$, para cargas lineales

$F_{per}=FC^2$, para cargas pico muy corta

$F_{per}= 0.3 FC +0.7FC^2$, para sistemas de transmisión

$F_{per}= 0.15FC+ 0.85FC^2$, para sistemas de distribución

1.5 TRANSFORMADOR SUBUTILIZADO

Es un transformador en el cual su factor de uso presenta un porcentaje muy por debajo respecto a la capacidad nominal del transformador, normalmente se considera aun transformador subutilizado cuando su factor de uso es menor o igual al 60 %⁶.

1.6 EQUIPO REGISTRADOR DE CALIDAD DE ENERGÍA

Es un indicador del nivel de adecuación de la instalación para soportar y garantizar el buen funcionamiento de sus cargas. Permite detectar y registrar todos los detalles de las perturbaciones eléctricas, realizar análisis de tendencias y verificar la calidad del suministro eléctrico.

1.7 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las pérdidas de energía eléctrica son comunes e inherentes a las compañías de electricidad, se tornan en un problema muchas veces grave cuando éstas rebasan

⁶XXIV SEMINARIO NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO, Ecuacier, Comisión de Integración Energética Regional Comité Ecuatoriano, 2009

ciertos límites lógicos, es práctica común clasificar las pérdidas de energía eléctrica en técnicas y no técnicas.

En el cuadro 2.2 se muestra la clasificación en que equipos y sistemas se dan las pérdidas de energía eléctrica técnicas y no técnicas.

CUADRO 1.2
CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PÉRDIDAS DE ENERGÍA	
TÉCNICAS	NO TÉCNICAS
TRANSFORMADORES	ADMINISTRATIVAS
LINEAS	ACCIDENTALES
FACTOR DE POTENCIA	FRAUDULENTAS
MOTORES	
GENERADORES	

Fuente: Los Autores

En este proyecto de tesis solo nos vamos a centrar en las pérdidas técnicas de energía eléctrica que se dan en los transformadores de distribución.

1.7.1 Pérdidas Técnicas de Energía

La diferencia de la energía que ingresa y la energía que se factura es igual a las pérdidas técnicas que se producen en el recorrido que realiza la energía eléctrica, esta hipótesis será verdadera, siempre y cuando se logre facturar toda la energía destinada al usuario final.⁷

Las pérdidas técnicas de energía representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores.

⁷http://perdidasesnergiaelectricas.blogspot.com/2007_11_01_archive.html

Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.

Además, se incluyen las pérdidas en los núcleos de los transformadores y en las bobinas de voltaje de los medidores de energía, que no dependen de la magnitud de la corriente.

En el análisis de un sistema de distribución, las pérdidas técnicas se hallan vinculadas a los equipos y subsistemas:

- Sistemas de subtransmisión.
- Redes primarias
- Transformadores de distribución
- Redes secundarias
- Alumbrado público

En el cuadro 2.3 se indican las pérdidas en (GWh) que tienen los transformadores de distribución en cada una de las empresas distribuidoras.

CUADRO 1.3
PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

EMPRESA	Pérdidas en Transformadores (GWh)	Pérdidas en Transformadores (%)
1. Ambato	7.80	19.56
2. Azogues	0.91	18.80
3. Centro Sur	13.39	30.53
4. CNEL-Bolívar	1.59	15.45
5. CNEL-EI Oro	10.11	7.85
6. CNEL-Esmeraldas	9.28	8.29
7. CNEL-Guayas-Los Ríos	27.54	8.33
8. CNEL-Los Ríos	6.97	8.42
9. CNEL-Manabí	31.36	6.80
10. CNEL-Milagro	9.23	7.65
11. CNEL-Santa Elena	8.94	12.79
12. CNEL-Santo Domingo	13.26	25.81
13. CNEL-Sucumbíos	5.32	11.30
14. Cotopaxi	3.99	13.35
15. Eléctrica de Guayaquil	120.70	14.54
16. Galápagos	0.40	16.81
17. Norte	7.04	14.67
18. Quito	53.74	21.21
19. Riobamba	4.98	13.22
20. Sur	7.01	24.44
TOTAL	343.56	

Fuente: CONELEC, Distribución de Energía; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2010.

1.8 EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Desde el año 2009 se han realizado cambios en la normativa jurídica y operativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano, sobre la base del Mandato Constituyente N°15, que introduce reformas a la estructura operativa del sistema de prestación del servicio de energía eléctrica, relacionadas con tarifas, ajustes contables y financiamiento.

A partir de marzo de 2009, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de concesión con el CONELEC.

Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente N° 15, de 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

Cumpliendo con las disposiciones del Mandato N° 15 y con la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la CNEL se integró con diez empresas distribuidoras que en la actualidad funcionan como Gerencias Regionales.⁸

Las empresas cuya denominación dejó de existir son: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.

Se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas las siguientes: Norte, Quito, Ambato, Cotopaxi, Riobamba, Azogues, Centro Sur, Sur y Galápagos.

⁸ CONELEC; Distribución de Energía; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2010, pagina 130.

La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) en sus secciones de generación y distribución, a través del Decreto Ejecutivo N° 1786 de 18 de junio de 2009, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil), pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, a partir del año 2011 por decreto ejecutivo 887 se convirtió en Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil en con funciones descentralizadas y desconcentradas, por lo que su gestión Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano administrativa y financiera es propia, actuando adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

Por otra parte, alrededor del 97% de la demanda de energía eléctrica de la empresa de distribución CNEL-Sucumbíos fue atendida por el sistema nacional, a través de la línea de transmisión Totoras-Agoján-Puyo-Tena-Coca, esta empresa posee además varios sistemas aislados en Puerto El Carmen, Nuevo Rocafuerte, Tiputini y otros, cuya demanda es abastecida por generación local; esta situación ha hecho que el CONELEC defina a éste como un sistema no incorporado.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, se considera como un sistema no incorporado.

En base al artículo 39 del capítulo VII, de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, el CONELEC ha realizado la concesión de servicios de distribución de energía eléctrica a 11 empresas eléctricas del país, las mismas que están obligadas a prestar estos servicios durante el plazo establecido en los contratos de concesión, cumpliendo con normas que garanticen la eficiente atención a los usuarios y el preferente interés nacional.

El cuadro 2.4 muestra la delimitación geográfica de las áreas de concesión de las empresas prestatarias del servicio público de electricidad, estas son: la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, nueve Empresas Eléctricas y las diez Gerencias Regionales que conforman la CNEL.

CUADRO 1.4
AREAS DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS
DISTRIBUIDORAS

Empresa	Provincias a las que sirve de manera total o parcial	Área de Concesión (km ²)
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, % Morona, % Napo	40805
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napo, Orellana	37842
E.E. Centro Sur	Azuay, % Cañar, Morona	28962
E.E. Sur	Loja, Zamora, % Morona	22721
CNEL-Manabí	Manabí	16865
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas	15366
E.E. Quito	Pichincha, % Napo	14971
E.E. Norte	Carchi, Imbabura, % Pichincha, % Sucumbíos	11979
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, % Manabí, % Cotopaxi, % Azuay	10511
E.E. Galápagos	Galápagos	7942
CNEL-Sta. Elena	% Guayas, Sta. Elena	6774
CNEL El Oro	El Oro, % Azuay	6745
CNEL-Sto. Domingo	Sto. Domingo, % Esmeraldas	6574
CNEL-Milagro	% Guayas, % Cañar, % Chimborazo	6175
E.E. Riobamba	Chimborazo	5940
E.E. Cotopaxi	Cotopaxi	5556
CNEL-Los Ríos	% Los Ríos, % Guayas, % Bolívar, % Cotopaxi	4059
CNEL-Bolívar	Bolívar	3997
Eléctrica de Guayaquil	% Guayas	1399
E.E. Azogues	% Cañar	1187

Fuente: CONELEC, Distribución de Energía; Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2010.

1.9 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL

En la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil existen tres tipos de transformadores de distribución monofásicos: el transformador tipo poste convencional, tipo poste autoprotegido y tipo padmounted, sin embargo el procedimiento del cálculo y el diseño constructivo del conjunto núcleo- bobina, prácticamente es el mismo para los tres tipos, solo hay cambios en su presentación externa, o sea, en la configuración de su tanque o cuba, de los accesorios y protecciones adicionales.⁹

1.9.1 Transformador de Distribución Monofásico Convencional Tipo Poste

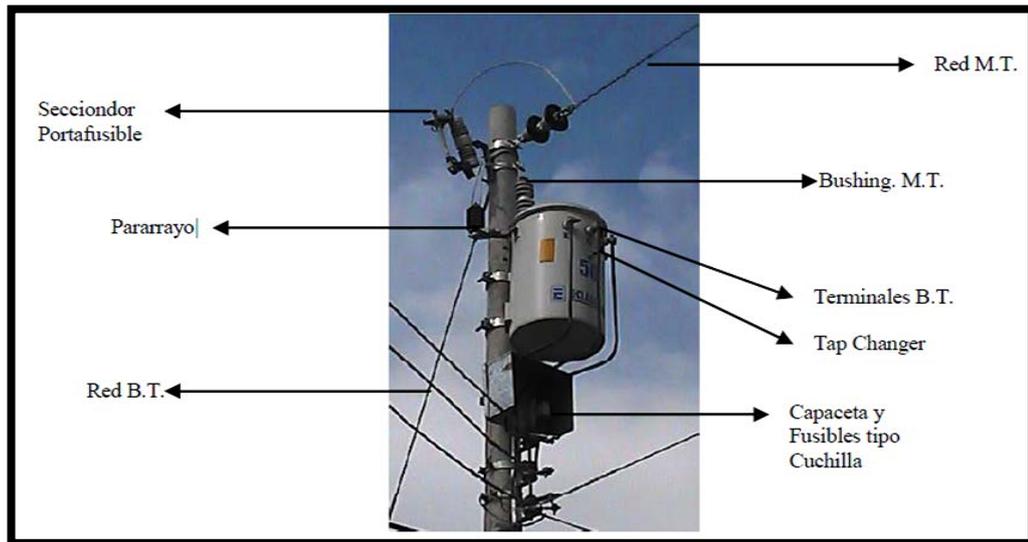
Los transformadores de distribución convencional tipo poste constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura, en un tanque lleno con aceite; llevan hacia afuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiado.

El transformador de poste tipo convencional que se utilizan en la EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL incluye sólo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguno.

La protección deseada por sobrevoltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando pararrayos y seccionadores portafusibles montados separadamente en poste o en la cruceta, muy cerca del transformador.

⁹Teoría, cálculo, y pruebas de Transformadores de Distribución, Pedro Avelino Pérez 2da Edición 2001, Capítulo 5, página 160.

GRÁFICA 1.13
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO
CONVENCIONAL TIPO POSTE



Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001

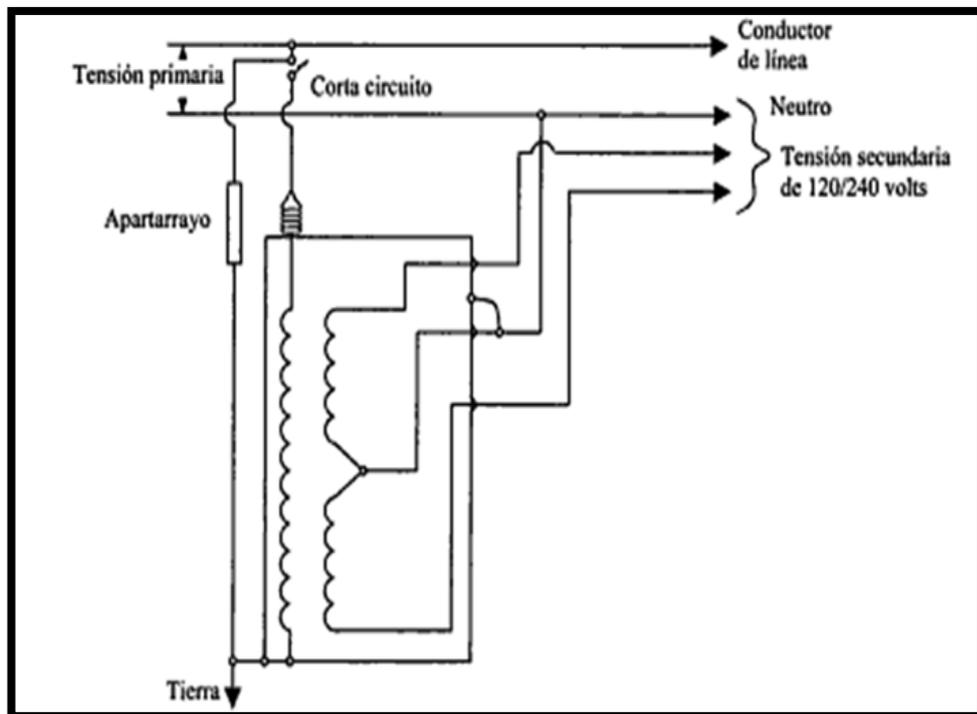
Este tipo de transformador no tiene ningún dispositivo de protección, para que sedesconecte el transformador de la red en caso de un cortocircuito. Los dispositivos de protección se instalan adicionalmente en la parte exterior del transformador en su etapa de montaje.

Este tipo de transformadores por lo general se utiliza en sistemas trifásicos, en forma de bancos de 2 o 3 unidades, que pueden tener uno o dos bushing, dependiendo de la conexión y la línea.

En estos transformadores existen problemas como sobrevoltage, sobrecargas, cortocircuitos en las redes secundarias, fallas internas; para lo cual se ubica elementos protectores que comprenden:

- Fusible de baja tensión
- Portafusibles de media tensión
- Apartarrayos

GRÁFICA 1.14
ARREGLO ESQUEMÁTICO DE UN TRANSFORMADOR DE
DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO CONVENCIONAL TIPO POSTE



Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001

1.9.2 Transformador de Distribución Monofásico Autoprotegido Tipo Poste¹⁰

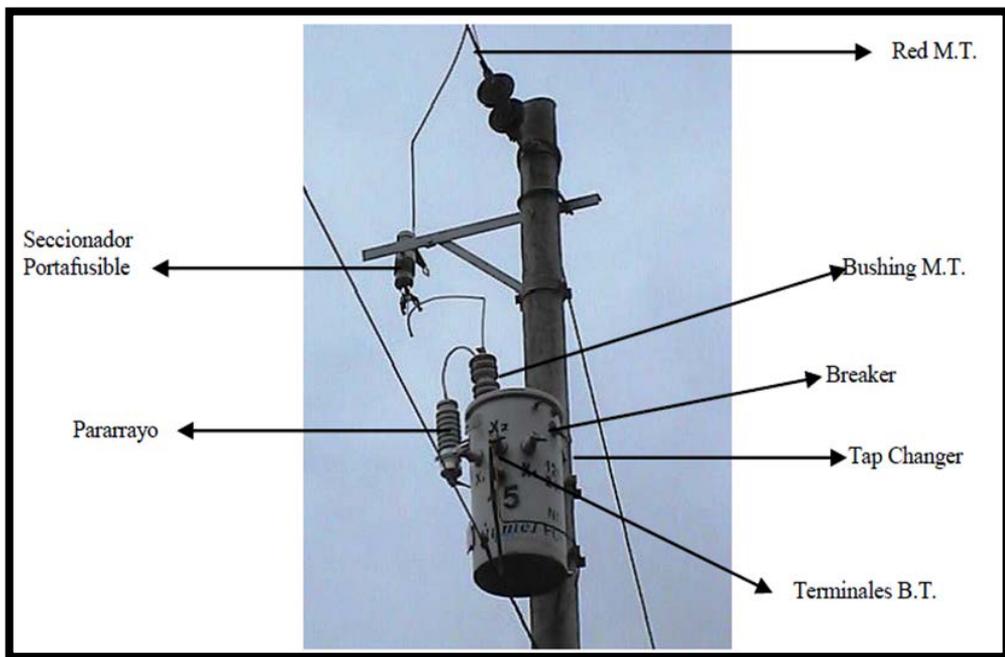
El transformador de poste autoprotegido tiene un breaker de protección secundario porsobrecarga y cortocircuito, controlado térmicamente y montado en su interior; un tirafusible protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de mediovoltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de

¹⁰Teoría, calculo, y pruebas de Transformadores de Distribución, Pedro Avelino Pérez 2da Edición 2001

las bobinas, y un Apartarrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobrevoltage.

En todos estos transformadores, el cortacircuito opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperatura de devanado predeterminada, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y el cortacircuito dispara, puede restablecerse éste y restaurarse la carga por medio de un asa externa.

GRÁFICA 1.15
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO
AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE



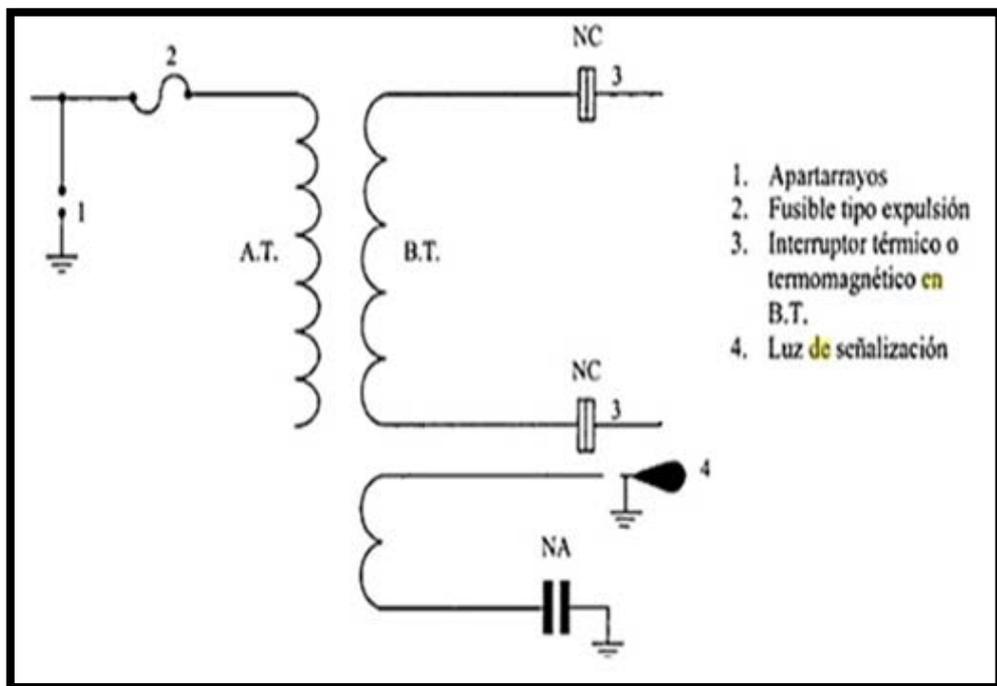
Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, se ha adoptado el uso de los transformadores de distribución del tipo autoprotegido que cuentan con un sistema de protecciones contra fallas y sobrecargas, que podrían reducir la vida útil del transformador para así aislarlo de la red en caso de falla, y solo afectara a los usuarios que son servidos por este transformador, estos elementos de protección los cuales vienen incorporados en el equipo comprenden:

- Apartarrayos de alta tensión
- Fusible tipo expulsión en media tensión
- Interruptor térmico o termomagnético en baja tensión (secundario)

GRÁFICA 1.16

DIAGRAMA UNIFILAR ELÉCTRICO DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE



Fuente: Pedro Avelino Pérez, Transformadores de Distribución, 2001

1.9.3 Transformador de Distribución Monofásico Tipo Padmounted

Los transformadores de distribución Tipo Padmounted son diseñados para servicio subterráneo y exterior montados sobre una base de concreto, el transformador es armado con los compartimientos de alta y baja tensión separados, y equipados con puertas frontales.

El compartimiento de baja tensión tiene una provisión para que el usuario instale el candado de seguridad. Todas las partes vivas se encuentran en compartimientos totalmente bloqueados adecuadamente por seguridad.

El transformador Padmounted es la alternativa ideal entre seguridad y estética que se está brindando al usuario al momento de no disponer de un espacio físico para la obra civil de centros de transformación o disponga sistemas de alimentación de líneas subterráneas en alta y baja tensión muy común en industrias, edificios, conjuntos residenciales, siempre satisfaciendo las normas internacionales.

GRÁFICA 1.17
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN TIPO PADMOUNTED



Fuente: ECUATRAN S.A

1.10 TRATAMIENTO ESTADÍSTICO DE DATOS¹¹

Es el tratamiento de mediciones no procesadas, sean estas numéricas (cuantitativas) o categóricas (cualitativas), que llenan nuestro cuaderno de apuntes o reposan en un

¹¹Probabilidad y Estadística, Fundamentos y Aplicaciones.- Segunda Edición, Gaudencio Zurita Herrera.

instrumento de almacenamientos de datos, sea éste un disco duro, o dispositivo de memoria móvil, finalmente reposarán en una base de datos para su manejo, o en una bodega de datos para su almacenamiento histórico ó posterior tratamiento con minería de datos.

1.10.1 Estadísticas Descriptivas

Las estadísticas descriptivas resumen y describen las características importantes de los datos.

1.10.1.1 Mediana Estadística

Representa el valor de la variable de posición central en un conjunto de datos ordenados, de acuerdo a esta definición el conjunto de datos menores o iguales que la mediana representarán el 50% de los datos, y los que sean mayores que la mediana representarán el otro 50% del total de la muestra, la Mediana coincide con el segundo cuartil.

Es el valor que ocupa el lugar central de todos los datos cuando éstos están ordenados de menor a mayor. La mediana se representa por **Me**, la mediana se puede hallar sólo para variables cuantitativas. Para cálculo de la mediana, ordenamos los datos de menor a mayor. Si la serie tiene un número impar de medidas la mediana es la puntuación central de la misma; **2, 3, 4, 4, 5, 5, 5, 6, 6Me= 5**

Si la serie tiene un número par de puntuaciones la mediana es la media entre las dos puntuaciones centrales; **7, 8, 9, 10, 11, 12Me= 9.5**

1.10.1.2 Media Aritmética

La Media Aritmética de un conjunto finito de números es el valor característico de una serie de datos cuantitativos objeto de estudio que parte del principio de la esperanza matemática o valor esperado, se obtiene a partir de la suma de todos sus valores dividida entre el número de sumandos. Dado la n números $[a_1, a_2, \dots, a_n]$, la media aritmética se define simplemente como:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i = \frac{a_1 + a_2 + \dots + a_n}{n}$$

1.10.1.3 Desviación Estándar

En un conjunto de datos es una medida de dispersión, que nos indica cuánto pueden alejarse los valores respecto al promedio (media), la desviación estándar se puede tomar sobre un determinado conjunto de datos que se ajusten a nuestros requerimientos, mediante la siguiente fórmula:

$$\sqrt{s^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}$$

1.10.1.4 Varianza

Es el estadístico de dispersión que mide el grado de variabilidad que sintetiza el grado de homogeneidad o heterogeneidad de las diferencias individuales entre los casos de una muestra respecto de una o varias variables numéricas continuas o cuantitativas.

Esta medida nos permite identificar la diferencia promedio que hay entre cada uno de los valores respecto a su punto central (Media \bar{X}). Este promedio es calculado, elevando cada una de las diferencias al cuadrado (Con el fin de eliminar los signos negativos), y calculando su promedio o media; es decir, sumado todos los cuadrados de las diferencias de cada valor respecto a la media y dividiendo este resultado por el número de observaciones que se tengan. Si la varianza es calculada a una población (Total de componentes de un conjunto), la ecuación sería:

$$\sigma^2 = \frac{(X_1 - \bar{\mu})^2 + (X_2 - \bar{\mu})^2 + (X_3 - \bar{\mu})^2 + \dots + (X_n - \bar{\mu})^2}{N} = \frac{\sum (X_i - \bar{\mu})^2}{N}$$

Donde (σ^2) representa la varianza, (X_i) representa cada uno de los valores, ($\bar{\mu}$) representa la media poblacional y (N) es el número de observaciones ó tamaño de la población. En el caso que estemos trabajando con una muestra la ecuación que se debe emplear es:

$$s^2 = \frac{(X_1 - \bar{X})^2 + (X_2 - \bar{X})^2 + (X_3 - \bar{X})^2 + \dots + (X_n - \bar{X})^2}{(n-1)} = \frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{(n-1)}$$

Donde (S²) representa la varianza, (X_i) representa cada uno de los valores, (\bar{X}) representa la media de la muestra y (n) es el número de observaciones ó tamaño de la muestra. Si nos fijamos en la ecuación, notaremos que se le resta uno al tamaño de la muestra; esto se hace con el objetivo de aplicar una pequeña medida de corrección a la varianza, intentando hacerla más representativa para la población. Es necesario resaltar que la varianza nos da como resultado el promedio de la desviación, pero este valor se encuentra elevado al cuadrado.

1.10.1.5 Asimetría

Esta medida nos permite identificar si los datos se distribuyen de forma uniforme alrededor del punto central (Media aritmética). La asimetría presenta tres estados diferentes, cada uno de los cuales define de forma concisa como están distribuidos los datos respecto al eje de asimetría. Se dice que la asimetría es positiva cuando la mayoría de los datos se encuentran por encima del valor de la media aritmética, la curva es Simétrica cuando se distribuyen aproximadamente la misma cantidad de valores en ambos lados de la media y se conoce como asimetría negativa cuando la mayor cantidad de datos se aglomeran en los valores menores que la media.

El Coeficiente de asimetría, se representa mediante la ecuación matemática,

$$g_1 = \frac{\frac{1}{n} \sum (X_i - \bar{X})^3 * n_i}{\left(\frac{1}{n} \sum (X_i - \bar{X})^2 * n_i \right)^{\frac{3}{2}}}$$

Donde (g_1) representa el coeficiente de asimetría de, (X_i) cada uno de los valores, (\bar{X}) la media de la muestra y (n_i) la frecuencia de cada valor. Los resultados de esta ecuación se interpretan:

- ($g_1 = 0$): Se acepta que la distribución es Simétrica, es decir, existe aproximadamente la misma cantidad de valores a los dos lados de la media. Este valor es difícil de conseguir por lo que se tiende a tomar los valores que son cercanos ya sean positivos o negativos (± 0.5).
- ($g_1 > 0$): La curva es asimétricamente positiva por lo que los valores se tienden a reunir más en la parte izquierda que en la derecha de la media.
- ($g_1 < 0$): La curva es asimétricamente negativa por lo que los valores se tienden a reunir más en la parte derecha de la media.

Desde luego entre mayor sea el número (Positivo o Negativo), mayor será la distancia que separa la aglomeración de los valores con respecto a la media.

1.10.1.6 Curtosis

Esta medida determina el grado de concentración que presentan los valores en la región central de la distribución. Por medio del Coeficiente de Curtosis, podemos identificar si existe una gran concentración de valores, una concentración normal ó una baja concentración. Para calcular el coeficiente de Curtosis se utiliza la ecuación:

$$g_2 = \frac{\frac{1}{n} \sum (X_i - \bar{X})^3 * n_i}{\left(\frac{1}{n} \sum (X_i - \bar{X})^2 * n_i \right)^{\frac{3}{2}}}$$

Donde (g_2) representa el coeficiente de Curtosis, (X_i) cada uno de los valores, (\bar{X}) la media de la muestra y (n_i) la frecuencia de cada valor. Los resultados de esta fórmula se interpretan:

- ($g_2 = 0$) la distribución es Grande
- ($g_2 > 0$) la distribución es Normal
- ($g_2 < 0$) la distribución es Pequeña

1.10.1.7 Cuartiles¹²

Los cuartiles son los tres valores de la variable que dividen a un conjunto de datos ordenados en cuatro partes iguales.

Primer Cuartil

Primero de los tres puntos que dividen un conjunto de datos ordenados numéricamente en cuatro partes iguales. Esto es, el primer cuartil de una lista

¹²Probabilidad y Estadística, Fundamentos y Aplicaciones.- Segunda Edición, Gaudencio Zurita Herrera.

ordenada numéricamente es un número tal que un cuarto de los datos de la lista se encuentran debajo de él.

Segundo Cuartil

Número que divide un grupo de datos numéricamente ordenados en una mitad inferior y una superior. El segundo cuartil es lo mismo que la mediana.

Tercer Cuartil

Tercero de los tres puntos que dividen en cuatro partes iguales a un conjunto de datos numéricamente ordenados. Es decir, el tercer cuartil de una lista ordenada numéricamente es un número debajo del cual se encuentran las tres cuartas partes de los datos.

CAPITULO 2

PERDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS.

En este capítulo presenta el comportamiento en pérdidas de energía que tienen los transformadores de distribución monofásicos, para que de esta manera el lector pueda entender el porque los transformadores de distribución asocian pérdidas de energía y de donde provienen.

Todos los transformadores asocian tanto pérdidas en el hierro como en el cobre. Las pérdidas en el hierro se producen permanentemente, mientras el transformador esté energizado y por lo tanto son independientes de la carga del transformador, éstas dependen del voltaje y de la frecuencia de operación.

Los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro se incrementan a medida que aumenta la capacidad del transformador. Sin embargo el aumento en las pérdidas en el hierro es proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación.

2.1 PÉRDIDAS EN EL HIERRO

Las pérdidas en vacío o pérdidas en el hierro, conocidas como pérdidas fijas, se producen debido a la magnetización del núcleo, Se refiere a aquellas pérdidas por el efecto del campo magnético variable, presente en el núcleo de los transformadores de distribución.

Las más representativas son las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas o corrientes de Eddy. Estas son independientes de la carga que alimenta el transformador, más no así del material con que está conformado el núcleo y su construcción.

Estas pérdidas se producen de manera permanente, mientras el transformador se encuentre energizado, y por lo tanto son independientes de la carga del transformador, dependen del voltaje de operación, pero para el análisis se consideran constantes durante el tiempo que permanezca energizado.

Los transformadores de mayor capacidad necesitan de núcleos más grandes, por lo cual las pérdidas en el núcleo aumentan con relación a la capacidad del transformador.

Otro origen de pérdidas en el hierro son las corrientes de Foucault (pérdidas por corrientes de Eddy), que son inducidas por un flujo magnético variable, que provoquen que circulen corrientes parásitas en el hierro.

2.1.1 Pérdidas por histéresis

Están relacionadas directamente con la memoria del material magnético con que está construido el núcleo del transformador, debido a cambios de ciclo en la dirección de flujo magnético en el acero, son la tendencia que tiene el material de conservar su imanación o a oponerse a una variación de esta imanación.

Con este fenómeno la fuerza electromotriz sufre una variación debido al sometimiento del material a campos magnéticos cíclicos.

$$P_{histéresis} = n * B^{1.6} * f * 10^{-6}$$

η = coeficiente de Steinmetz del material.

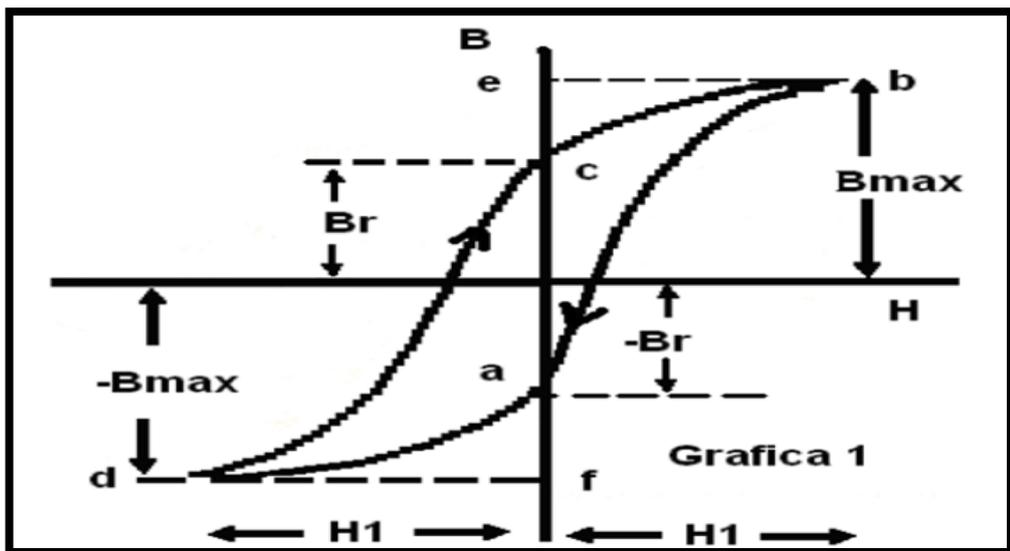
B = densidad de flujo máxima.

f = frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético.

El modelo conocido del circuito del transformador, no tiene en cuenta la saturación o las pérdidas en el Hierro, sin embargo durante su funcionamiento rutinario del transformador, se empiezan a detectar los efectos de las pérdidas que empiezan a existir en el equipo.

Los materiales magnéticos presentan un seguimiento en el plano (H,B), en el cual la permeabilidad es diferente para una intensidad de campo H que aumenta con respecto a una intensidad de campo que disminuye. El ciclo tiene indicado el siguiente sentido:

GRÁFICA 2.1
FENÓMENO DE HISTÉRESIS



Fuente: Serway, Campos electromagnéticos, Magnetismo, 2009

Como se ve en la gráfica, se tienen dos puntos característicos que son ordenadas, (H_{max}, B_{max}) y $(-H_{max}, -B_{max})$. Tanto la fuerza magnetomotriz (H) o (Fmm) como B (Campo magnético) se mueve en los sentidos indicados.

La conclusión a la que se puede llegar es que la energía que almacena el circuito (H creciente) es mayor a la energía que se entrega (H decreciente), por tanto las pérdidas por histéresis están dadas por el área de ciclo de Histéresis multiplicado por el volumen del Hierro sobre el cual se está trabajando.

Se debe tener en cuenta la frecuencia, porque son la cantidad de ciclos por segundo que existen en el fenómeno, la frecuencia depende del tipo de material con el que se esté trabajando.

2.1.2 Pérdidas por Corrientes Parásitas o Corrientes de Eddy

Las pérdidas por corrientes parásitas o pérdidas en el núcleo son producto de las pequeñas corrientes circulantes en el núcleo ferromagnético del transformador.

$$P_{parásitas} = 2.2 * f^2 * B * e^2 * 10^{-11}$$

e = espesor de las láminas del material

B = densidad de flujo máxima.

f = frecuencia del campo magnético al que está sometido el material ferromagnético

El material ferromagnético del núcleo de un transformador es sometido a un flujo magnético alterno que tiene como principio a la ley de Faraday, cuando esto ocurre se tiene necesariamente una f.e.m inducidas en el área de dicho material, esto se da en cuanto a mayor sea el flujo generado a menor la resistividad del material.

Las corrientes de Foucault existen a variar el flujo magnético en un medio, como consecuencia de esta variación, surge en el medio un campo eléctrico el cual esta descrito por una integral curvilínea a lo largo de un camino cerrado cualquiera, que limite la superficie atravesada, como dice la ley de Faraday:

$$\oint_{abcd} E \cdot dl = - \frac{d}{dt} \int B \cdot nds$$

a-b-c-d es el camino cerrado que limita la superficie atravesada por el flujo cuando el medio es conductor, el camino descrito es asiento de una corriente generada por la fuerza electromotriz inducida y resultante de la integral del campo eléctrico.

La llamada pérdida por corriente de Foucault crea el campo que se disipa en forma de calor en el medio.

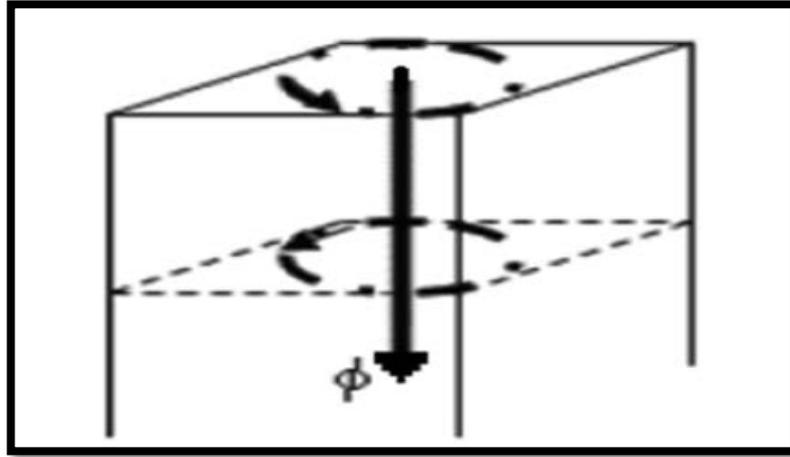
Se debe tener en cuenta que cuando la inducción magnética en los materiales ferromagnéticos suele ser relativamente elevada y la resistividad de los materiales no es demasiado grande, las fuerzas electromotrices inducidas, las corrientes de Foucault y las pérdidas asociadas podrían volverse apreciables si no se proveen medios para reducirlas.

La fuerza electromotriz (e), inducida a lo largo de un camino a-b-c-d-a, que limita una superficie a través de la cual varía el flujo está dada por:

$$e = -\frac{d\phi}{dt}$$

La fuerza electromotriz hace que por el circuito a-b-c-d-a circule una corriente de intensidad (I), generada por una fuerza magnetomotriz, en el sentido que se oponga a la variación del flujo, dando como resultado una inducción magnética menor a la región central del bloque en su superficie.

GRÁFICA 2.2
CORRIENTES DE EDDY EN UN MEDIO CÚBICO



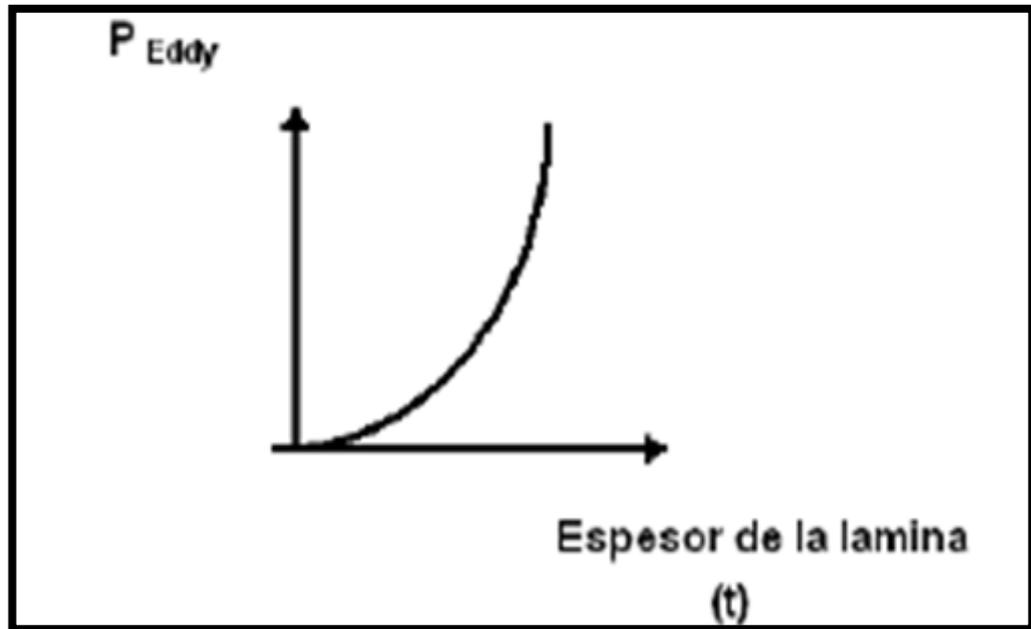
Fuente: Fuente: Serway, Campos electromagnéticos, Magnetismo, 2009

En la gráfica se puede observar como las corrientes circulan de manera normal al flujo que las origina.

Se deben tomar medidas para estas corrientes, ya que hacen parte del gran flujo generado. Las soluciones para este problema son las siguientes:

Laminación: En lugar de que el núcleo sea una sola pieza, se crean laminas de material ferromagnético aisladas entre sí, esto aumenta la resistencia por disminución de la sección, cuanto más finas sean las láminas, menor será el efecto, se usa este método cuando los núcleos son sometidos a campos alternos.

GRÁFICA 2.3
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE EDDY SEGÚN EL ESPESOR
DE LA LÁMINA



Fuente: Fuente: Serway, Campos electromagnéticos, Magnetismo, 2009

Contaminación del hierro con silicio: A fin de elevar la resistividad sin provocar un desmejoramiento sensible de las propiedades magnéticas del hierro utilizado, de manera simplificada se tiene:

$$P_{parásitas} = k * f^2 * V_{fe} * B_{máx}^2$$

K = Factor que depende del material

F = Frecuencia (60Hz)

V_{fe} = Volumen del material usado (hierro)

B_{max} = magnitud del flujo magnético máximo

Se observa de la dependencia de la frecuencia, ya que al no existir la frecuencia no existiría pérdidas.

La corriente de excitación de un transformador produce necesariamente un flujo en el núcleo, el cual trae consigo a las corrientes de Eddy, las corrientes de Eddy dependen de la laminación del material, esto se debe a la resistencia que tiene la lámina para reducir este tipo de pérdidas.

2.2 PÉRDIDAS EN EL COBRE

Las pérdidas en el cobre de un transformador, están dadas por el efecto de Joule, es decir por las pérdidas que inducen las corrientes que atraviesan el cobre de los devanados.

Estas pérdidas necesariamente dependen del nivel de carga que existe en el transformador durante su operación, cuando una corriente atraviesa el material conductor, se produce un calentamiento en el material, la ecuación básica por la que se guía este principio es la siguiente:

$$P_{cu} = (I_1^2 * R_1) + (I_2^2 * R_2)$$

En donde:

P_{cu} = Pérdidas en los bobinados del transformador

I_1 = Intensidad en el bobinado primario

I_2 = Intensidad en el bobinado secundario

R_1 = Resistencia del bobinado primario

R_2 = Resistencia del bobinado secundario

Es la suma de las potencias pérdidas en los bobinados de un transformador, funcionando bajo carga nominal.

El valor de esta potencia depende de la intensidad de corriente tanto en el bobinado primario como en el secundario, la cual varía mucho desde el funcionamiento en vacío a plena carga.

Un concepto se debe tener en cuenta es que el efecto del calor cuando se dan las diferentes pérdidas solo puede disminuirse, mas no eliminarse del todo, cabe tener en cuenta que las pérdidas producidas por este efecto, pueden ser reducidas al máximo, utilizando superconductores, pero esto es una solución muy costosa.

Una solución que se le pueda dar a los materiales de cobre en el transformador y reducir el calor generado por las pérdidas, es aumentar la sección transversal de los conductores, hacer un sobredimensionamiento de estos puede reducir en grandes proporciones las pérdidas.

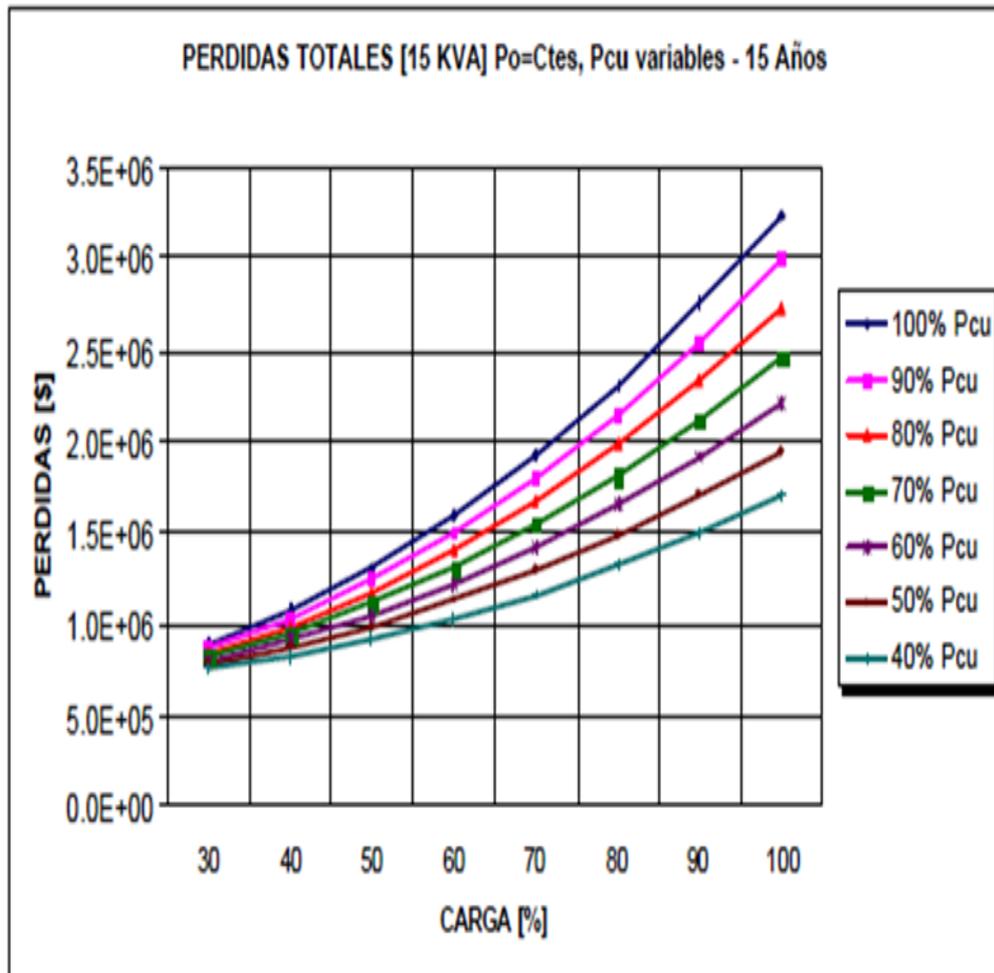
La mayoría de los transformadores están diseñados con corriente alterna a una frecuencia de 60 ciclos por segundo, lo que implica que un transformador trabajando a valores nominales y a una temperatura no mayor a la de referencia debe ser capaz de disipar calor debido a sus pérdidas, sin necesidad de sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil.

2.3 PÉRDIDAS TOTALES EN UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN ANTE VARIACIONES DE CARGA¹³

Las pérdidas totales en un transformador de distribución ante variaciones de carga se presentan variaciones de pérdidas tanto en el hierro como en el cobre. Al mantener las pérdidas del hierro constantes y variar las pérdidas en el cobre y la carga del transformador de distribución se encuentra que a menores pérdidas en el cobre en condiciones nominales de operación las pérdidas totales se reducen, así como se muestra el comportamiento en la siguiente gráfica.

¹³ Estudio de optimización de la cargabilidad de transformadores de distribución CODENSA división y planificación de la red Bogotá DC 2001

GRÁFICA 2.4
PÉRDIDAS REDUCIENDO PÉRDIDAS EN EL COBRE ANTE
VARIACIONES DE CARGA.

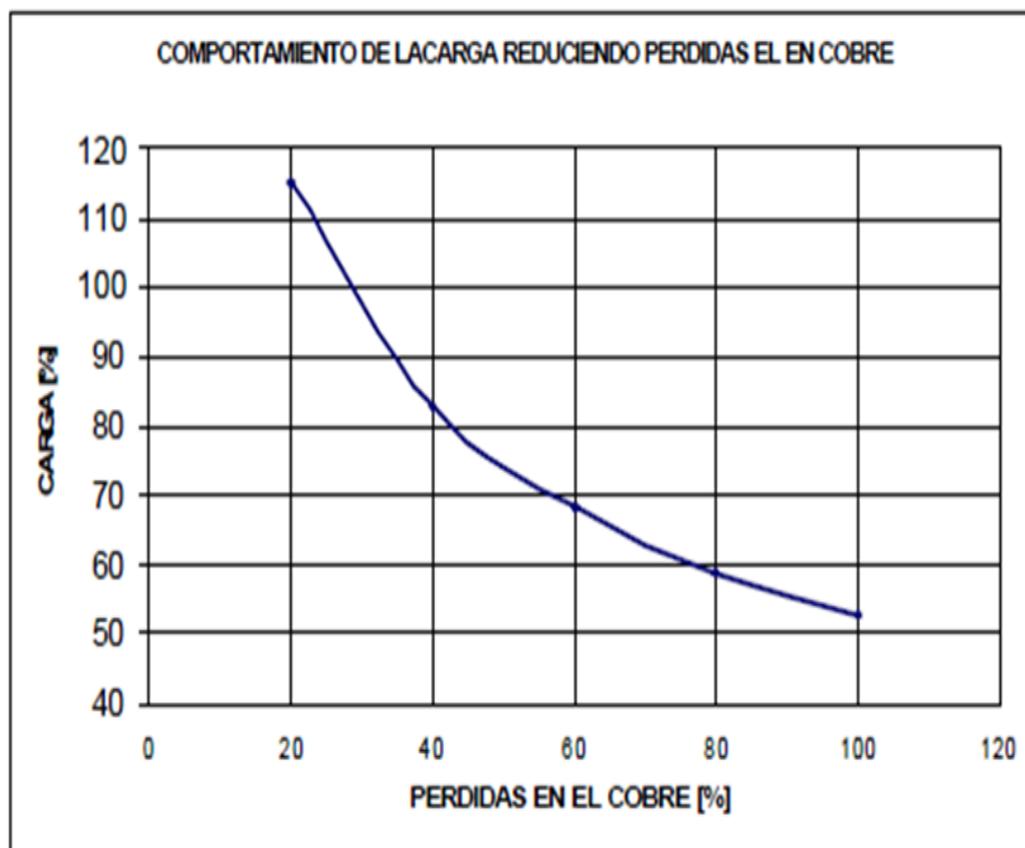


Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

Para el comportamiento de la carga de un transformador de distribución ante una reducción en las pérdidas en el cobre nos muestra los incrementos en la carga que permitan obtener pérdidas mínimas antes de proceder a seleccionar el transformador de la capacidad inmediatamente superior.

En la grafica siguiente nos muestra el comportamiento dicho.

GRÁFICA 2.5
VARIACIÓN DE LA CARGA MÁXIMA ANTE REDUCCIÓN DE LAS
PÉRDIDAS EN EL COBRE



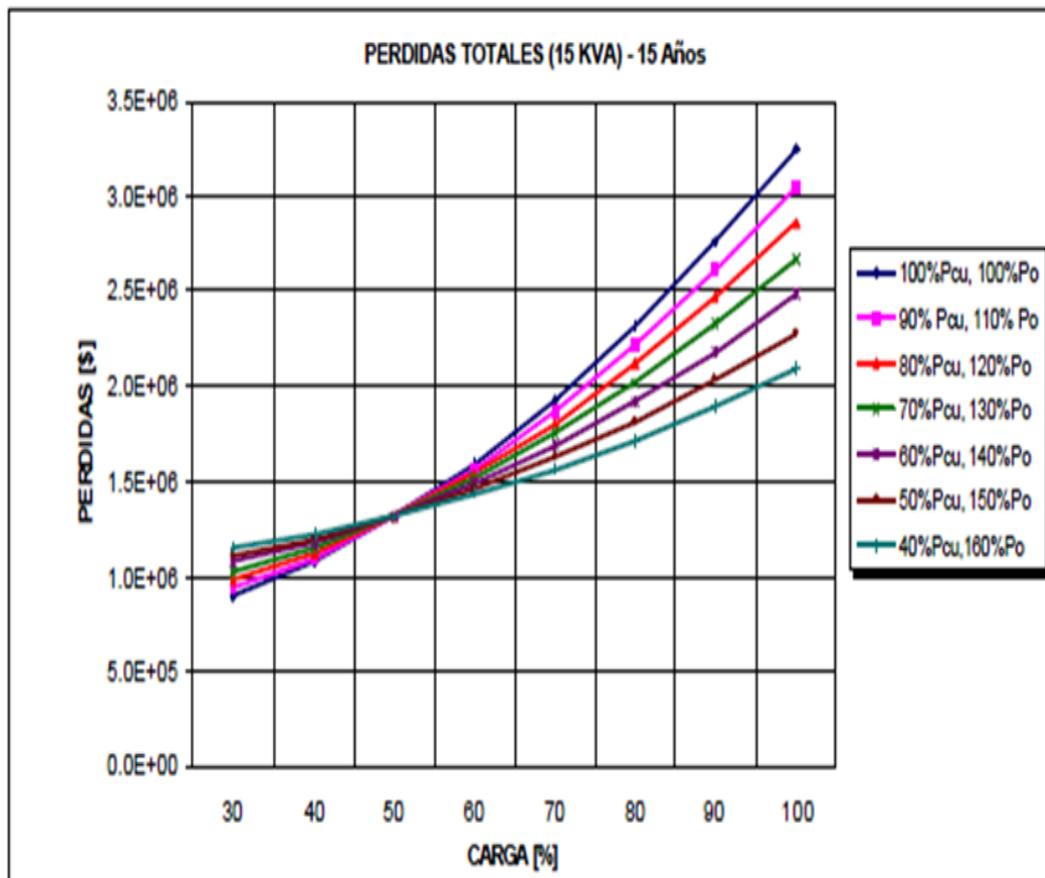
Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

2.4 PÉRDIDAS TOTALES EN UN AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO Y REDUCIENDO A LA VEZ LAS DEL COBRE.

En esta condición se encuentra que en el 50 % de la carga cualquier combinación de pérdidas en el hierro y en el cobre presentan las mismas pérdidas. El efecto de reducir las pérdidas en el cobre es más significativo que el de aumentar las del hierro, pues entre los casos analizados las menores pérdidas se presentan para una combinación de 40 % de pérdidas en el cobre y un 160 % de las pérdidas en el hierro, esto para cargas superiores al 50%.

En la figura se presenta el comportamiento de las pérdidas totales en el transformador para diferentes niveles de carga, se parte de las pérdidas permisibles por la norma tanto para el hierro como para el cobre, posteriormente se incrementan las pérdidas en el hierro y a medidas que estas aumentan, se reducen las del cobre.

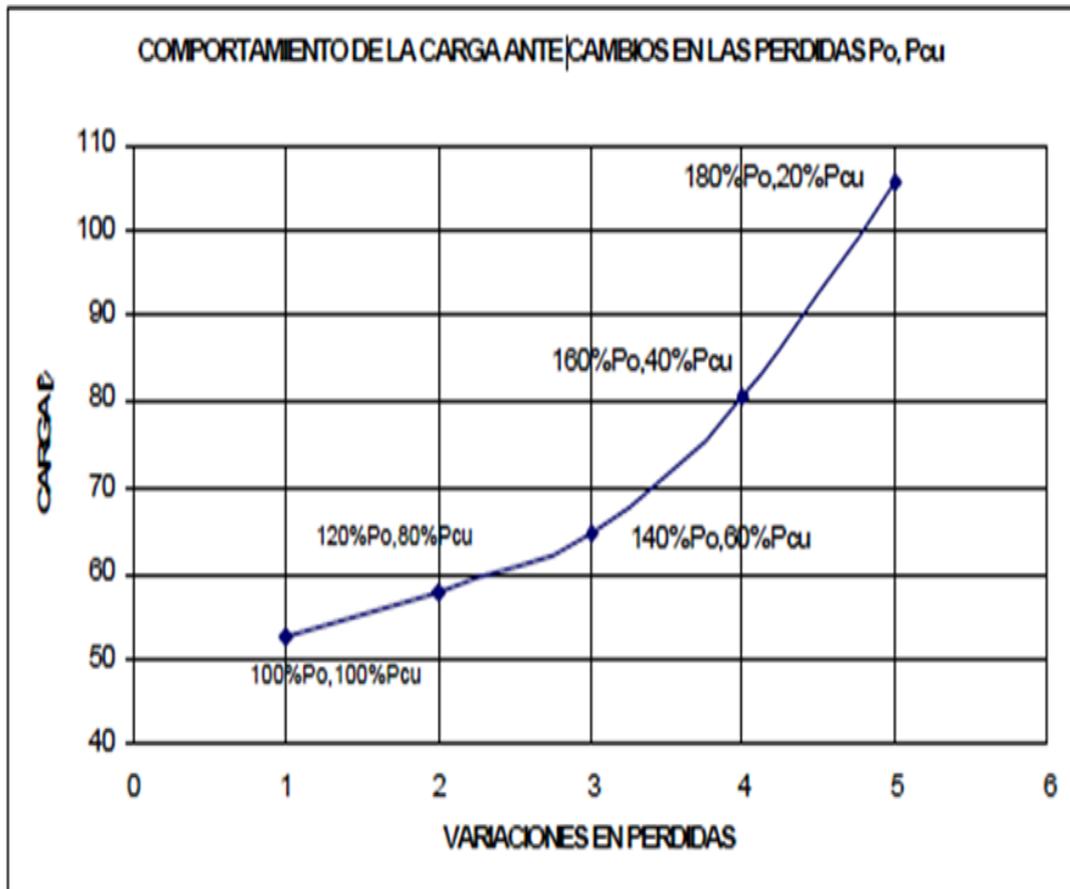
GRÁFICA 2.6
PÉRDIDAS AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO Y
REDUCIENDO A LA VEZ LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE ANTE
VARIACIONES DE CARGA



Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

Las pérdidas base para los casos analizados son las permisibles por la norma a partir de estas se realizan las diferentes variaciones. El comportamiento de la carga media de un transformador de distribución que garantiza pérdidas mínimas ante variaciones simultáneas de las pérdidas tanto en el hierro como en el cobre se evidencian entre las combinaciones mostradas en la figura a continuación.

GRÁFICA 2.7
VARIACIÓN DE LA CARGA MÁXIMA ANTE REDUCCIÓN DE LAS
PÉRDIDAS EN EL COBRE

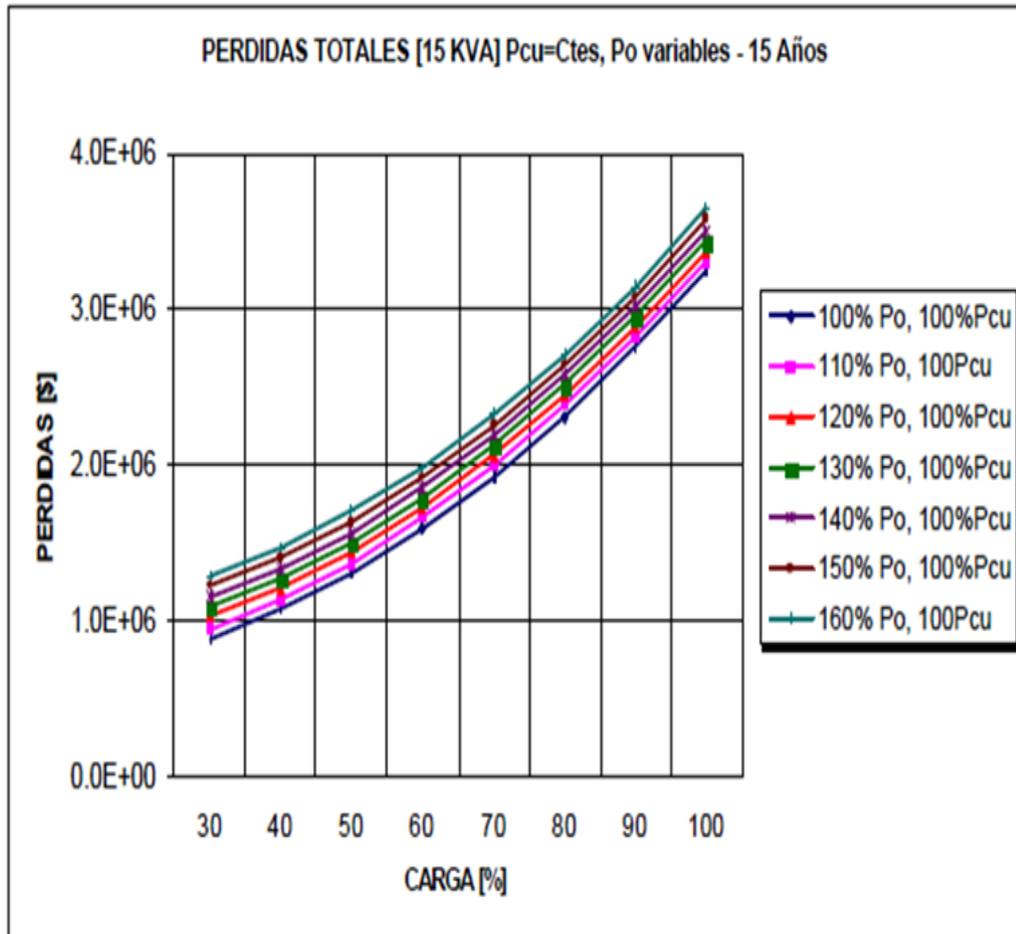


Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

2.5 PÉRDIDAS TOTALES AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO MANTENIENDO LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE CONSTANTES ANTE VARIACION DE CARGA

Para este caso el comportamiento de las pérdidas totales es a incrementarse, esto ya que las pérdidas en el cobre varían con la carga y las del hierro permanecen constantes, entonces a medida que aumenta la carga las pérdidas totales se aumentan como se muestra en la figura.

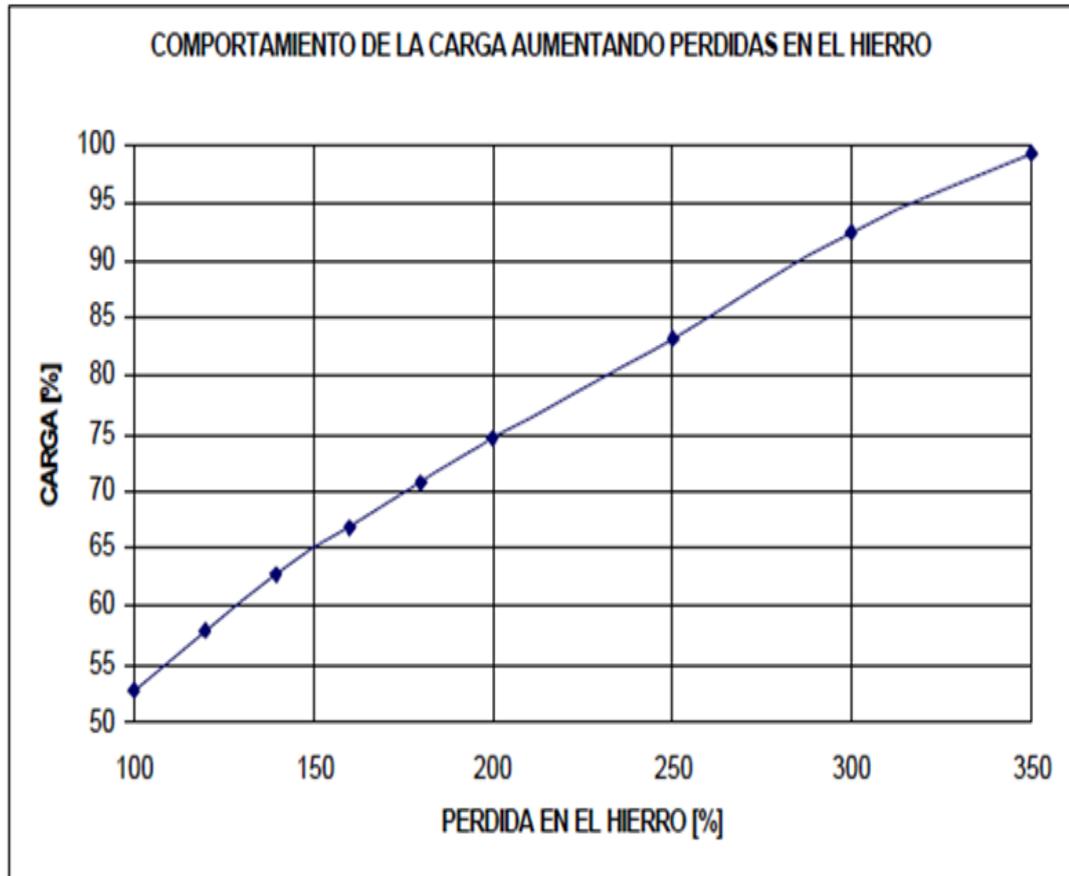
GRÁFICA 2.8
PÉRDIDAS AUMENTANDO LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO
MANTENIENDO LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE CONSTANTE ANTE
VARIACIÓN DE CARGA



Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

Ante las variaciones que se puedan presentar en la carga de un transformador antes de proceder a la selección de un transformador de la capacidad inmediatamente superior ante las variaciones de las pérdidas de hierro en aumento, se muestra en la grafica el análisis desde el punto de vista de las pérdidas mínimas.

GRÁFICA 2.9
COMPORTAMIENTO DE LA CARGA PERMISIBLE ANTE EL AUMENTO
DE LAS PÉRDIDAS EN EL HIERRO.



Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

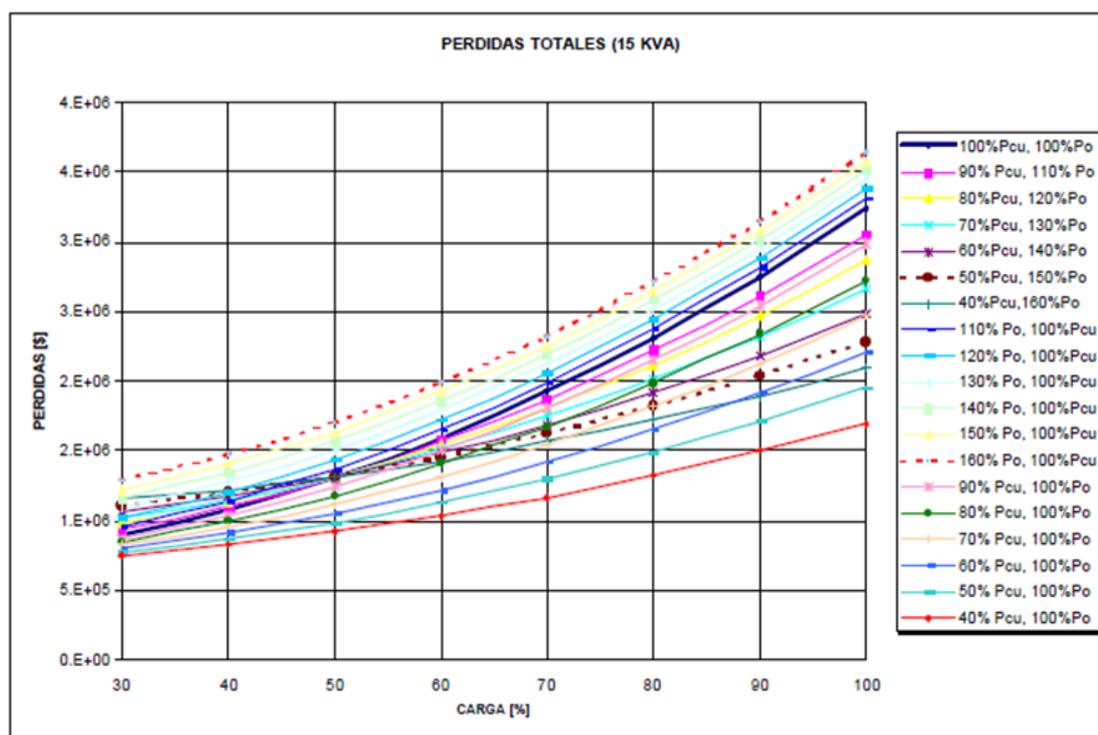
2.6 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN CARGA ANTE CAMBIOS EN LAS PÉRDIDAS TOTALES EN CONDICIONES NOMINALES.

Las pérdidas totales menores se presentan en los equipos en donde las pérdidas en el hierro se mantienen constantes y se reducen las pérdidas en el cobre.

Las pérdidas totales se incrementan en los equipos donde se mantienen las pérdidas en el cobre constantes iguales a las normalizadas en condiciones de carga nominal y se incrementan las pérdidas en el hierro. Este comportamiento se da ya que las pérdidas en el cobre se incrementan con la carga y en las pérdidas en el hierro

permanecen constantes y son independientes de la carga del transformador de distribución.

GRÁFICA 2.10
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS TOTALES ANTE
VARIACIONES EN LAS PÉRDIDAS TOTALES Y EN LA CARGA



Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

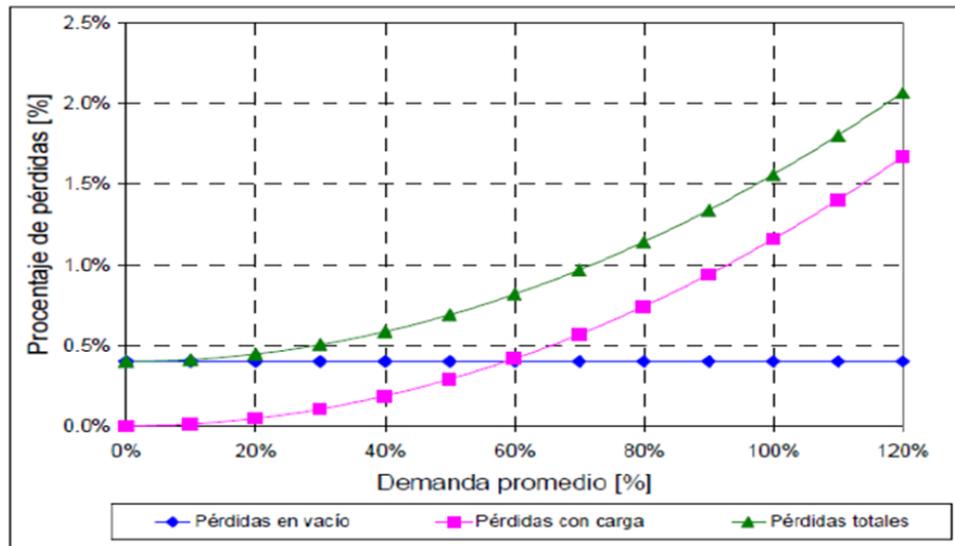
Se evidencia que al reducir las pérdidas en el cobre el comportamiento de las pérdidas totales tiende a ser constante (curva con menor pendiente) que al dejar las pérdidas constantes en el cobre y aumentar las del hierro para alcanzar la igualdad $P_o = P_u$.

2.7 COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA

Las pérdidas ligadas al transformador se determinan principalmente a las sin carga o pérdidas en el hierro y las pérdidas con carga o pérdidas en el cobre.

En la gráfica se indica el comportamiento en cuanto a las pérdidas que tiene un transformador de 25 KVA en función de su demanda, como se dijo anteriormente las pérdidas en el hierro son constantes es decir no dependen de la demanda solo dependen del voltaje de operación y la frecuencia, mientras las pérdidas con carga aumentan con el cuadrado de la demanda como se estableció en la formula $P_{cu} = (I_1^2 * R_1) + (I_2^2 * R_2)$.

GRÁFICA 2.11
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA
DEMANDA

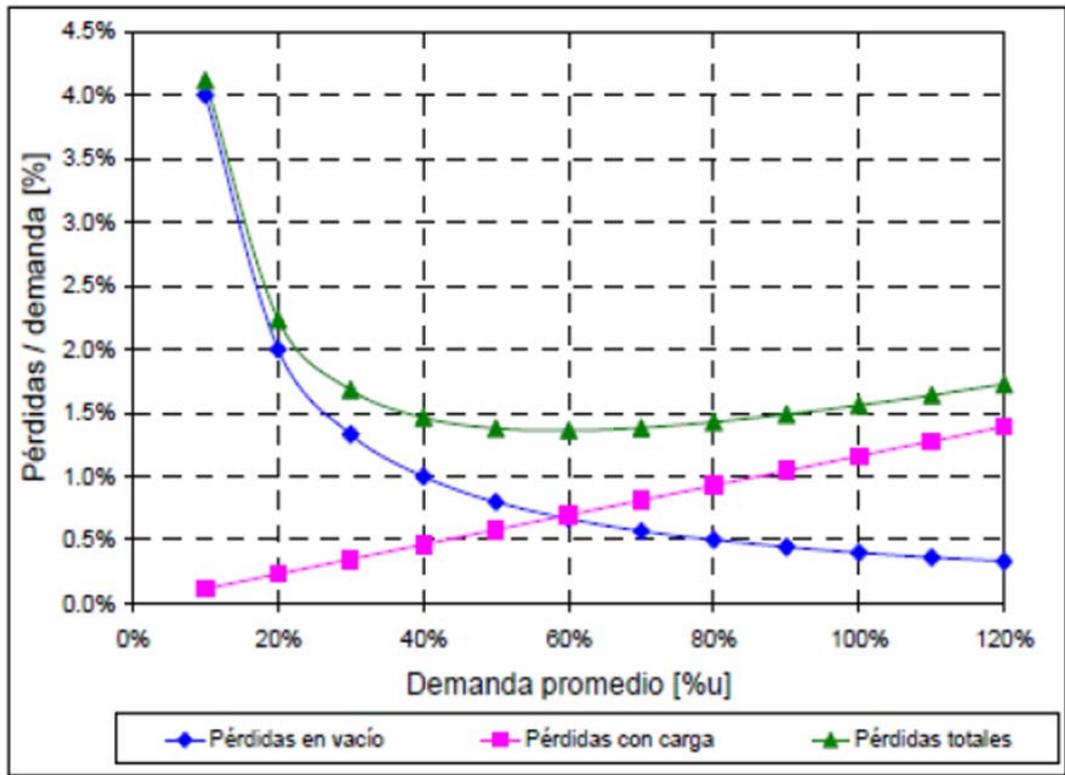


Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

Según el comportamiento que tiene las pérdidas, estas son mínimas cuando no existe demanda, pero se debe tener en cuenta que esta situación no tiene ningún sentido finalidad si se desea utilizar de forma eficiente un transformador.

Por tal motivo es que se obtiene la relación entre las pérdidas y la demanda, para determinar el punto óptimo de explotación desde el punto de vista de pérdidas óptimas, en el siguiente gráfico se indica la forma en cómo un transformador opera de forma más eficiente con una demanda entre el 50% y 70% de su capacidad nominal, también se puede finalizar diciendo que tener una carga por debajo del 30% de la capacidad nominal se considera que el transformador trabaja de forma ineficiente.

GRÁFICA 2.12
COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS VS DEMANDA EN FUNCIÓN
DE LA DEMANDA PROMEDIO



Fuente: CODENSA, división y planificación de la red Bogotá DC 2001

CAPITULO 3

MARCO METODOLÓGICO

Para el presente proyecto primeramente se hizo un análisis de los transformadores de distribución ya analizados por parte del departamento de control de calidad y estadísticas de mas 900 mediciones realizadas en los transformadores de distribución monofásicos, estas mediciones que actualmente se están haciendo en la empresa eléctrica son realizadas con el fin de llevar a cabo los reglamentos que en nuestro país obedece y al cual el estado delega las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica como es el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), mediante la regulación N° 004/01, la misma que se encuentra vigente desde el año 2001, las empresas de distribución de energía eléctrica deben regirse a esta norma que establece los niveles de calidad de prestación del servicio eléctrico de distribución.

Posteriormente a esto se realizo un estudio estadístico tomando una muestra de 581 transformadores de distribución monofásicos, para encontrar el factor de carga característico del sistema Guayaquil.

Una vez que se determino el factor de carga del sistema, se procedió a realizar un estudio experimental en el sector de la ciudadela bolivariana con el fin de encontrar los transformadores subutilizados en este sector, se realizaron las mediciones mediante el registrador de energía TOPAS 1000 en 40 transformadores de distribución durante 7 días continuos que es lo que determina la regulación 004/01 para obtener un registro de datos de medición óptimo, esta regulación se explicara detalladamente en la sección de mediciones, luego se analizo las curvas de carga de cada transformador obteniendo sus respectivos factores de uso.

Con el factor de uso de cada transformador se determino cual de ellos se encuentra subutilizado mediante reglas de factor de uso que se explicaran en la sección de la determinación del factor de uso, se analizo las normas y procedimientos del libro EBASCO el efecto de la simulación del cambio de capacidades con el fin de obtener factores de uso superiores, además se describe el análisis económico que considera los

costos de los nuevos transformadores, costos de mano de obra por el trabajo de cambio de equipos, evaluación de pérdidas de energía y capital recuperado por equipos retirados.

3.1 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA CARACTERÍSTICO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL.

Para la ejecución de nuestro estudio primeramente se debe encontrar el factor característico de los transformadores de distribución monofásicos de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, ya que por medio de este factor se determina las condiciones de uso de los transformadores.

A partir del año 2006 la empresa inició con las mediciones de calidad de producto, mediante el uso de equipos registradores de calidad hasta la fecha se han realizado más de 900 mediciones por parte de la empresa en diferentes zonas de la ciudad, con la finalidad de cumplir con la regulación CONELEC 004/01 el cual manifiesta lo siguiente:

Que, es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas.

Que, el Art. 1, inciso segundo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, establece que las disposiciones de dicho instrumento serán complementadas con regulaciones aprobadas por el CONELEC y por instructivos y procedimientos dictados por los distribuidores de conformidad con este Reglamento.

Que, para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico, que el regular las materias previstas en el considerando precedente, se convierte en una garantía de la prestación del servicio por parte de los Distribuidores, y en una defensa de los derechos de los Consumidores. En ejercicio de las facultades otorgadas por el literal e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Mediante el módulo computacional para el análisis de calidad de producto que cuenta la Empresa Eléctrica se realizó el análisis de los factores de carga de estos transformadores. Se muestra una gráfica de la pantalla del módulo.

GRÁFICO 3.1
FACTOR DE CARGA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL

Mes	Alimentadora	Transf	Nombre Archivo	Tipo de Transf	Factor de Pot Prom	Factor de Carga	
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	NODISPON_984	MOBLJ	T_Y	0.93	0.67
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	NODISPON_985	TERPEL	T_Y	0.95	0.56
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	13-14316	AWA	T_D	1.00	0.36
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	13-16594	CORASA	T_D	0.73	0.27
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	13-16594	FIBRAS	T_D	0.85	0.25
03/2007	74	PLAZA DEL SOL	13-7436	INTEL	T_D	0.98	0.31
04/2007	1	CERRO AZUL	NODISPON_1104	LAGU69	M_3	0.95	0.38
04/2007	1	CERRO AZUL	NODISPON_1105	LAGU70	M_3	0.92	0.39

Fuente: Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, Modulo Computacional de la calidad del producto, 2011.

Considerando una muestra del modulo computacional de 581 transformadores monofásicos de distribución, en el cual descarga un archivo de texto para poder ser visualizado en Microsoft Excel, se detallan a continuación los factores de carga de la muestra de transformadores.

CUADRO 3.1
MUESTRA DEL FACTOR DE CARGA DE 581 TRANSFORMADORES

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBREARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
1	dic-08	25	PANAMA	NODISPON_8926	banguaya_centro	TY1	0.62
2	dic-08	25	PANAMA	NODISPON_8937	ban_gye1	TY1	0.61
3	dic-08	26	PREVISORA	NODISPON_8931	rocatrafo	TY1	0.12
4	dic-08	26	PREVISORA	NODISPON_8944	ROCA4	M_3	0.54
5	dic-08	61	CUBA	T-16566	CCEstrellas	M_3	0.57
6	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8928	jug_tabkontr2	TY1	0.1
7	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8929	jug_tabkcontrol	M_3	0.25
8	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8930	jug_trafsec_2	TY1	0.55
9	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8935	trafo_seco3	TY1	0.47
10	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8938	JUGLUCES	TY1	0.27
11	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8939	JUG_GEN	TY1	0.13
12	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8940	JUG_MA2	TY1	0.15
13	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8941	JUG_MA3	M_3	0.31
14	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8942	JUG_SECO	TY1	22
15	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8943	JUG_PRI	TY1	0.45
16	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8945	JUGE_MA1	TY1	0.28
17	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8946	JUGTRANF	TY1	0.33
18	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8947	MJU_TR3	TY1	0.29
19	dic-08	72	JOSE CASTILLO	NODISPON_8948	MJU_TR4	TY1	0.45
20	dic-08	105	SAUCES 3	NODISPON_8927	coeka2a	TY1	0.55
21	dic-08	124	GARZOTA 4	NODISPON_8932	terzaueg_pd1	T_Y	0.35
22	may-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_8933	terueg_pb4noreste	T_Y	0.37
23	may-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_8934	terueg_pd2	T_Y	0.55
24	may-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_8936	terueg_pd2_2p	T_Y	0.26
25	may-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_8950	centralairelueg	T_Y	0.41
26	may-09	129	LOS RANCHOS	13-11866	Montebello3	M_3	0.11
27	may-09	129	LOS RANCHOS	13-18416	Montebello6	M_3	0.41
28	may-09	10	PLAZA DAÑIN	NODISPON_9019	Mnisterio17	M_3	0.56
29	may-09	10	PLAZA DAÑIN	NODISPON_9030	ECRAU	M_3	0.44
30	may-09	15	CENTRO PARK	T-08021	Mnisterio6	TY1	0.56
31	may-09	39	ANTEPARA	13-2487	Mnisterio38	M_3	4.1
32	may-09	44	VENEZUELA	13-11378	Mnisterio20	M_3	0.65
33	may-09	52	VELEZ	13-1985	Mnisterio23	M_3	0.1
34	may-09	53	A. FREIRE	NODISPON_9018	Mnisterio14	M_3	0.6
35	may-09	55	COMEGUA	NODISPON_9031	IPPAZ	M_3	0.35
36	may-09	68	GUAYACANES 2	13-7293	Mnisterio15	M_3	0.45
37	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9014	CEL_SEGE	T_Y	0.35
38	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9015	CEL_TR1	M_3	0.49
39	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9016	CEL_TR2	M_3	0.68
40	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9017	CEL_TR3	M_3	0.59
41	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9036	ceitra3f	TY1	0.69
42	may-09	79	STA. CECILIA	NODISPON_9037	tr_cum	M_3	0.75
43	may-09	82	MAPASINGUE 3	13-25076	Mnisterio35	M_3	0.39
44	may-09	95	CHILE	T-08272	Mnisterio5	T_Y	0.15
45	may-09	96	CORONEL	T-08069	Mnisterio4	T_Y	0.63
46	sep-09	96	CORONEL	13-21335	Mnisterio29	M_3	0.1
47	sep-09	97	E. ALFARO	NODISPON_9029	CBORJAL	M_3	0.26
48	sep-09	103	SAUCES 1	T-014	CARACOLI	M_3	0.19
49	sep-09	105	SAUCES 3	NODISPON_9012	coeka2b	TY1	0.35
50	sep-09	105	SAUCES 3	NODISPON_9013	coeka2c	TY1	0.25

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

#	Cargabilidad en Transformadores de Distribución						
	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
51	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9005	21215_ueg_bapril	T_Y	0,56
52	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9006	af20152_uegaire3	T_Y	0,44
53	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9007	af20152_uegpb2	T_Y	0,58
54	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9008	af24407_uegaire2	T_Y	0,35
55	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9009	af24407_uegpb1	T_Y	0,48
56	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9010	af24409_uegba2	T_Y	0,36
57	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9011	af24409_uegba3	T_Y	0,46
58	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9032	barrapri4	T_Y	0,34
59	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9033	centralaire5	T_Y	0,14
60	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9034	centralaire6	T_Y	0,23
61	sep-09	124	GARZOTA 4	NODISPON_9035	unidad7	T_Y	0,96
62	sep-09	12	ATARAZANA 2	NODISPON_9145	25_feb_a	M_3	0,35
63	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9139	cligye500	TYI	0,58
64	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9140	clitomag	TYI	0,33
65	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9148	af20151clbre600	TYI	0,16
66	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9149	af20151guatra500	TYI	0,29
67	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9150	af24415clli125	TYI	0,19
68	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9151	af24415cliguto	TYI	0,35
69	sep-09	20	CORDOVA	NODISPON_9173	gye_125	TYI	0,48
70	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9337	sam21	M_3	0,36
71	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9338	sam74	M_3	0,23
72	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9339	sam7pa	M_3	0,52
73	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9342	sam7pa	M_3	0,33
74	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9343	sam7pa	M_3	0,38
75	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9344	sam6pa	M_3	0,56
76	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9345	sam6pa	M_3	0,31
77	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9346	sam6pa	M_3	0,69
78	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9347	sam6pa	M_3	0,58
79	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9348	sam1pa	M_3	0,18
80	sep-09	140	SAMANES	NODISPON_9349	sam1pa	M_3	0,26
81	sep-09	29	CEIBOS	NODISPON_9141	riocuib1000	TYI	0,68
82	sep-09	29	CEIBOS	NODISPON_9144	2121rioredpetr	TYI	0,28
83	sep-09	29	CEIBOS	NODISPON_9152	af24409riode	TYI	0,44
84	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9174	airerice	TYI	0,41
85	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9175	CHILIS	TYI	0,19
86	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9176	tr_cei3	TYI	0,28
87	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9177	tr_rcei	TYI	0,21
88	ago-10	31	MIRAFLORES	NODISPON_9142	16_feb	M_3	0,4
89	ago-10	38	ACACIAS	NODISPON_9146	25_feb_b	M_3	0,43
90	ago-10	43	TULCAN	13-12092	GRENDON4	M_3	0,33
91	ago-10	43	TULCAN	13-22655	GRENDON3	M_3	0,27
92	ago-10	43	TULCAN	13-309	CHjuvenil4	M_3	0,14
93	ago-10	43	TULCAN	13-3465	CHjuvenil6	M_3	0,57
94	ago-10	50	HUANCAVILCA	13-11916	GRENDON8	M_3	0,37
95	ago-10	50	HUANCAVILCA	13-14303	CHjuvenil3	M_3	0,18
96	ago-10	50	HUANCAVILCA	13-7441	CHjuvenil8	M_3	0,1
97	ago-10	53	A. FREIRE	13-15095	SAUCES1_3	M_3	0,29
98	ago-10	53	A. FREIRE	13-19975	SAUCES1_1	M_3	0,43
99	ago-10	67	GUAYACANES 1	13-12522	GUAYACANES1	M_3	0,39
100	ago-10	67	GUAYACANES 1	13-5485	SAUCES4_4	M_3	0,46

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBREARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
101	ago-10	70	GUAYACANES 4	NODISPON_9138	SAUCES3_4	M_3	0,19
102	ago-10	70	GUAYACANES 4	13-20372	SAUCES3_3	M_3	0,24
103	ago-10	92	DEL MAESTRO	T-15378	CDEOCTUBRE	M_3	0,36
104	ago-10	92	DEL MAESTRO	13-11390	Huancavilca1	M_3	0,65
105	ago-10	92	DEL MAESTRO	13-1348	sopea1	M_3	0,54
106	ago-10	92	DEL MAESTRO	13-18493	Huancavilca2	M_3	0,35
107	ago-10	100	RUMICHACA	NODISPON_9143	17_feb	M_3	0,84
108	ago-10	118	LOS ROSALES	NODISPON_9147	26604mar11	M_3	0,7
109	ago-10	118	LOS ROSALES	NODISPON_9155	af26605sam7	M_3	0,35
110	ago-10	124	GARZOTA 4	NODISPON_9156	granman	TY1	0,6
111	ago-10	13	ATARAZANA 3	NODISPON_9157	ALBATROS	M_3	0,26
112	ago-10	20	CORDOVA	NODISPON_9262	cli_brea250cont	TY1	0,18
113	ago-10	20	CORDOVA	NODISPON_9263	cli_cineangio	TY1	0,56
114	ago-10	20	CORDOVA	NODISPON_9267	clia_delibar	TY1	0,33
115	ago-10	20	CORDOVA	NODISPON_9268	cli_cinangio_2	TY1	0,35
116	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9153	af24417nocima	M_3	0,8
117	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9154	af26607rio	TY1	0,85
118	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9266	tr_cei4	TY1	0,38
119	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9269	traf_5kva	M_3	0,4
120	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9290	TRRIOST2	TY1	0,35
121	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9291	TR_RIOST	TY1	0,28
122	ago-10	29	CEIBOS	NODISPON_9292	TR_RIOST1	TY1	0,48
123	sep-10	37	4 DE NOVIEMBRE	13-14838	BABAHYO9	M_3	0,31
124	sep-10	39	ANTEPARA	NODISPON_9264	Naranja	M_3	0,35
125	sep-10	39	ANTEPARA	NODISPON_9265	Pareja	M_3	0,14
126	sep-10	43	TULCAN	13-18003	BOLIVIA4	M_3	0,28
127	sep-10	43	TULCAN	13-21798	BOLIVIA7	M_3	0,54
128	sep-10	43	TULCAN	13-3210	BOLIVIA1	M_3	0,23
129	sep-10	50	HUANCAVILCA	NODISPON_9158	LEITON	M_3	0,6
130	sep-10	50	HUANCAVILCA	13-1408	BABAHYO8	M_3	0,15
131	sep-10	50	HUANCAVILCA	13-5117	BABAHYO7	M_3	0,39
132	sep-10	53	A. FREIRE	NODISPON_9260	SAUCES1_12	M_3	0,34
133	sep-10	53	A. FREIRE	NODISPON_9261	SAUCES1_5	M_3	0,19
134	sep-10	98	EL ORO	13-23361	LBECERRA6	M_3	0,65
135	sep-10	98	EL ORO	13-25096	LBECERRA3	M_3	0,33
136	sep-10	99	ESMERALDAS	13-10938	SMONICA3	M_3	0,41
137	sep-10	99	ESMERALDAS	13-20343	ARGENTINA	M_3	0,33
138	sep-10	99	ESMERALDAS	13-20461	SMONICA4	M_3	0,27
139	sep-10	99	ESMERALDAS	13-23872	FMARCOS11	M_3	0,11
140	sep-10	99	ESMERALDAS	13-8906	SMONICA1	M_3	0,54
141	sep-10	100	RUMICHACA	13-17652	SMONICA9	M_3	0,64
142	sep-10	102	LA CHALA	13-21872	SMONICA2	M_3	0,56
143	sep-10	112	TORRE 5	13-11485	SAUCES1_7	M_3	0,67
144	sep-10	116	UNIVERSO	13-9484	trafo_uni	M_3	0,38
145	sep-10	132	FLOR DE BASTION OESTE	13-21163	SANTIAGO6	M_3	0,58
146	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9270	sam21	M_3	0,36
147	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9271	sam74	M_3	0,23
148	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9272	sam7pa	M_3	0,44
149	sep-10	9	OLIMPO	13-1409	CMODELO8	M_3	0,1
150	sep-10	10	PLAZA DANIN	13-2089	CMODELO7	M_3	0,18

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBRE ALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
151	sep-10	11	ATARAZANA 1	NODISPON_9367	INFECTOLOGIA_1	TY1	0,28
152	sep-10	20	CORDOVA	NODISPON_9338	cli_torifo_10kva	TY1	0,34
153	sep-10	21	MALECON	13-20502	CCARMEN5	M_3	0,19
154	sep-10	21	MALECON	13-20509	CCARMEN2	M_3	0,1
155	sep-10	21	MALECON	13-20510	CCARMEN9	M_3	0,24
156	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9331	rioceib_15kva	M_3	0,38
157	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9332	rioceib_5kva	M_3	0,15
158	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9333	rioceib_10kva	M_3	0,28
159	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9334	riocei_10kva	M_3	0,27
160	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9335	riocei_5kva	M_3	0,17
161	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9336	rioce_15kva	M_3	0,45
162	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9337	rio_10kva	M_3	0,24
163	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9356	RCSTORLU	TY1	0,19
164	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9357	RCTR_RST	TY1	0,18
165	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9358	TR_RC_ST	TY1	0,49
166	sep-10	29	CEIBOS	NODISPON_9359	TR_RIOS	TY1	0,39
167	sep-10	47	COLON	NODISPON_9363	MATERNID	TY1	0,26
168	sep-10	47	COLON	13-13534	PMOCAYO9	M_3	0,11
169	sep-10	55	COMEGUA	NODISPON_9360	TRAL2_25	M_3	0,18
170	sep-10	55	COMEGUA	NODISPON_9361	TR_GAR	M_3	0,34
171	sep-10	90	25 DE JULIO	NODISPON_9362	CTCSUR	M_3	0,44
172	sep-10	90	25 DE JULIO	NODISPON_9371	SCTG1_1	M_3	0,29
173	sep-10	90	25 DE JULIO	NODISPON_9372	SCTG2_1	M_3	0,11
174	sep-10	94	VALDIVIA	NODISPON_9365	BVIENDA1_1	TY1	0,25
175	sep-10	94	VALDIVIA	NODISPON_9366	BVIENDA2_1	TY1	0,15
176	sep-10	94	VALDIVIA	NODISPON_9368	MARIA_EGAS_1	M_3	0,48
177	sep-10	97	E ALFARO	13-3221	CALICUCHIMA1	M_3	0,69
178	sep-10	99	ESMERALDAS	13-2393	CALICUCHIMA4	M_3	0,16
179	sep-10	99	ESMERALDAS	13-24327	CALICUCHIMA7	M_3	0,17
180	sep-10	100	RUMICHACA	13-1216	PMONCAYO8	M_3	0,44
181	sep-10	100	RUMICHACA	13-5216	PMONCAYO7	M_3	0,1
182	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9339	26604sam	M_3	0,36
183	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9340	26605sam	M_3	0,23
184	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9341	26605sam72	M_3	0,52
185	sep-10	140	SAMANES	NODISPON_9342	af266045	M_3	0,33
186	sep-10	149	PORTUARIA 4	NODISPON_9364	ADUANA_1	TY1	0,38
187	sep-10	152	FERTISA	NODISPON_9369	SADUANA1_1	M_3	0,56
188	sep-10	152	FERTISA	NODISPON_9370	SADUANA2_1	M_3	0,31
189	nov-10	9	OLIMPO	NODISPON_9424	poli_3_6M_1	T_Y	0,69
190	nov-10	28	CARLOS JULIO	NODISPON_9438	C28MAYO1	M_3	0,58
191	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9425	rc_L40_15kva	M_3	0,18
192	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9426	rc_15kva_2	M_3	0,15
193	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9427	rc_L28_15kva	M_3	0,44
194	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9428	rc_L29_15kva_2	M_3	0,36
195	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9429	rc_L37_10kva	M_3	0,25
196	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9430	rc_L38_10kva	M_3	0,18
197	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9431	rc_L39_15kva_2	M_3	0,55
198	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9432	rc_L48_25kva	M_3	0,23
199	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9433	rc_r_1	M_3	0,14
200	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9344	rc_L36_15kva	M_3	0,65

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribución							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBRE ALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
201	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9345	rc_L37_15kva_2	M_3	0,33
202	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9346	rc_L38_10kva	M_3	0,41
203	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9347	rc_L39_10kva	M_3	0,33
204	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9348	rc_L40_15kva_2	M_3	0,27
205	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9412	rc_L48_25kva	M_3	0,11
206	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9413	rc_r_1	M_3	0,54
207	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9415	rc_L41_10kva	M_3	0,64
208	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9416	rc_L42_15kva_2	M_3	0,56
209	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9417	rc_r_1	M_3	0,67
210	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9428		M_3	0,38
211	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9429		M_3	0,58
212	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9430		M_3	0,36
213	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9431		M_3	0,23
214	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9432		M_3	0,44
215	nov-10	107	SAUCES 6	NODISPON_9433		T_Y	0,1
216	nov-10	107	SAUCES 6	13-8966		T_Y	0,18
217	nov-10	107	SAUCES 6	13-11522		T_Y	0,28
218	nov-10	107	SAUCES 6	13-52431		T_Y	0,34
219	nov-10	107	SAUCES 6	13-18485		M_3	0,24
220	nov-10	107	SAUCES 6	13-6684		M_3	0,22
221	nov-10	107	SAUCES 6	13-23363		M_3	0,33
222	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9434	rc_r_12	M_3	0,37
223	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9435	tr_15kva	M_3	0,17
224	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9436	t_15kva2	M_3	0,56
225	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9437	RC_RS_L8	TY1	0,68
226	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9413	MOBEL1	M_3	0,33
227	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9414	MOBEL2	M_3	0,41
228	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9415	MOBEL4	M_3	0,54
229	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9416	MOBEL5	M_3	0,23
230	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9417	FHUANC1	M_3	0,6
231	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9418	FHUANC2	M_3	0,15
232	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9422	FHUANCA3	M_3	0,48
233	nov-10	103	SAUCES 1	NODISPON_9423	SUNVE7	M_3	0,18
234	nov-10	106	SAUCES 4	NODISPON_9404	AVIA5	T_Y	0,15
235	nov-10	106	SAUCES 4	NODISPON_9405	AVIA6	T_Y	0,27
236	nov-10	106	SAUCES 4	NODISPON_9407	HOSUNI1	T_Y	0,15
237	nov-10	106	SAUCES 4	NODISPON_9408	HOSUNI2	T_Y	0,37
238	nov-10	106	SAUCES 4	NODISPON_9409	SHUNI1	M_3	0,19
239	nov-10	120	MAPASINGUE 7	NODISPON_9439	C28MAYO2	M_3	0,27
240	nov-10	120	MAPASINGUE 7	NODISPON_9440	C28MAYO3	M_3	0,18
241	nov-10	120	MAPASINGUE 7	NODISPON_9441	C28MAYO5	M_3	0,28
242	nov-10	130	TENIENTE HUGO ORTIZ	NODISPON_9420	ORQ1	M_3	0,39
243	nov-10	130	TENIENTE HUGO ORTIZ	NODISPON_9421	ORQ2	M_3	0,28
244	nov-10	131	FLOR DE BASTION ESTE	NODISPON_9410	SHUNI2	M_3	0,29
245	nov-10	131	FLOR DE BASTION ESTE	NODISPON_9411	SHUNI5	M_3	0,37
246	nov-10	131	FLOR DE BASTION ESTE	NODISPON_9412	SHUNI6	M_3	0,49
247	nov-10	135	CALIFORNIA 1	NODISPON_9406	AVIA7	T_Y	0,17
248	nov-10	135	CALIFORNIA 1	NODISPON_9419	FUERHUNCA	TY1	0,37
249	nov-10	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9586	PSOLANO3	M_3	0,47
250	nov-10	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9587	PSOLANO5	M_3	0,19

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBREARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
251	nov-10	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9608	PSOLANO4	M_3	0.26
252	nov-10	9	OLIMPO	NODISPON_9621	polcenA	T_Y	0.1
253	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9592	COE	M_3	0.25
254	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9593	RESTAD	TYI	0.37
255	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9594	SESTAD1	M_3	0.55
256	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9595	SESTAD3	M_3	0.46
257	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9596	SESTAD4	M_3	0.45
258	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9597	TRAESTA	T_Y	0.36
259	nov-10	10	PLAZA DANIN	NODISPON_9598	POLINAC	M_3	0.14
260	nov-10	16	LUQUE	NODISPON_9620	cin9o1mon	M_2	0.14
261	nov-10	21	MALECON	NODISPON_9588	PENAS1	M_3	0.26
262	nov-10	21	MALECON	NODISPON_9589	PENAS3	M_3	0.16
263	nov-10	21	MALECON	NODISPON_9590	PENAS5	M_3	0.35
264	nov-10	21	MALECON	NODISPON_9591	PENAS7	M_3	0.49
265	nov-10	28	CARLOS JULIO	NODISPON_9584	C28MAYO6_I	M_3	0.26
266	nov-10	28	CARLOS JULIO	NODISPON_9585	COL28MAYO	TYI	0.35
267	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9611	rt11_tm2	TYI	0.32
268	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9612	LPC315kva	M_3	0.11
269	nov-10	29	CEIBOS	NODISPON_9613	rcC215kva	M_3	0.39
270	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9614	rcL2415kv	M_3	0.27
271	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9615	rcL7115k	M_3	0.35
272	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9616	rcL715kva	M_3	0.22
273	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9617	rcL7615kv	M_3	0.37
274	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9618	rcLA15kva	M_3	0.36
275	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9619	yogurt15kva	M_3	0.27
276	ene-11	44	VENEZUELA	NODISPON_9602	ESTADIO	M_3	0.35
277	ene-11	44	VENEZUELA	NODISPON_9603	RUNAM9	M_3	0.28
278	ene-11	46	AGUIRRE	NODISPON_9604	Pilah	M_3	0.18
279	ene-11	46	AGUIRRE	NODISPON_9607	2PIYA	M_3	0.25
280	ene-11	75	URDENOR	NODISPON_9599	URBANORI	M_3	0.46
281	ene-11	75	URDENOR	NODISPON_9600	URBANOR3	M_3	0.16
282	ene-11	75	URDENOR	NODISPON_9601	URBAN5	M_3	0.55
283	ene-11	75	URDENOR	NODISPON_9605	PA16	M_3	0.38
284	ene-11	83	MAPASINGUE 4	NODISPON_9606	DOLSUCR	T_Y	0.25
285	ene-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_9609	TRANSF	M_3	0.56
286	ene-11	156	GRAN MANZANA	NODISPON_9610	tr25kva	M_3	0.32
287	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	750kvacoma	T_Y	0.33
288	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	750kvaconterr	T_Y	0.36
289	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma3piso	T_Y	0.23
290	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.52
291	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	tcin9oc2mo	M_2	0.33
292	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.31
293	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.69
294	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.58
295	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.18
296	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.15
297	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.44
298	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.36
299	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.25
300	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.18

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
	MES	CODIGO ALIM	NOMBRE ALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
301	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	comanterr	T_Y	0.55
302	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma5piso	T_Y	0.23
303	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma5piso	T_Y	0.14
304	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma5piso	T_Y	0.37
305	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma5piso	T_Y	0.19
306	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	coma5iso	T_Y	0.26
307	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	tcin8oc1mo	T_Y	0.31
308	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	TDEI45Acoma	T_Y	0.25
309	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9687	trcine9oc3	T_Y	0.37
310	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9688	750kvaconterr	T_Y	0.26
311	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9689	coma4piso	T_Y	0.36
312	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9690	comanterr	T_Y	0.1
313	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9691	tcin9oc2mo	M_2	0.15
314	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9692	TDEI50Acoma	T_Y	0.35
315	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9693	trcine9oc3	T_Y	0.16
316	ene-11	16	LUQUE	NODISPON_9694	TTA800Acoma	T_Y	0.15
317	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9671	L2410kva	M_3	0.38
318	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9672	L2425kva	M_3	0.48
319	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9673	L7110kva	M_3	0.45
320	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9674	L7125kva	M_3	0.35
321	ene-11	29	CEIBOS	NODISPON_9675	L7610kva	M_3	0.26
322	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9676	L7625kva	M_3	0.36
323	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9677	L7710kva	M_3	0.21
324	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9678	L7725kva	M_3	0.22
325	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9679	LA810kva	M_3	0.35
326	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9680	LA825kva	M_3	0.26
327	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9681	LPC210kva	M_3	0.28
328	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9682	LPC225kva	M_3	0.1
329	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9683	LPC310kva	M_3	0.11
330	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9684	LPC325kva	M_3	0.11
331	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9685	natvo10kva	M_3	0.36
332	abr-11	29	CEIBOS	NODISPON_9686	natvo25kva	M_3	0.37
333	abr-11	45	10 DE AGOSTO	NODISPON_9695	bosh_tr	TYI	0.36
334	abr-11	46	AGUIRRE	T-52	MCENTRAL3	M_3	0.28
335	abr-11	47	COLON	T-53	MCENTRAL1	M_3	0.37
336	abr-11	47	COLON	13-11293	GGUAYAS3	M_3	0.27
337	abr-11	47	COLON	13-12223	FUNCRIS7	M_3	0.36
338	abr-11	47	COLON	13-20599	FMGUARE6	M_3	0.26
339	abr-11	50	HUANCAVILCA	13-1762	FMGUARE8	M_3	0.38
340	abr-11	50	HUANCAVILCA	13-4995	FMGUARE2	M_3	0.49
341	abr-11	50	HUANCAVILCA	13-9893	FUNCRISA8	M_3	0.37
342	abr-11	82	MAPASINGUE 3	T-06144	Schoenstatt5	M_3	0.22
343	abr-11	82	MAPASINGUE 3	T-28	Schoenstatt3	M_3	0.47
344	abr-11	82	MAPASINGUE 3	13-17327	Schoenstatt6	M_3	0.29
345	abr-11	82	MAPASINGUE 3	13-1925	Schoenstatt4	M_3	0.16
346	abr-11	95	CHILE	13-23850	GGUAYAS2	M_3	0.26
347	abr-11	11	ATARAZANA 1	13-19353	CEMENTERIO5	M_3	0.44
348	abr-11	11	ATARAZANA 1	13-23822	CEMENTERIO8	M_3	0.61
349	abr-11	11	ATARAZANA 1	13-2594	CEMENTERIO6	M_3	0.38
350	abr-11	11	ATARAZANA 1	13-5896	CEMENTERIO1	M_3	0.4

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBRE ALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
351	abr-11	21	MALECON	NODISPON_9750	HVERNAZA4	M_3	0.35
352	abr-11	21	MALECON	13-34219	HVERNAZA2	M_3	0.28
353	abr-11	34	CHONGON	13-16659	SPHONDO6	M_3	0.48
354	abr-11	34	CHONGON	13-5674	SPHONDO1	M_3	0.11
355	abr-11	34	CHONGON	13-7822	SPHONDO8	M_3	0.35
356	abr-11	34	CHONGON	13-8953	SPHONDO5	M_3	0.14
357	abr-11	36	PUERTO HONDO	T2	TERRANOSTRA2	M_3	0.28
358	abr-11	36	PUERTO HONDO	T3	TERRANOSTRA3	M_3	0.54
359	abr-11	36	PUERTO HONDO	T4	TERRANOSTRA4	M_3	0.23
360	abr-11	36	PUERTO HONDO	T5	TERRANOSTRA5	M_3	0.6
361	abr-11	36	PUERTO HONDO	T6	TERRANOSTRA6	M_3	0.15
362	abr-11	41	FCO. SEGURA	13-17247	ASTINA VE1	M_3	0.39
363	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_97	CROJAS7	M_3	0.34
364	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9642	CROJAS7	T_Y	0.35
365	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9645	CROJAS7	M_3	0.24
366	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9675	CROJAS7	TY1	0.44
367	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9676	CROJAS7	M_3	0.56
368	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9677	CROJAS7	M_3	0.2
369	abr-11	41	FCO. SEGURA	NODISPON_9678	CROJAS7	M_3	0.33
370	abr-11	52	VELEZ	NODISPON_9679	CROJAS7	T_Y	0.21
371	abr-11	52	VELEZ	NODISPON_9680	CROJAS7	M_3	0.23
372	abr-11	52	VELEZ	NODISPON_9681	CROJAS7	M_2	0.37
373	abr-11	52	VELEZ	13-34529	ASTINA VE1	M_3	0.16
374	abr-11	52	VELEZ	13-14563	ASTINA VE1	M_3	0.18
375	abr-11	52	VELEZ	13-5655	ASTINA VE1	M_3	0.45
376	abr-11	52	VELEZ	13-78733	ASTINA VE1	M_3	0.4
377	abr-11	52	VELEZ	13-6744	ASTINA VE1	M_3	0.23
378	abr-11	52	VELEZ	NODISPON_9682	ASTINA VE1	TY1	0.22
379	abr-11	52	VELEZ	NODISPON_9683	ASTINA VE1	TY1	0.32
380	abr-11	52	VELEZ	13-1453	CROJAS5	M_3	0.19
381	abr-11	55	COMEGUA	13-12310	CCONVENCIONES1	M_3	0.39
382	abr-11	55	COMEGUA	13-14727	CCONVENCIONES3	M_3	0.15
383	abr-11	96	CORONEL	13-12925	CTGCENTRO4	M_3	0.63
384	abr-11	96	CORONEL	13-1984	CTGCENTRO3	M_3	0.1
385	abr-11	100	RUMICHACA	13-10142	CTGCENTRO5	M_3	0.26
386	jul-11	100	RUMICHACA	13-17482	CJEE5	M_3	0.19
387	jul-11	100	RUMICHACA	13-4267	CJEE7	M_3	0.35
388	jul-11	118	LOS ROSALES	NODISPON_9749	CTGNORTE4	M_3	0.25
389	jul-11	118	LOS ROSALES	13-17647	CTGNORTE6	M_3	0.16
390	jul-11	124	GARZOTA 4	T20	FAE6	M_3	0.44
391	jul-11	124	GARZOTA 4	13-20775	FAE4	M_3	0.58
392	jul-11	137	MUCHO LOTE	13-1199	SECTOR3	M_3	0.35
393	jul-11	137	MUCHO LOTE	13-12564	SECTOR1	M_3	0.48
394	jul-11	137	MUCHO LOTE	13-18734	SECTOR5	M_3	0.36
395	jul-11	137	MUCHO LOTE	13-3887	SECTOR7	M_3	0.46
396	jul-11	144	CERRO BLANCO 4	NODISPON_9752	SGIR1	M_3	0.34
397	jul-11	144	CERRO BLANCO 4	NODISPON_9753	SGIR5	M_3	0.22
398	jul-11	144	CERRO BLANCO 4	NODISPON_9754	SGIR8	M_3	0.35
399	jul-11	144	CERRO BLANCO 4	13-9892	SGIR6	M_3	0.26
400	jul-11	152	FERTISA	13-12748	HCIESUS8	M_3	0.28

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBREARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
401	jul-11	152	FERTISA	13-45321	HCIJESU6	M_3	0.1
402	jul-11	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9855	PENI1	M_3	0.11
403	jul-11	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9856	PENI3	M_3	0.11
404	jul-11	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9857	PENI7	M_3	0.36
405	jul-11	4	BENJAMIN CARRION	NODISPON_9858	PENI8	M_3	0.57
406	jul-11	9	OLIMPO	NODISPON_9851	Pacif150kva	TY1	0.36
407	jul-11	16	LUQUE	NODISPON_9847	250kvaCom1	M_2	0.28
408	jul-11	16	LUQUE	NODISPON_9848	250kvacom2	M_2	0.37
409	jul-11	16	LUQUE	NODISPON_9854	treine9oc4	M_2	0.16
410	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9831	L2450kva	M_3	0.55
411	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9832	L245kva	M_3	0.26
412	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9833	L7150kva	M_3	0.41
413	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9834	L715kva	M_3	0.11
414	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9835	L7650kva	M_3	0.1
415	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9836	L765kva	M_3	0.56
416	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9837	L7150kva	M_3	0.44
417	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9838	L775kva	M_3	0.56
418	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9839	LA850kva	M_3	4.1
419	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9840	LA85kva	M_3	0.65
420	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9841	LPC250kva	M_2	0.1
421	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9842	LPC25kva	M_3	0.6
422	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9843	LPC350kva	M_3	0.35
423	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9844	LPC35kva	M_3	0.45
424	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9845	natyo50kva	M_3	0.35
425	jul-11	29	CEIBOS	NODISPON_9846	natyo5kva	M_3	0.49
426	jul-11	30	LOMAS	13-18826	IETEL6	M_3	0.29
427	jul-11	36	PUERTO HONDO	NODISPON_9830	TERRANOSTRA1	M_3	0.35
428	jul-11	52	VELEZ	NODISPON_9829	CROIAS6	M_3	0.39
429	jul-11	53	A. FREIRE	13/1536	SAUCES1_3	M_3	0.48
430	jul-11	53	A. FREIRE	13/4955	SAUCES1_1	M_3	0.59
431	jul-11	55	COMEGUA	13/12310	SAUCES2_1	M_3	0.28
432	jul-11	55	COMEGUA	13/44551	SAUCES2_2	M_3	0.38
433	jul-11	57	LA TOMA	NODISPON_9852	tiaDau164kva	TY1	0.46
434	jul-11	57	LA TOMA	NODISPON_9853	tiaDau500kva	TY1	0.35
435	jul-11	98	EL ORO	NODISPON_9849	alciv400kva2	T_Y	0.13
436	jul-11	98	EL ORO	NODISPON_9850	alciv400KVA	T_Y	0.29
437	jul-11	100	RUMICHA CA	13/10676	CIEEE6	M_3	0.19
438	jul-11	119	ORQUIDEAS	T-10138	ORQUIDEAS7	M_3	0.1
439	jul-11	119	ORQUIDEAS	13-9639	ORQUIDEAS1	M_3	0.59
440	jul-11	124	GARZOTA 4	13/13818	FAE7	M_3	0.15
441	jul-11	5	SATRION	NODISPON_9929	MIRADOR1	M_3	0.39
442	jul-11	5	SATRION	NODISPON_9930	MIRADOR5	M_3	0.34
443	jul-11	5	SATRION	NODISPON_9931	MIRADOR7	M_3	0.19
444	jul-11	5	SATRION	13/13119	MIRADOR6	M_3	0.39
445	jul-11	9	OLIMPO	13-15803	UESTATAL7	M_3	0.15
446	jul-11	9	OLIMPO	13-21840	UESTATAL5	M_3	0.63
447	jul-11	9	OLIMPO	13-25965	UESTATAL3	M_3	0.1
448	jul-11	30	LOMAS	NODISPON_9906	SEGSU1	M_3	0.26
449	jul-11	30	LOMAS	NODISPON_9907	SEGSU3	M_3	0.19
450	jul-11	30	LOMAS	T-11666	SEGSU5	M_3	0.35

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBRE ALIM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
451	jul-11	31	MIRAFLORES	NODISPON_9921	ALTAGRACIA1	M_3	0.25
452	jul-11	31	MIRAFLORES	NODISPON_9922	ALTAGRACIA3	M_3	0.16
453	jul-11	31	MIRAFLORES	NODISPON_9923	ALTAGRACIA5	M_3	0.44
454	jul-11	31	MIRAFLORES	NODISPON_9933	ALTA	M_3	0.58
455	jul-11	49	EL SALADO	NODISPON_9924	ALTAGRACIA7	M_3	0.35
456	jul-11	55	COMEGUA	NODISPON_9910	SMIGRA3	M_3	0.48
457	jul-11	55	COMEGUA	NODISPON_9911	SMIGRA5	M_3	0.36
458	jul-11	55	COMEGUA	T56	SMIGRA7	M_3	0.37
459	jul-11	60	ACERIAS	NODISPON_9919	GCENT7	M_3	0.29
460	jul-11	62	LAS TEJAS	NODISPON_9920	SUBNO4	M_3	0.37
461	jul-11	62	LAS TEJAS	13-24295	SLAE3	M_3	0.49
462	jul-11	62	LAS TEJAS	13-6221	SLAEI	M_3	0.31
463	jul-11	88	SUBURBIO 3	NODISPON_9912	SUBCEMENT3	M_3	0.48
464	jul-11	88	SUBURBIO 3	NODISPON_9913	SUBCEMENT4	M_3	0.37
465	jul-11	88	SUBURBIO 3	NODISPON_9914	SUBCEMENT7	M_3	0.1
466	jul-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_9908	SHNAVI	M_3	0.19
467	jul-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_9909	SHNAV7	M_3	0.69
468	jul-11	94	VALDIVIA	NODISPON_9915	VALDIVIA3	M_3	0.28
469	jul-11	94	VALDIVIA	NODISPON_9916	VALDIVIA5	M_3	0.17
470	jul-11	94	VALDIVIA	NODISPON_9917	VALDIVIA7	M_3	0.35
471	jul-11	118	LOS ROSALES	NODISPON_9909	TRANSF	M_3	0.16
472	jul-11	118	LOS ROSALES	NODISPON_9918	CHDOLIE7	M_3	0.15
473	jul-11	118	LOS ROSALES	T-13334	CHDOLIENTE5	M_3	0.38
474	jul-11	118	LOS ROSALES	T-13348	CHDOLIENTE1	M_3	0.48
475	jul-11	118	LOS ROSALES	T-17016	CHDOLIENTE3	M_3	0.45
476	jul-11	120	MAPASINGUE 7	NODISPON_9932	PJACOME6	M_3	0.35
477	jul-11	120	MAPASINGUE 7	13-14866	PJACOME4	M_3	0.26
478	sep-11	120	MAPASINGUE 7	13-24720	PJACOME8	M_3	0.36
479	sep-11	124	GARZOTA 4	NODISPON_9925	ALTAMIRA1	M_3	0.21
480	sep-11	124	GARZOTA 4	NODISPON_9926	ALTAMIRA3	M_3	0.22
481	sep-11	124	GARZOTA 4	NODISPON_9927	ALTAMIRA5	M_3	0.35
482	sep-11	124	GARZOTA 4	NODISPON_9928	ALTAMIRA7	M_3	0.26
483	sep-11	17	PICHINCHA	NODISPON_10024	tr_25kva	M_3	0.28
484	sep-11	45	10 DE AGOSTO	NODISPON_10023	teleroi3	TY1	0.1
485	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9986	ABANICO1	M_3	0.11
486	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9987	ABANICO10	M_3	0.11
487	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9988	ABANICO11	M_3	0.36
488	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9989	ABANICO12	M_3	0.37
489	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9990	ABANICO5	M_3	0.36
490	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9991	ABANICO6	M_3	0.28
491	sep-11	73	LAS CAMARAS	NODISPON_9992	ABANICO9	M_3	0.37
492	sep-11	95	CHILE	NODISPON_10021	tab1	M_3	0.27
493	sep-11	95	CHILE	NODISPON_10022	tab2	M_3	0.36
494	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10011	CHALA10	M_3	0.26
495	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10012	CHALA11	M_3	0.38
496	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10013	CHALA12	M_3	0.49
497	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10014	CHALA13	M_3	0.37
498	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10015	CHALA14	M_3	0.21
499	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10016	CHALA4	M_3	0.15
500	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10017	CHALA6	M_3	0.19

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALM	NOMBRE ALM	TRANSFORMADOR	NOMBRE ARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
501	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10018	CHALA7	M_3	0.31
502	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10019	CHALA8	M_3	0.21
503	sep-11	102	LA CHALA	NODISPON_10020	CHALA9	M_3	0.56
504	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10000	BESTACIO9	M_3	0.39
505	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10001	FFLOR1	M_3	0.34
506	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10002	FFLOR10	M_3	0.26
507	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10003	FFLOR11	M_3	0.36
508	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10004	FFLOR12	M_3	0.34
509	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10005	FFLOR13	M_3	0.44
510	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10006	FFLOR5	M_3	0.46
511	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10007	FFLOR6	M_3	0.58
512	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10008	FFLOR7	M_3	0.58
513	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10009	FFLOR8	M_3	0.26
514	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_10010	FFLOR9	M_3	0.56
515	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9993	BESTACIO10	M_3	0.19
516	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9994	BESTACIO11	M_3	0.29
517	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9995	BESTACIO12	M_3	0.54
518	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9996	BESTACIO13	M_3	0.29
519	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9997	BESTACIO14	M_3	0.38
520	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9998	BESTACIO6	M_3	0.33
521	sep-11	134	EL FORTIN	NODISPON_9999	BESTACIO8	M_3	0.45
522	nov-11	10	PLAZA DAÑIN	13/5730	FERRO1	M_3	0.35
523	nov-11	16	LUQUE	NODISPON_10078	TiaCtoTr	TYI	0.42
524	nov-11	16	LUQUE	NODISPON_10079	TiaLuqueDelt	TYI	0.4
525	nov-11	16	LUQUE	NODISPON_10080	TiaVelezSeco	T_Y	0.36
526	nov-11	31	MIRAFLORES	13/14245	MIRA10	M_3	0.22
527	nov-11	31	MIRAFLORES	13/28856	MIRA1	M_3	0.33
528	nov-11	33	URDESA	NODISPON_10067	URDESA6	M_3	0.36
529	nov-11	33	URDESA	13/14134	URDESA4	M_3	0.47
530	nov-11	33	URDESA	13/18204	URDESA9	M_3	0.19
531	nov-11	33	URDESA	13/19305	URDESA14	M_3	0.48
532	nov-11	33	URDESA	13/21332	URDESA1	M_3	0.45
533	nov-11	33	URDESA	13/21464	MIRA5	M_3	0.35
534	nov-11	33	URDESA	13/26023	URDESA12	M_3	0.26
535	nov-11	45	10 DE AGOSTO	NODISPON_10064	BELLA VISTA13	M_3	0.36
536	nov-11	45	10 DE AGOSTO	NODISPON_10065	BELLA VISTA4	M_3	0.21
537	nov-11	45	10 DE AGOSTO	NODISPON_10066	BELLA VISTA9	M_3	0.22
538	oct-11	45	10 DE AGOSTO	13/15647	BELLA VISTA1	M_3	0.35
539	oct-11	45	10 DE AGOSTO	13/20348	BELLA VISTA11	M_3	0.26
540	oct-11	45	10 DE AGOSTO	13/20478	BELLA VISTA3	M_3	0.28
541	oct-11	49	EL SALADO	13/11362	FERRO6	M_3	0.1
542	oct-11	49	EL SALADO	13/11882	FERRO4	M_3	0.51
543	oct-11	49	EL SALADO	13/16929	FERRO11	M_3	0.33
544	oct-11	49	EL SALADO	13/26063	FERRO9	M_3	0.36
545	oct-11	49	EL SALADO	13/7888	FERRO13	M_3	0.37
546	oct-11	51	HURTADO	13/14286	MIRA7	M_3	0.36
547	oct-11	82	MAPASINGUE 3	NODISPON_10059	tra300k_1	TYI	0.28
548	oct-11	82	MAPASINGUE 3	NODISPON_10060	tra300k_2	TYI	0.37
549	oct-11	82	MAPASINGUE 3	NODISPON_10061	tra300k_3	TYI	0.27
550	oct-11	82	MAPASINGUE 3	NODISPON_10072	CSCG1	TYI	0.36

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

Cargabilidad en Transformadores de Distribucion							
#	MES	CODIGO ALIM	NOMBREALIM	TRANSFORMADOR	NOMBREARCHIVO	TIPO TRANSF	FACTOR DE CARGA
551	oct-11	82	MAPASINGUE 3	NODISPON_10073	CSCG2	TY1	0,26
552	oct-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_10068	adua300k1	TY1	0,38
553	oct-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_10069	adua300k2	TY1	0,49
554	oct-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_10070	adua300k3	TY1	0,37
555	oct-11	90	25 DE JULIO	NODISPON_10071	adua300k4	TY1	0,22
556	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10021	tab1	M_3	0,47
557	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10055	megafa2	M_3	0,29
558	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10056	megafapa1	M_3	0,16
559	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10057	tab2mega	M_3	0,26
560	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10074	megacomedo1	M_3	0,32
561	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10075	megacomedo2	M_3	0,25
562	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10076	megacomedo3	M_3	0,33
563	oct-11	95	CHILE	NODISPON_10077	megacomedor	M_3	0,22
564	oct-11	98	EL ORO	13/7789	MIRA12	M_3	0,47
565	oct-11	152	FERTISA	13/21465	MIRA12	M_3	0,48
566	oct-11	152	FERTISA	13/7913	MIRA12	M_3	0,5
567	nov-11	152	FERTISA	13/3674	MIRA12	TY1	0,69
568	nov-11	152	FERTISA	13/2451	MIRA12	TY1	0,28
569	nov-11	152	FERTISA	13/33255	MIRA12	TY1	0,27
570	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10078	MIRA14	TY1	0,35
571	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10079	MIRA14	TY1	0,16
572	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10044	MIRA14	TY1	0,15
573	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10045	MIRA14	TY1	0,38
574	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10046	MIRA14	TY1	0,48
575	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10047	MIRA14	TY1	0,45
576	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10050	MIRA14	M_3	0,35
577	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10051	MIRA14	M_3	0,69
578	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10052	MIRA16	M_3	0,16
579	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10053	MIRA16	M_3	0,17
580	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10055	MIRA16	M_3	0,44
581	nov-11	152	FERTISA	NODISPON_10056	MIRA16	M_3	0,41

Fuente: Modulo Computacional de Calidad del Producto, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
Departamento de Control de Calidad y Estadística.

3.1.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL FACTOR DE CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS DE GUAYAQUIL.

Mediante la muestra de los 581 transformadores se realiza un análisis estadístico con el programa MINITAB, para hallar el factor de carga promedio de los transformadores de distribución monofásicos de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, este factor nos indicara la tendencia de cargabilidad que tienen los transformadores de distribución monofásicos de la ciudad de Guayaquil para cargas residenciales-comerciales, y por ende el comportamiento que establece el factor de pérdidas para este factor de carga determinado los niveles apropiados de uso de los transformadores que se indican en el libro de RAYTHEON-EBASCO constituido por normas norteamericanas.

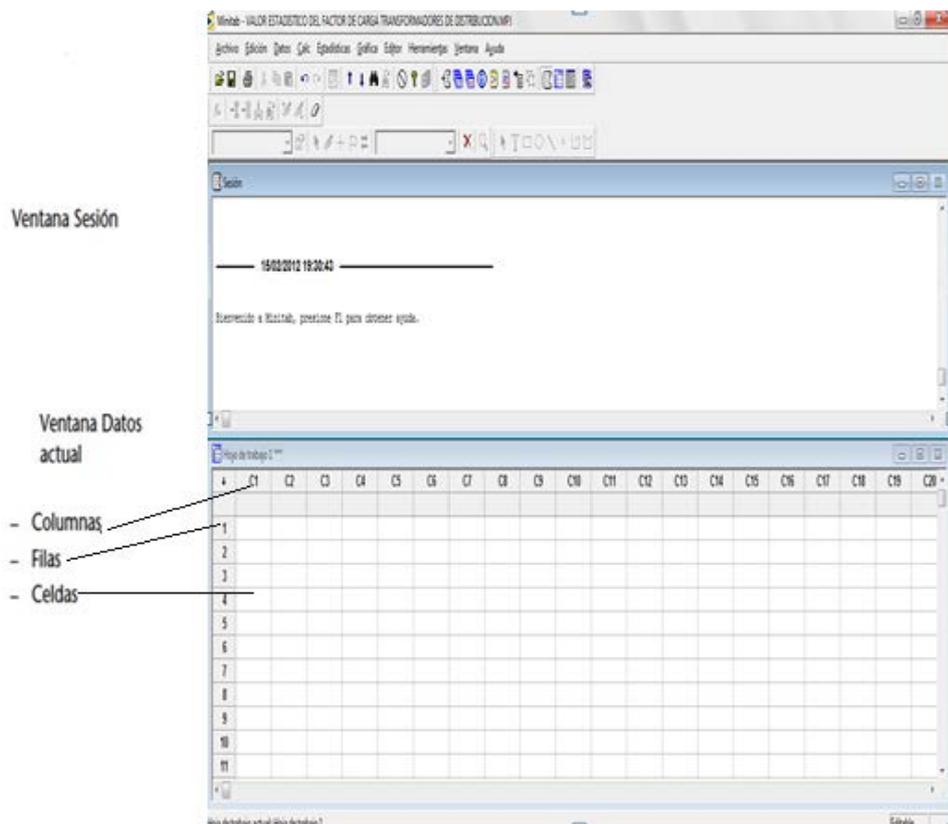
El programa Minitab es una herramienta estadística que nos permite obtener información a partir de los datos, usando para ello métodos y técnicas de obtención de datos, análisis e interpretación.

Antes de comenzar el análisis en MINITAB, vamos a comenzar paso a paso la utilización del programa para el estudio estadístico de los transformadores de distribución.

La ventana de inicio de minitab se abre con dos ventanas principales visibles:

- La ventana de sesión en donde muestra los resultados del análisis que vamos a realizar.
- La ventana de Datos el cual contiene una hoja de trabajo abierta, que es similar en aspecto a una hoja de cálculo.

GRÁFICA 3.2
PANTALLA DE INICIO DEL MINITAB

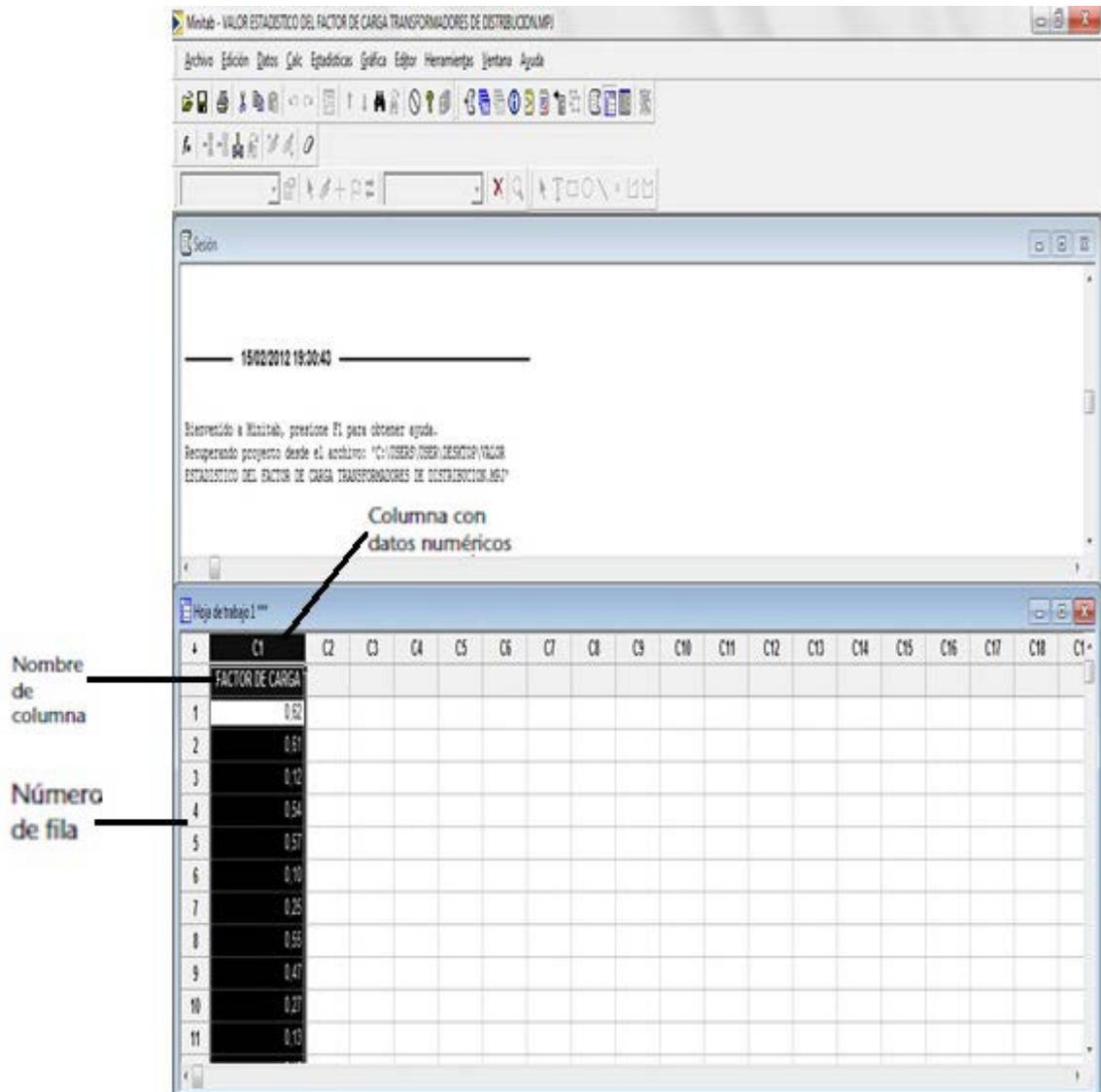


Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012

Los datos a analizar se introduce en la hoja de calculo del MINITAB en columnas, el número y el nombre de las columnas aparecen en la parte superior de cada columna.

GRÁFICA 3.3

PANTALLA DE TRABAJO DEL MINITAB

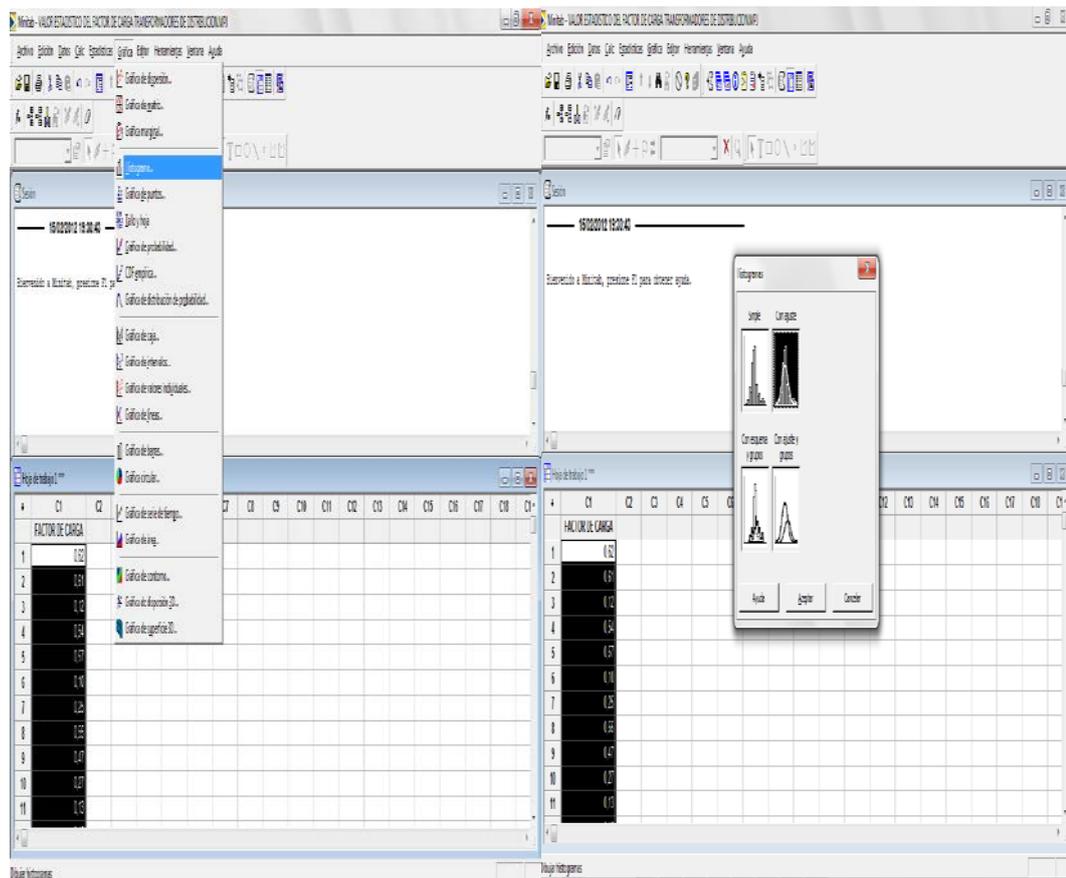


Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

Ahora que ya tenemos una hoja de trabajo abierta, estamos listos para comenzar usar el análisis con la presentación de estadísticas descriptivas las cuales resumen y describen las características importantes de los datos, antes de realizar un análisis estadístico, se deben utilizar gráficos para explorar datos y evaluar relaciones de las variables, además son útiles para resumir conclusiones y facilitar la interpretación de resultados estadísticos.

Se puede acceder a las gráficas desde los menús Gráficas y Estadísticas, también hay gráficas incorporadas, que ayudan a interpretar los resultados y a evaluar la validez de los supuestos estadísticos, disponibles en muchos comandos estadísticos, para nuestra exploración de datos crearemos un histograma, elegimos en el menú la opción Gráfica>Histograma> Histograma>Histograma con ajuste.

GRÁFICA 3.4 ACCESO AL MENÚ DE GRÁFICOS MINITAB

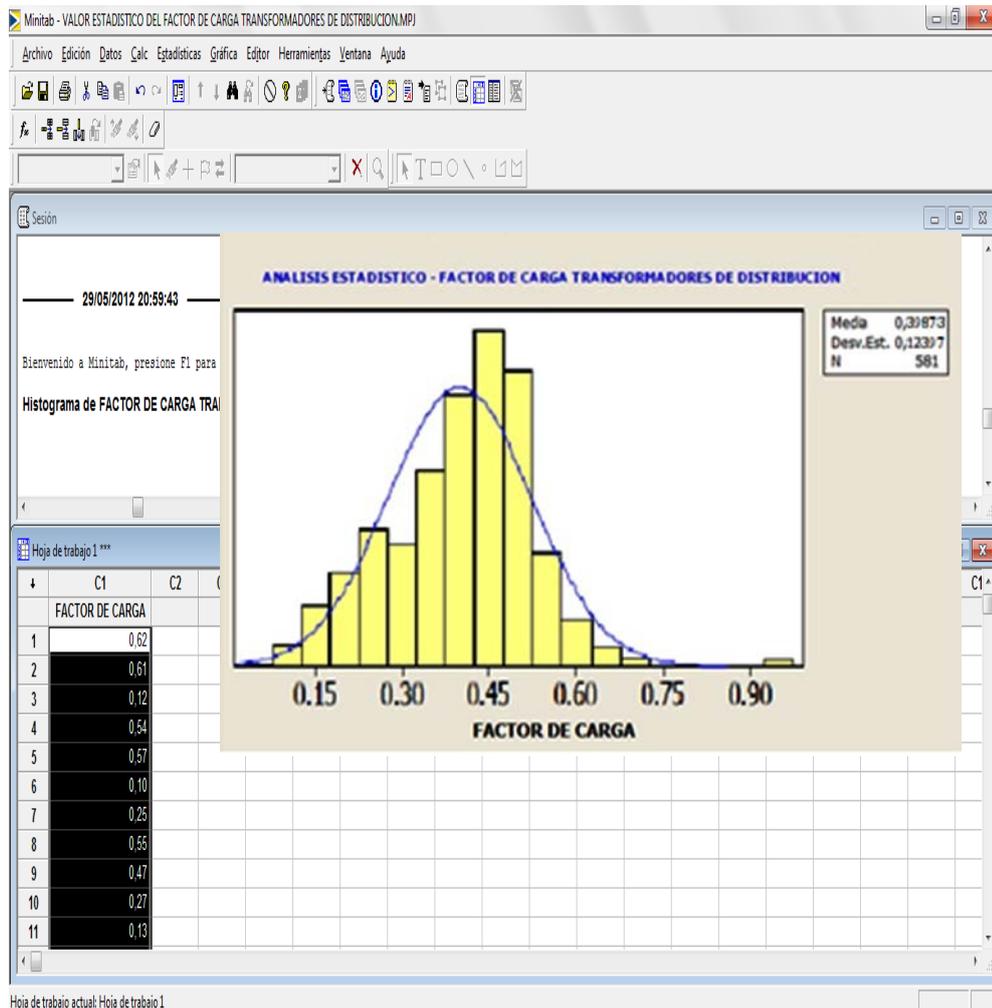


Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

En el cuadro de diálogo ingresamos la variable C1 de la columna que posee los datos de la muestra, y posteriormente obtenemos nuestra gráfica correspondiente al análisis.

GRÁFICA 3.5

GRÁFICO DE DATOS-MUESTRA 581 TRANSFORMADORES

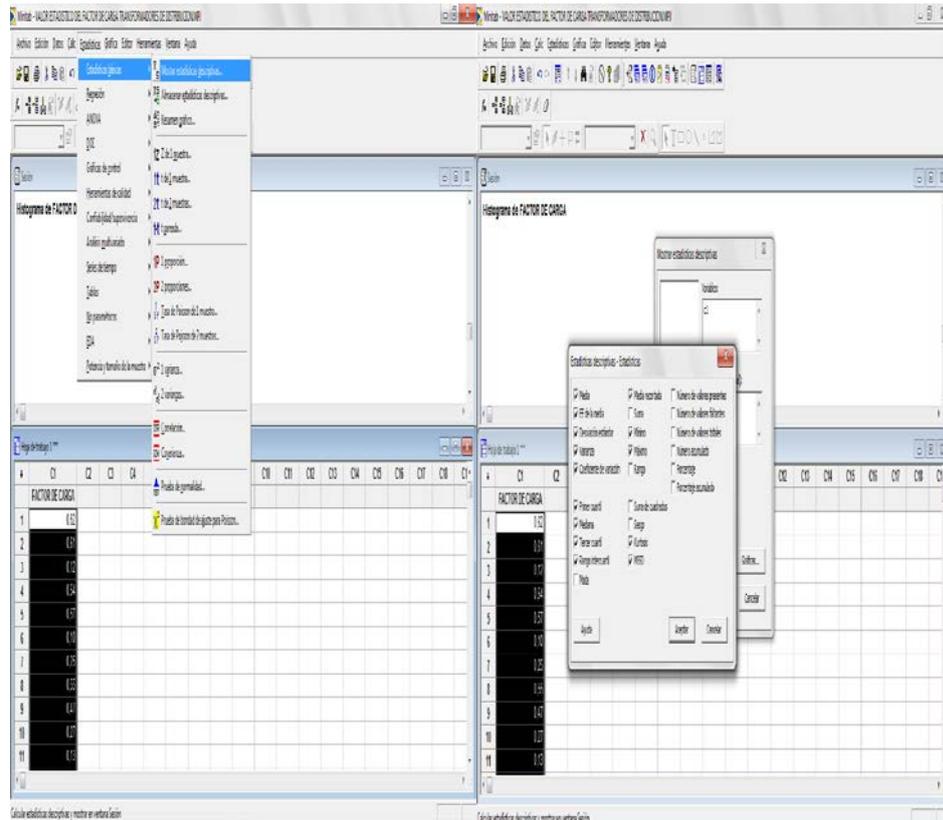


Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

Como podemos observar la gráfica nos determina la Media y desviación estándar de la exploración de los datos. MINITAB proporciona métodos estadísticos organizados por categoría, tal como la Varianza, Curtosis, para la determinación del factor de carga de los transformadores de distribución mediante el análisis estadístico, se necesitan considerar estos valores estadístico que establecerán el punto de intervalo de confianza para determinar el factor de carga característico del sistema.

Entonces para el análisis estadístico completo de los transformadores, se procede a seleccionar en el menú Estadísticas>Estadísticas básicas>Mostrar estadísticas descriptivas.

GRÁFICA 3.6 ANÁLISIS DE LAS ESTADÍSTICAS DESCRIPTIVAS MINTAB

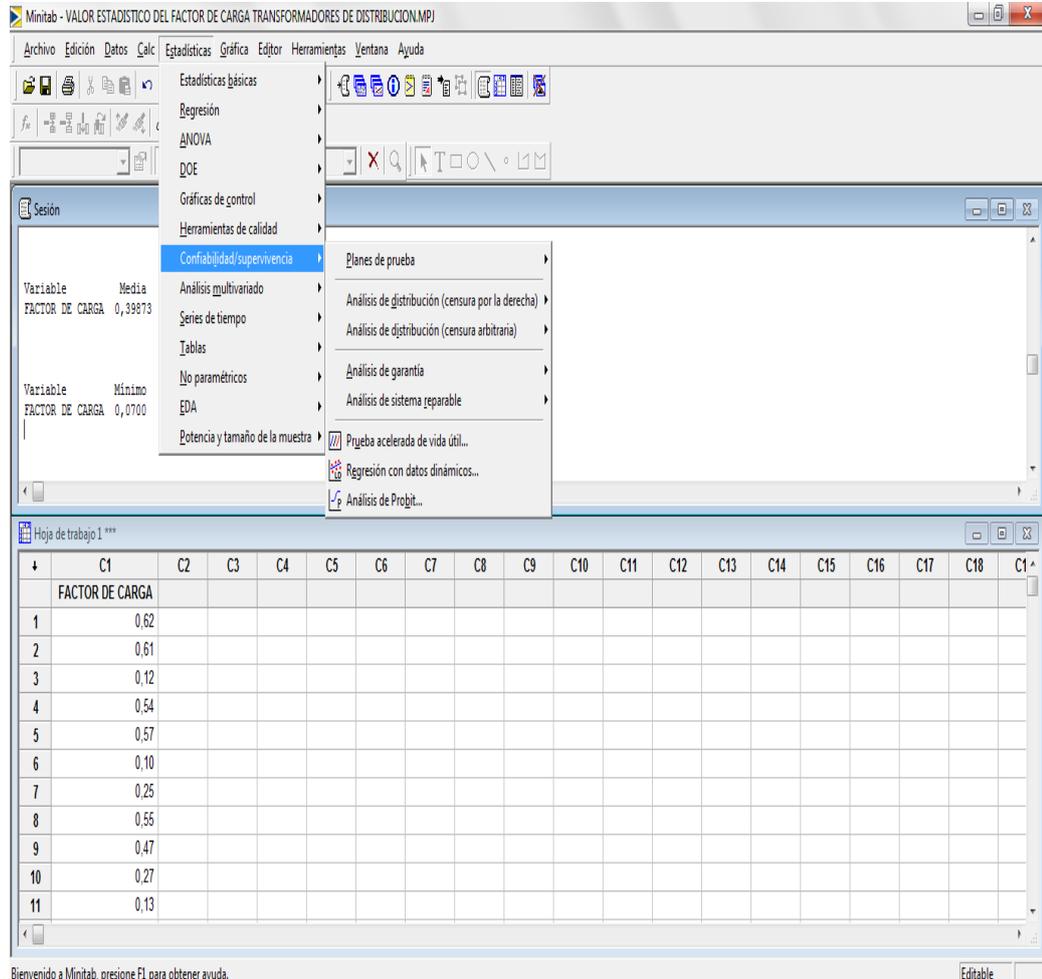


Fuente:Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

Además de analizar las estadísticas descriptivas se necesita hacer una evaluación de confiabilidad de la exploración de los datos, accedemos al menú Estadísticas>Confiabilidad, y obtendremos el siguiente gráfico grado de confiabilidad con los parámetros de las estadísticas descriptivas.

GRÁFICA 3.7

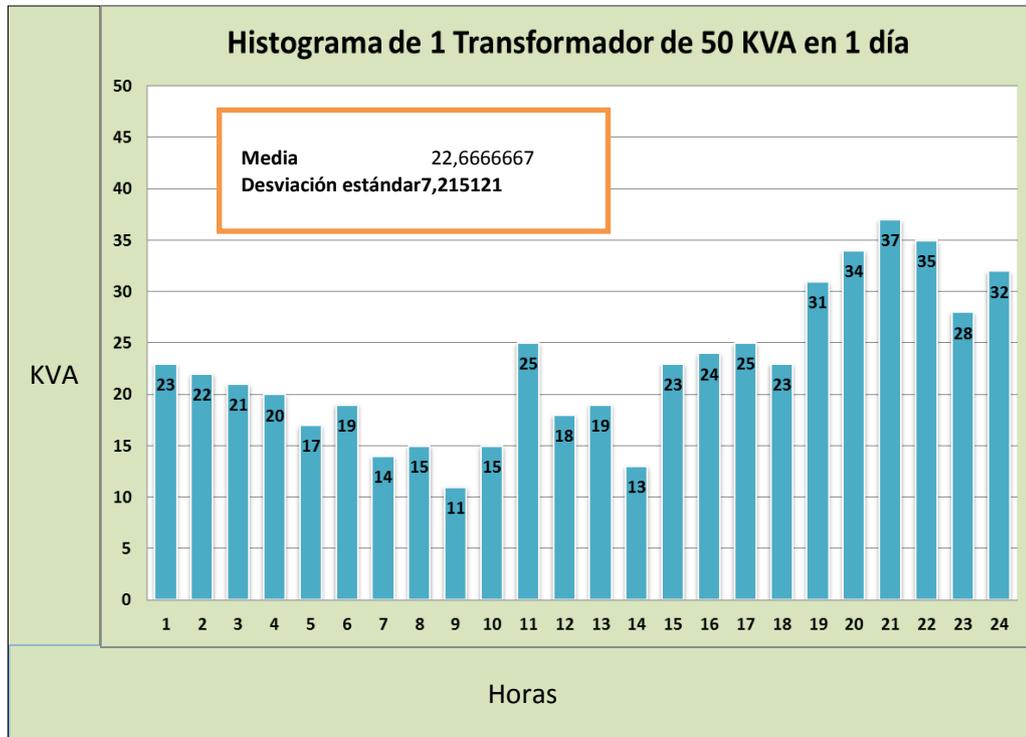
CONFIABILIDAD DE LA EXPLORACIÓN DE DATOS



Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

Una vez que determinamos el análisis estadístico, determinamos el grado de confiabilidad de la variación del procesamiento de datos, y el programa Minitab automáticamente realiza los cálculos estadísticos.

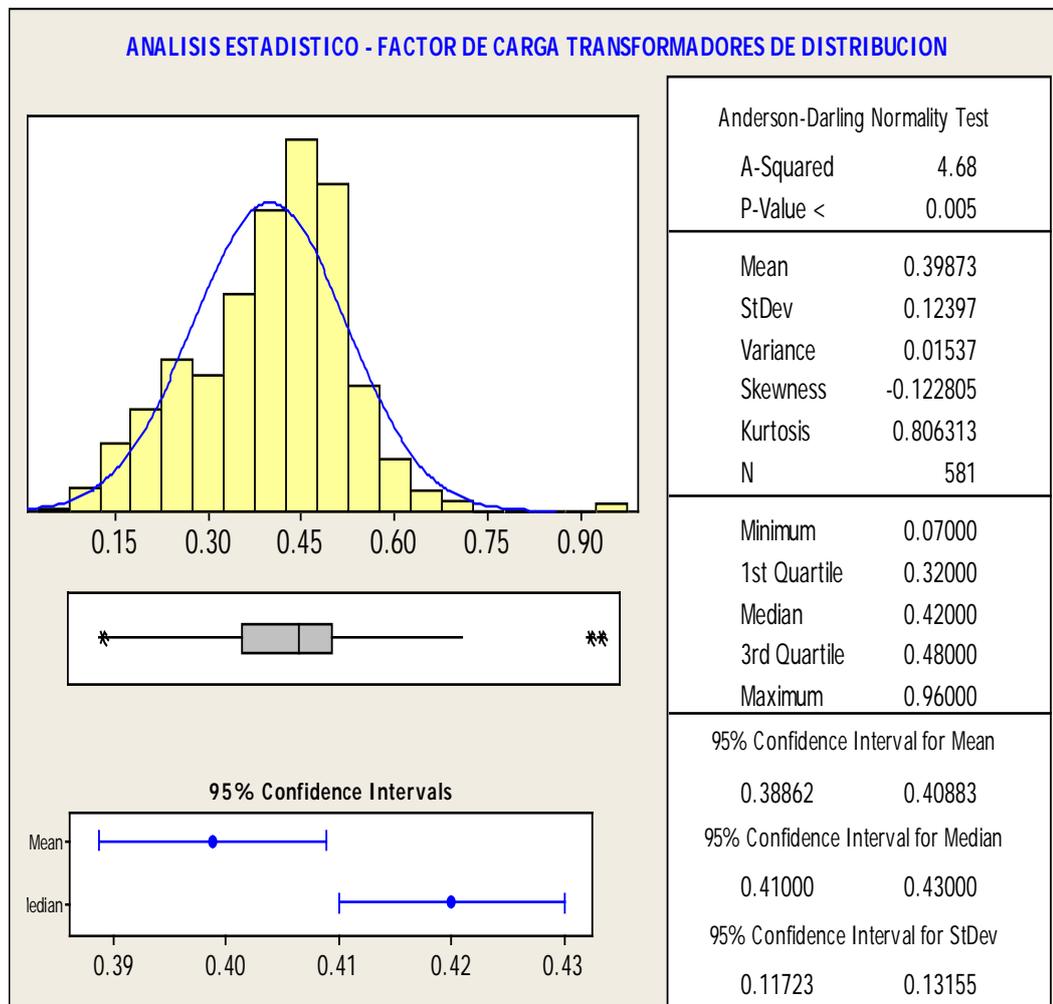
GRÁFICA 3.8
HISTOGRAMA ESTADÍSTICO PARA UN TRANSFORMADOR



Fuente: Los Autores

Para esta gráfica podemos determinar la potencia media de un transformador de los 581 y su demanda máxima, obteniendo el respectivo factor de carga, en este caso el factor de carga es de 0,61. Y así sucesivamente podremos determinar los Factores de Carga de los 581 transformadores (gráfica 3.9).

GRÁFICA 3.9
HISTOGRAMA ESTADÍSTICO DEL FACTOR DE CARGA CON LOS
DATOS OBTENIDOS EN CAMPO DE 581 TRANSFORMADORES



Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012.

La gráfica 3.9 se genera mediante el estudio estadístico de datos que realiza el programa MINITAB, de los resultados obtenidos de la muestra de 581 transformadores (véase cuadro 3.1) podemos observar las estadísticas descriptivas que genera el programa realizando los cálculos automáticamente tanto de los cuartiles de la media, mediana, varianza derivación estándar y la tendencia de los datos mediante la gráfica tipo campana, cuyo vértice determina el valor característico de la muestra con un intervalo de confianza del 95% para determinar que el

FACTOR DE CARGA de los transformadores de distribución monofásicos del sistema es de 0.40.

En el cuadro3.2 se resume los resultados del análisis estadístico con MINITAB.

CUADRO 3.2
RESUMEN ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL FACTOR DE
CARGA CON MINITAB

Número de Transformadores	FACTOR DE CARGA			
	Promedio	Primer Cuartil	Mediana	Tercer Cuartil
581	0.3987	0.3200	0.4200	0.4800

Fuente: Minitab, Estudio estadístico del factor de carga, 2012

Mediante cálculos podemos demostrar como se obtuvo los cuartiles de la muestra de los Factores de Carga de 581 (cuadro3.3) Transformadores, así como la Mediana y el Promedio de la muestra.

Para comprender los conceptos de Cuartiles, Mediana y Promedio véase el capítulo 1 Marco Teórico.

CUADRO 3.3
DETALLE DE CALCULO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO
DEL FACTOR DE CARGA

Muestra de 581 Transformadores del Sistema de Distribución Monofásico de Guayaquil para determinar el Factor de Carga característico			
Factores de carga Mínimo	0,07		
Factor de Carga Máximo	0,96		
Mediana=Segundo Cuartil	0,42		
Promedio	0,3987		
Primer Cuartil	0,32		
Tercer Cuartil	0,48		
Número de Transformadores	FC	Frecuencia Acumulada	% Frecuencia Absoluta
1	0,07	1	0,00172117
14	0,11	15	0,025817556
1	0,12	16	0,027538726
2	0,13	18	0,030981067
8	0,14	26	0,04475043
18	0,15	44	0,075731497
14	0,16	58	0,099827883
6	0,17	64	0,110154905
15	0,18	79	0,135972461
19	0,19	98	0,168674699
7	0,21	105	0,180722892
11	0,22	116	0,199655766
13	0,26	129	0,222030981
9	0,29	138	0,237521515
10	0,32	148	0,254733219
28	0,35	176	0,30292599
13	0,36	189	0,325301205
24	0,37	213	0,366609294
22	0,38	235	0,404475043
19	0,39	254	0,437177281
24	0,4	278	0,47848537
24	0,42	302	0,51979346
39	0,43	341	0,586919105
31	0,44	372	0,640275387
25	0,45	397	0,683304647
16	0,46	413	0,710843373
12	0,47	425	0,731497418
26	0,48	451	0,776247849
12	0,53	463	0,796901893
7	0,54	470	0,808950086
6	0,55	476	0,819277108
15	0,56	491	0,845094664
9	0,57	500	0,860585198
1	0,58	501	0,862306368
3	0,69	504	0,86746988
8	0,6	512	0,881239243
8	0,61	520	0,895008606
15	0,62	535	0,920826162
2	0,63	537	0,924268503
11	0,64	548	0,943201377
3	0,65	551	0,948364888
2	0,66	553	0,951807229
1	0,67	554	0,953528399
3	0,68	557	0,95869191
2	0,69	559	0,962134251
5	0,7	564	0,970740103
2	0,71	566	0,974182444
3	0,72	569	0,979345955
8	0,73	577	0,993115318
1	0,75	578	0,994836489
1	0,84	579	0,996557659
1	0,85	580	0,99827883
1	0,96	581	1

Fuente: Los Autores

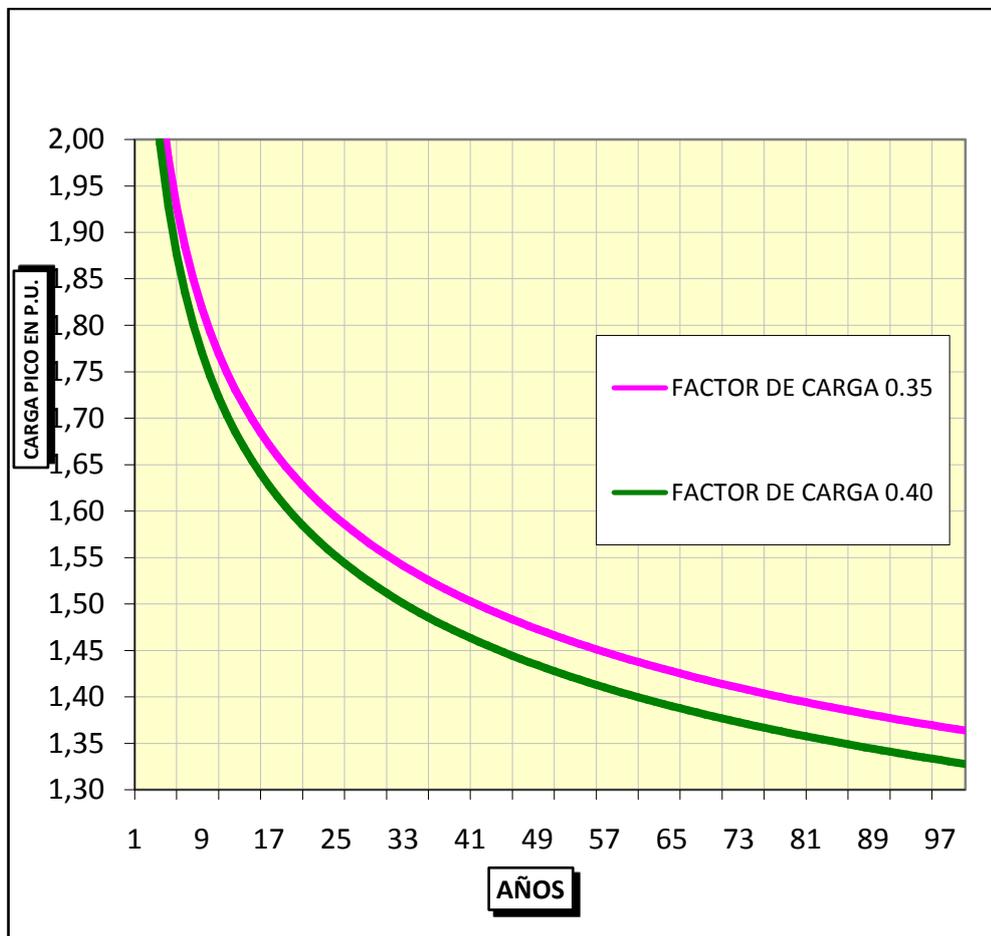
Observando la formula mediante la cual se determina el FACTOR DE CARGA:

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}}$$

Podemos notar en la fórmula y en siguiente gráfica que;

si el $F_c \downarrow$; la $D_{m\acute{a}x} \uparrow$

GRÁFICA 3.10
INCREMENTO DE LA DEMANDA EN FUNCIÓN
DEL FACTOR DE CARGA



Fuente: EBASCO, Transformer Life-Years, 1992.

Debido al análisis realizado y con la **finalidad de ser conservadores**, hemos considerado trabajar con valores de Factor de Carga que se encuentran entre el **Primer Cuartil y la Mediana**(cuadro 3.2), considerando un **valor promedio de 0.35**.

Por ende determinamos al valor de:

“FACTOR DE CARGA 0.35” **Característico Sistema de Distribución**
Monofásico para cargas Residenciales-
Comerciales

3.2 ANÁLISIS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo al Factor de Carga de los Transformadores de Distribución, podemos evaluar de manera general la cargabilidad de los transformadores.

Mediante el factor de pérdidas que genera con respecto a las condiciones en que se encuentran operando en la actualidad los transformadores.

En el capítulo 1 ya identificamos la fórmula de factor de pérdidas que influye en los Transformadores de distribución:

$$***Factor de Pérdidas para TD = 0.15(LDF) + (0.85)(LDF)^2***$$

Con esta fórmula podemos analizar a los Transformadores de Distribución para saber cuantas pérdidas de energía generan actualmente, como sabemos toda máquina eléctrica genera pérdidas de energía, pero las máquinas eléctricas generan más pérdidas de las normales si no es utilizado de manera correcta.

El manual de Raytheon, Transformer Distribución Losses-Ebasco Division, proporciona las pérdidas típicas de los transformadores de distribución por año según la Norma ANSI 57.22.00, mediante la siguiente fórmula:

$$TL = 8760 \text{ horas/año } [(Pfe) + (p^2)(Fper) (Pcu)] \text{ Kwh/año}$$

En donde:

TL = Pérdidas de Transformador en Kwh/año

Pfe= Pérdidas en el Hierro en Kw

p = Carga pico en p.u

Fper= Factor de Pérdidas (adimensional)

Pcu= Pérdidas en el Cobre (Kw)

CUADRO 3.4
CUADRO DE PÉRDIDAS TÍPICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCIÓN (KWH/AÑO)

F.U	Pérdidas de Energía por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas $(0.15 \cdot F_c + 0.85 \cdot F_c^2)$											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
0,5	350	375	388	400	425	450	475	500	525	550	575	600
0,6	350	386	404	422	458	494	530	566	602	638	674	710
0,7	350	399	424	448	497	546	595	644	693	742	791	840
0,8	350	414	444	474	542	606	670	734	798	862	926	990
0,9	350	431	472	512	593	674	755	836	917	998	1079	1160
1,0	350	450	500	550	650	750	850	950	1050	1150	1250	1350
1,1	350	471	532	592	713	834	955	1076	1197	1318	1439	1560
1,2	350	494	566	638	782	926	1070	1214	1358	1502	1646	1790
1,3	350	519	604	688	857	1026	1195	1364	1533	1702	1871	2040
1,4	350	546	644	742	938	1134	1330	1526	1722	1918	2114	2310
1,5	350	575	688	800	1025	1250	1475	1700	1925	2150	2375	2600
1,6	350	606	734	862	1118	1374	1630	1886	2142	2398	2654	2910
1,7	350	639	784	928	1217	1506	1795	2084	2373	2662	2951	3240
1,8	350	674	836	998	1322	1646	1970	2294	2618	2942	3266	3590
1,9	350	711	892	1072	1433	1794	2155	2516	2877	3238	3599	3960
2,0	350	750	950	1150	1550	1950	2350	2750	3150	3550	3950	4350

Fuente: RAYTHEON-EBASCO DIVISION, Typical Transformer Losses-kwh per year.

En el lado de las columnas tenemos el factor de utilización o carga pico por unidad con respecto a la carga nominal del transformador, y en el lado de las filas tenemos el factor de pérdidas del transformador con respecto al factor de carga.

La intersección de estos dos parámetros dentro del cuadro obtenemos las pérdidas de energía en Kwh/año, como por ejemplo si un transformador trabaja con un factor de pérdidas de 0.3 y con factor de uso de 1.0 intersectando estos valores, da un valor de 650 kwh/año, esto quiere decir que el transformador está generando pérdidas de 650 kwh/año.

Para poder analizar a los transformadores de distribución debemos determinar las pérdidas según la capacidad instalada, como se indica en el siguiente cuadro según la norma ANSI C57.27.00, la cual nos da los valores permisibles de pérdidas que tienen los transformadores.

CUADRO 3.5

PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

CAPACIDAD KVA	PÉRDIDAS EN WATTS-TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 7620/13200 - 120/240 VOLTS	
	NORMA ANSI C57.12.00	
	PÉRDIDAS EN EL HIERRO (W)	PÉRDIDAS EN EL COBRE (W)
5	56	92
10	74	172
15	90	255
25	128	380
37,5	172	518
50	213	675
75	290	935

Fuente: RAYTHEON- EBASCO, Transformer Distribution Losses ANSI Standard C57.20.00

Esto quiere decir que a medida que el transformador de distribución es de mayor capacidad, posee mayor pérdidas tanto en el hierro como en el cobre, generando pérdidas totales mayores.

Por lo tanto según la fórmula de pérdidas de energía **$TL = 8760 \text{ horas/año} [(P_{fe}) + (p^2)(F_{per}) (P_{cu})]$ Kwh/año**, con respecto a los valores de pérdidas de energía del cuadro 4.4, evaluando la fórmula para cada capacidad existe un factor de multiplicación con respecto al cuadro de pérdidas típicas de los transformadores de distribución (cuadro 4.3) de una constante de 0,438 por cada 5KVA.

Por ende se construye el siguiente cuadro el cuál nos permite evaluar a los transformadores de distribución según la capacidad instalada.

CUADRO 3.6
FACTOR DE MULTIPLICACIÓN DEL CUADRO DE PÉRDIDAS TÍPICAS
DEL TRANSFORMADOR, EN FUNCIÓN DE LA
CAPACIDAD INSTALADA.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR KVA	FACTOR DE MULTIPLICACION DE CUADRO 4.3
5	0,438
10	0,876
15	1,314
25	2,19
37,5	3,285
50	4,38
75	6,57
100	8,76
150	13,14
167	14,629

Fuente: RAYTHEON-EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year.

Entonces para calcular las pérdidas de energía para cada capacidad nos regimos a la siguiente formula:

$$\text{Pérdidas energía por año}_{nKVA} (\text{Kwh/año}) = (F_{pér} \text{ vs } F.U \text{ cuadro 4.3}) * (FM_{nKVA})$$

En donde:

nkva= Capacidad instalada del transformador

Fpér= Factor de pérdidas

F.U= Factor de Uso

FM= Factor de multiplicación

Por consiguiente podemos ya formar nuestros cuadros de pérdidas de energía según la capacidad instalada del transformador mediante la formula ya descrita con respecto a las pérdidas típicas de energía (cuadro 3.4).

Realizando un ejemplo con el transformador de 5 kva, utilizando la formula sería:

Si el transformador estuviera operando según los siguientes datos:

$$F_{pér} = 0.3$$

$$F.U = 1.0$$

Entonces nos dirigimos a las pérdidas típicas de energía (cuadro 3.4), y buscamos la intersección de los dos datos, dando como resultado:

650 Kwh/año de pérdidas de energía

Pero por ser un transformador de 5KVA las pérdidas de energía aumentan según la capacidad instalada, entonces el factor de multiplicación deberá multiplicarse por las pérdidas de energía típicas;

$$(650 \text{ Kwh/año})(FM_{Nkva})$$

$$(650 \text{ Kwh/año})(0,438) = 285 \text{ kwh/año}$$

Y si lo hacemos con todos los valores del cuadro 3.4, se obtiene el siguiente cuadro de pérdidas de energía para transformadores de 5 KVA, y así sucesivamente determinamos las pérdidas de energía para las demás capacidades

CUADRO 3.7
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 5KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 5 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas $(0.15^*Fc+0.85^*Fc^2)$											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
0,5	153	164	170	175	186	197	208	219	230	241	252	267
0,6	153	169	175	185	201	216	232	248	264	279	295	311
0,7	153	175	186	196	218	239	261	282	304	325	346	368
0,8	153	181	194	208	237	265	293	321	350	378	406	434
0,9	153	189	207	224	260	295	331	366	402	437	473	508
1,0	153	197	219	241	285	329	372	416	460	504	548	591
1,1	153	206	233	259	312	365	418	471	524	577	630	683
1,2	153	216	248	279	343	406	469	532	595	658	721	784
1,3	153	227	265	301	375	449	523	597	671	745	819	894
1,4	153	239	282	325	411	497	583	668	754	840	926	1012
1,5	153	252	301	350	449	548	646	745	843	942	1040	1139
1,6	153	265	321	378	490	602	714	826	938	1050	1162	1275
1,7	153	280	343	406	533	660	786	913	1039	1166	1293	1419
1,8	153	295	366	437	579	721	863	1005	1147	1289	1431	1572
1,9	153	311	391	470	627	786	944	1102	1260	1418	1576	1734
2,0	153	329	416	504	679	854	1029	1205	1380	1555	1730	1905

Fuente: RAYTHEON- EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992.

CUADRO 3.8
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 10KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 10 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas $(0.15^*Fc+0.85^*Fc^2)$											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
0,5	307	329	339	350	372	394	416	438	460	482	504	526
0,6	307	338	354	370	401	433	464	496	527	559	590	622
0,7	307	350	371	392	435	478	521	564	607	650	693	736
0,8	307	363	389	415	475	531	587	643	699	755	811	867
0,9	307	378	413	449	519	590	661	732	803	874	945	1016
1,0	307	394	438	482	569	657	745	832	920	1007	1095	1183
1,1	307	413	466	519	625	731	837	943	1049	1155	1261	1367
1,2	307	433	496	559	685	811	937	1063	1190	1316	1442	1568
1,3	307	455	529	603	751	899	1047	1195	1343	1491	1639	1787
1,4	307	478	564	650	822	993	1165	1337	1508	1680	1852	2024
1,5	307	504	602	701	898	1095	1292	1489	1686	1883	2081	2278
1,6	307	531	643	755	979	1204	1428	1652	1876	2101	2325	2549
1,7	307	560	686	813	1066	1319	1572	1826	2079	2332	2585	2838
1,8	307	590	732	874	1158	1442	1726	2010	2293	2577	2861	3145
1,9	307	623	781	939	1255	1572	1888	2204	2520	2836	3153	3469
2,0	307	657	832	1007	1358	1708	2059	2409	2759	3110	3460	3811

Fuente: RAYTHEON- EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992.

CUADRO 3.9
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 15KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 15 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas (0.15 ² Fc+0.85 ² Fc*2)											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
0,5	460	493	509	526	558	591	624	657	690	723	756	788
0,6	460	507	531	555	602	649	696	744	791	838	886	933
0,7	460	524	556	589	653	717	782	846	911	975	1039	1104
0,8	460	544	583	623	712	796	880	964	1049	1133	1217	1301
0,9	460	566	620	673	779	886	992	1099	1205	1311	1418	1524
1,0	460	591	657	723	854	986	1117	1248	1380	1511	1643	1774
1,1	460	619	698	778	937	1096	1255	1414	1573	1732	1891	2050
1,2	460	649	744	838	1028	1217	1406	1595	1784	1974	2163	2352
1,3	460	682	793	904	1126	1348	1570	1792	2014	2236	2458	2681
1,4	460	717	846	975	1233	1490	1748	2005	2263	2520	2778	3035
1,5	460	756	903	1051	1347	1643	1938	2234	2529	2825	3121	3416
1,6	460	796	964	1133	1469	1805	2142	2478	2815	3151	3487	3824
1,7	460	840	1030	1219	1599	1979	2359	2738	3118	3498	3878	4257
1,8	460	886	1099	1311	1737	2163	2589	3014	3440	3866	4292	4717
1,9	460	934	1171	1409	1883	2357	2832	3306	3780	4255	4729	5203
2,0	460	986	1248	1511	2037	2562	3088	3614	4139	4665	5190	5716

Fuente: RAYTHEON-EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992

CUADRO 3.10
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 25KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 25 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas (0.15 ² Fc+0.85 ² Fc*2)											
	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,0	767	767	767	767	767	767	767	767	767	767	767	767
0,5	767	821	849	876	931	986	1040	1095	1150	1205	1259	1314
0,6	767	845	885	924	1003	1082	1161	1240	1318	1397	1476	1555
0,7	767	874	927	981	1088	1196	1303	1410	1518	1625	1732	1840
0,8	767	907	972	1038	1187	1327	1467	1607	1748	1888	2028	2168
0,9	767	944	1033	1121	1299	1476	1653	1831	2008	2186	2363	2540
1,0	767	986	1095	1205	1424	1643	1862	2081	2300	2519	2738	2957
1,1	767	1031	1164	1296	1561	1826	2091	2356	2621	2886	3151	3416
1,2	767	1082	1240	1397	1713	2028	2343	2659	2974	3289	3605	3920
1,3	767	1137	1322	1507	1877	2247	2617	2987	3357	3727	4097	4468
1,4	767	1196	1410	1625	2054	2483	2913	3342	3771	4200	4630	5059
1,5	767	1259	1506	1752	2245	2738	3230	3723	4216	4709	5201	5694
1,6	767	1327	1607	1888	2448	3009	3570	4130	4691	5252	5812	6373
1,7	767	1399	1716	2032	2665	3298	3931	4564	5197	5830	6463	7096
1,8	767	1476	1831	2186	2895	3605	4314	5024	5733	6443	7153	7862
1,9	767	1557	1952	2348	3138	3929	4719	5510	6301	7091	7882	8672
2,0	767	1643	2081	2519	3395	4271	5147	6023	6899	7775	8651	9527

Fuente: RAYTHEON- EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992

CUADRO 3.11
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 37.5KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 37.5 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas $(0.15^2 F_c + 0.85^2 F_c^2)$											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150	1150
0,5	1150	1232	1273	1314	1396	1478	1560	1643	1725	1807	1889	1971
0,6	1150	1268	1327	1386	1505	1623	1741	1859	1978	2096	2214	2332
0,7	1150	1311	1391	1472	1633	1794	1955	2116	2277	2437	2598	2759
0,8	1150	1360	1459	1557	1780	1991	2201	2411	2621	2832	3042	3252
0,9	1150	1416	1549	1682	1948	2214	2480	2746	3012	3278	3545	3811
1,0	1150	1478	1643	1807	2135	2464	2792	3121	3449	3778	4106	4435
1,1	1150	1547	1746	1945	2342	2740	3137	3535	3932	4330	4727	5125
1,2	1150	1623	1859	2096	2569	3042	3515	3988	4461	4934	5407	5880
1,3	1150	1705	1982	2280	2815	3370	3926	4481	5036	5591	6146	6701
1,4	1150	1794	2116	2437	3081	3725	4369	5013	5657	6301	6944	7588
1,5	1150	1889	2258	2628	3367	4106	4845	5585	6324	7063	7802	8541
1,6	1150	1991	2411	2832	3673	4514	5355	6196	7036	7877	8718	9559
1,7	1150	2099	2574	3048	3998	4947	5897	6846	7795	8745	9694	10643
1,8	1150	2214	2746	3278	4343	5407	6471	7536	8600	9664	10729	11793
1,9	1150	2336	2929	3522	4707	5893	7079	8265	9451	10637	11823	13009
2,0	1150	2464	3121	3778	5092	6406	7720	9034	10348	11662	12976	14290

Fuente: RAYTHEON-EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992

CUADRO 3.12
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 50 KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 50 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas $(0.15^2 F_c + 0.85^2 F_c^2)$											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533	1533
0,5	1533	1643	1697	1752	1862	1971	2081	2190	2300	2409	2519	2628
0,6	1533	1691	1770	1848	2006	2164	2321	2479	2637	2794	2952	3110
0,7	1533	1748	1855	1962	2177	2391	2606	2821	3035	3250	3465	3679
0,8	1533	1813	1945	2076	2374	2654	2935	3215	3495	3776	4056	4336
0,9	1533	1888	2065	2243	2597	2952	3307	3662	4016	4371	4726	5081
1,0	1533	1971	2190	2409	2847	3285	3723	4161	4599	5037	5475	5913
1,1	1533	2063	2328	2593	3123	3653	4183	4713	5243	5773	6303	6833
1,2	1533	2164	2479	2794	3425	4056	4687	5317	5948	6579	7209	7840
1,3	1533	2273	2643	3013	3754	4494	5234	5974	6715	7455	8195	8935
1,4	1533	2391	2821	3250	4108	4967	5825	6684	7542	8401	9259	10118
1,5	1533	2519	3011	3504	4490	5475	6461	7446	8432	9417	10403	11388
1,6	1533	2654	3215	3776	4897	6018	7139	8261	9382	10503	11625	12746
1,7	1533	2799	3432	4065	5330	6596	7862	9128	10394	11660	12925	14191
1,8	1533	2952	3662	4371	5790	7209	8629	10048	11467	12886	14305	15724
1,9	1533	3114	3905	4695	6277	7858	9439	11020	12601	14182	15764	17345
2,0	1533	3285	4161	5037	6789	8541	10293	12045	13797	15549	17301	19053

Fuente: RAYTHEON- EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992.

CUADRO 3.13
PÉRDIDAS DE ENERGÍA KWH/AÑO PARA
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DE 75 KVA

F.U	TRANSFORMADOR DE 75 KVA - FACTOR DE CARGA 0.35											
	Energía de Pérdidas por año (Kwh/año)											
	Factor de Pérdidas (0.15*Fc+0.85*Fc^2)											
	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
0,0	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
0,5	2300	2464	2546	2628	2792	2957	3121	3285	3449	3614	3778	3942
0,6	2300	2536	2654	2773	3009	3246	3482	3719	3955	4192	4428	4665
0,7	2300	2621	2782	2943	3265	3587	3909	4231	4553	4875	5197	5519
0,8	2300	2720	2917	3114	3561	3981	4402	4822	5243	5663	6084	6504
0,9	2300	2832	3098	3364	3896	4428	4960	5493	6025	6557	7089	7621
1,0	2300	2957	3285	3614	4271	4928	5585	6242	6899	7556	8213	8870
1,1	2300	3094	3492	3889	4684	5479	6274	7069	7864	8659	9454	10249
1,2	2300	3246	3719	4192	5138	6084	7030	7976	8922	9868	10814	11760
1,3	2300	3410	3965	4520	5630	6741	7851	8961	10072	11182	12292	13403
1,4	2300	3587	4231	4875	6163	7450	8738	10026	11314	12601	13889	15177
1,5	2300	3778	4517	5256	6734	8213	9691	11169	12647	14126	15604	17082
1,6	2300	3981	4822	5663	7345	9027	10709	12391	14073	15755	17437	19119
1,7	2300	4198	5148	6097	7996	9894	11793	13692	15591	17489	19388	21287
1,8	2300	4428	5493	6557	8686	10814	12943	15072	17200	19329	21458	23586
1,9	2300	4671	5857	7043	9415	11787	14158	16530	18902	21274	23645	26017
2,0	2300	4928	6242	7556	10184	12812	15440	18068	20696	23324	25952	28580

Fuente: RAYTHEON-EBASCO, Typical Transformer Losses-kwh per year, 1992

4.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN GUAYAQUIL PARA CARGAS RESIDENCIALES-COMERCIALES

De acuerdo al Factor de Carga característico del sistema de distribución monofásico para cargas residenciales (gráfica 3.9), podemos evaluar de manera general a los transformadores de distribución del sistema Guayaquil.

En el capítulo 1 ya identificamos la fórmula de factor de pérdidas que influye en los Transformadores de distribución:

$$\text{Factor de Pérdidas para TD} = 0.15(LDF) + (0.85)(LDF)^2$$

Con esta fórmula podemos analizar a los Transformadores de Distribución para saber cuántas pérdidas de energía generan actualmente, como sabemos toda máquina

eléctrica genera pérdidas de energía, pero las máquinas eléctricas generan más pérdidas de las normales si no es utilizado de manera correcta.

Entonces;

FACTOR DE CARGA 0.35, evaluando en la fórmula de Factor de Pérdidas;

$$F_{pér} = 0.15 (0.35) + (0.85) (0.35)^2$$

$$F_{pér} = 0.175 \approx 0.20$$

Con esto podemos elaborar nuestro perfil de pérdidas de energía para nuestro estudio con los valores obtenidos de la muestra de transformadores.

Podemos decir que los transformadores de distribución monofásicos del sistema Guayaquil para cargas netamente Residenciales-Comerciales, trabajan con:

FACTOR DE CARGA 0.35 generando un FACTOR DE PÉRDIDAS de 0.20

Entonces mediante la formula ya descrita anteriormente (pág 88);

$$\text{Pérdidas energía por año}_{nKVA} (\text{Kwh/año}) = (F_{pér} \text{ vs } F.U \text{ cuadro 4.3}) * (FM_{nKVA})$$

Procedemos a elaborar nuestro perfil de pérdidas bajo las condiciones ya descritas, obteniendo los siguientes valores con respecto a las pérdidas típicas de los transformadores (cuadro 3.4).

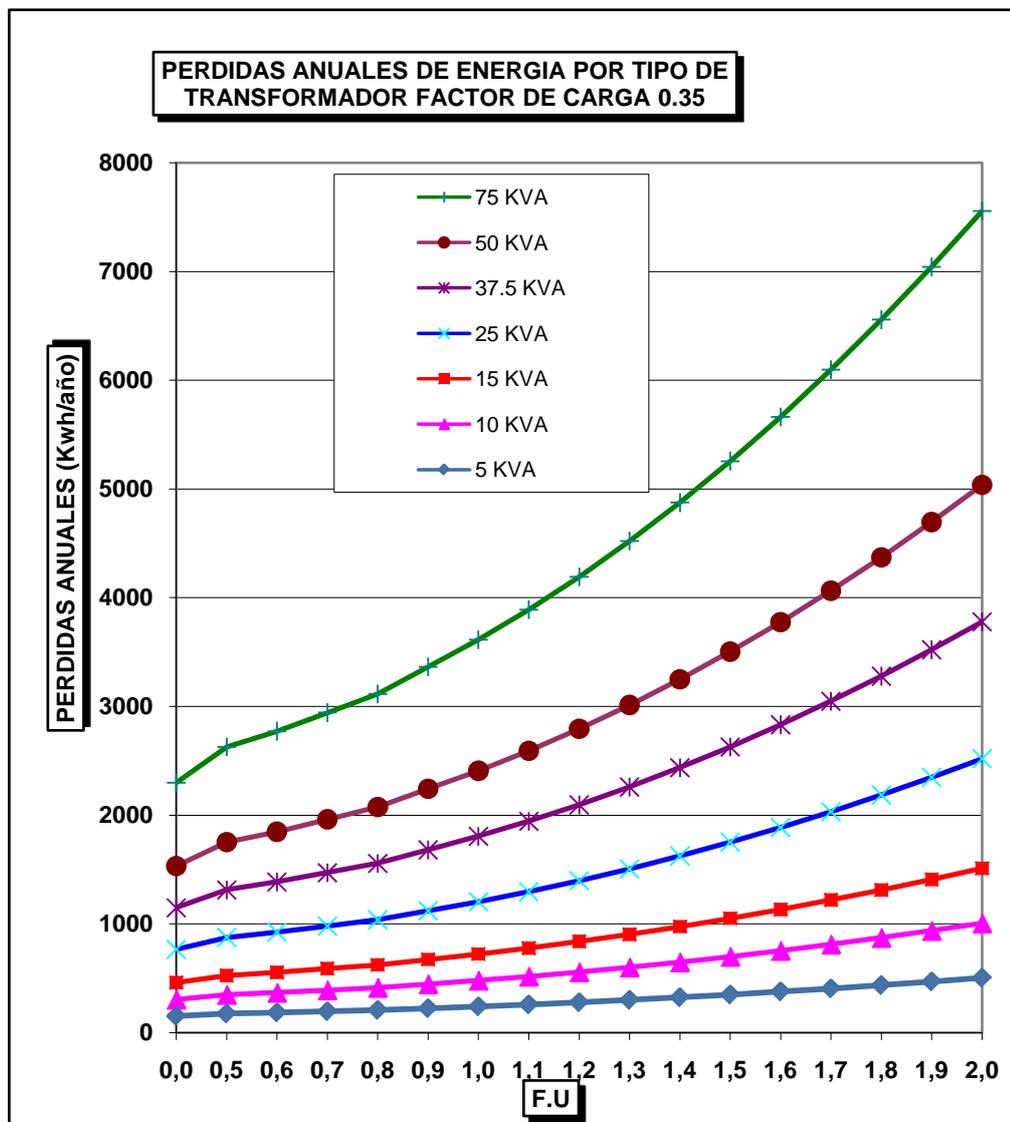
CUADRO 3.14
PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA EN LOS
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS DE
GUAYQUIL PARA CARGAS RESIDENCIALES-COMERCIALES

PERDIDAS ANUALES EN TRANSFORMADORES CON FACTOR DE CARGA 0.35 = FACTOR DE PÉRDIDAS 0.20							
Factor De Uso	Pérdidas de Energía por año (Kwh/año)						
	5 KVA	10 KVA	15 KVA	25 KVA	37.5 KVA	50 KVA	75 KVA
0,0	153	307	460	767	1150	1533	2300
0,5	175	350	526	876	1314	1752	2628
0,6	185	370	555	924	1386	1848	2773
0,7	196	392	589	981	1472	1962	2943
0,8	208	415	623	1038	1557	2076	3114
0,9	224	449	673	1121	1682	2243	3364
1,0	241	482	723	1205	1807	2409	3614
1,1	259	519	778	1296	1945	2593	3889
1,2	279	559	838	1397	2096	2794	4192
1,3	301	603	904	1507	2260	3013	4520
1,4	325	650	975	1625	2437	3250	4875
1,5	350	701	1051	1752	2628	3504	5256
1,6	378	755	1133	1888	2832	3776	5663
1,7	406	813	1219	2032	3048	4065	6097
1,8	437	874	1311	2186	3278	4371	6557
1,9	470	939	1409	2348	3522	4695	7043
2,0	504	1007	1511	2519	3778	5037	7556

Fuente: Los Autores

De manera gráfica podemos observar la tendencia de los valores representados en el cuadro 3.14.

GRÁFICA 3.11
PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA EN LOS
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS DE
GUAYAQUIL PARA CARGAS RESIDENCIALES-COMERCIALES



Fuente: Los Autores

3.4 ANÁLISIS EN CAMPO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SECTOR CDLA. BOLIVARIANA.

De los resultados obtenidos en el anterior índice, podemos determinar de manera real la situación actual de los transformadores del sistema de distribución de Guayaquil, tomando como muestra 40 transformadores en el sector de la Ciudadela Bolivariana, de esta forma podemos entender de mejor manera las condiciones reales que están siendo utilizados los transformadores.

Para determinar la situación actual de la muestra de los transformadores de distribución, se necesita diagnosticar a los transformadores durante su ciclo de carga, para esto se necesita un analizador de energía que nos permita visualizar el comportamiento continuo del transformador.

Cabe indicar que la ubicación de los puntos de medición para cumplir con lo sugerido por el Departamento de Control de Calidad y Estadística de la Empresa Eléctrica de Guayaquil referente al estudio, fueron realizados en cada uno de los transformadores del sistema por analizar.

Según el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)¹⁴, el Distribuidor deberá realizar lo siguiente;“El registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos”.

Para esta etapa de medición se consideró como analizador de energía mediante equipos TOPAS 1000.

¹⁴**REGULACION No. CONELEC – 004/01, CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN, EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD CONELEC, www.conelec.gob.ec**

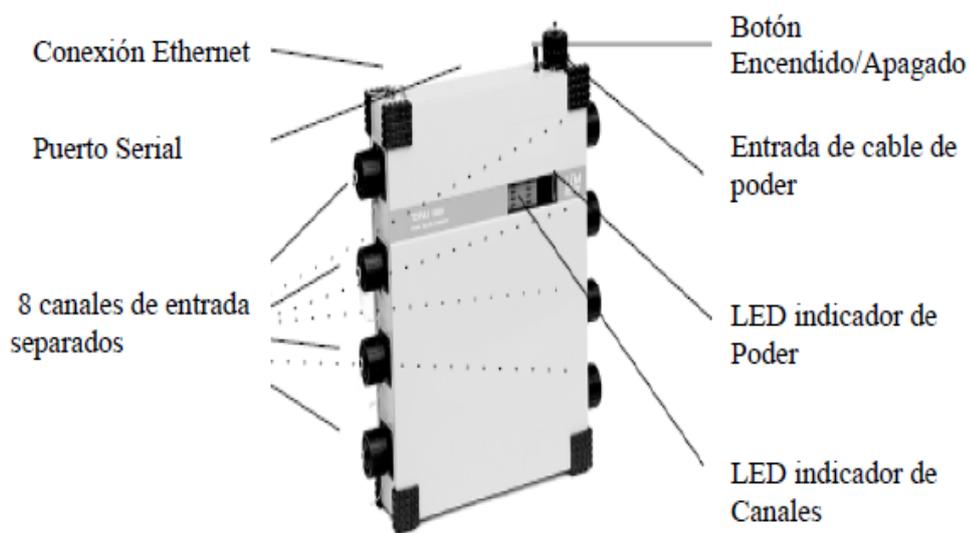
3.4.1 EQUIPO DE MEDICIÓN TOPAS 1000

El equipo TOPAS 1000 es el analizador de energía que se utilizó para las respectivas mediciones, está constituido con una capa rugosa extremadamente impermeable ideal para trabajar bajo condiciones ásperas y húmedas. El analizador mide y registra variables relacionadas de manera simultánea en bajo voltaje (hasta 1000 voltios).

Las entradas del equipo TOPAS 1000 son de 8 canales, los cuales están divididos en cuatro canales de corriente y 4 canales de voltaje, aunque se pueden utilizar todos los canales para medir voltajes.

Cada uno de estos canales posee una velocidad de hasta de 10 Mhz. El análisis de datos se los hace a través de un programa que puede ser manejado desde una portátil, la conexión a la portátil puede ser Vía Ethernet, Puerto Serial, MODEM.

GRÁFICA 3.12
PARTES CONSTITUTIVAS DEL ANALIZADOR DE
ENERGÍA TOPAS 1000



Fuente: Fluke, Analizador de calidad eléctrica Topas 1000, 2012

Para colocar el equipo TOPAS 1000 en el punto de medición, se los instaló junto al transformador distribución, sujetado en el poste con una caja de protección metálica como se muestra en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 3.13
MONTAJE DEL EQUIPO TOPAS 1000

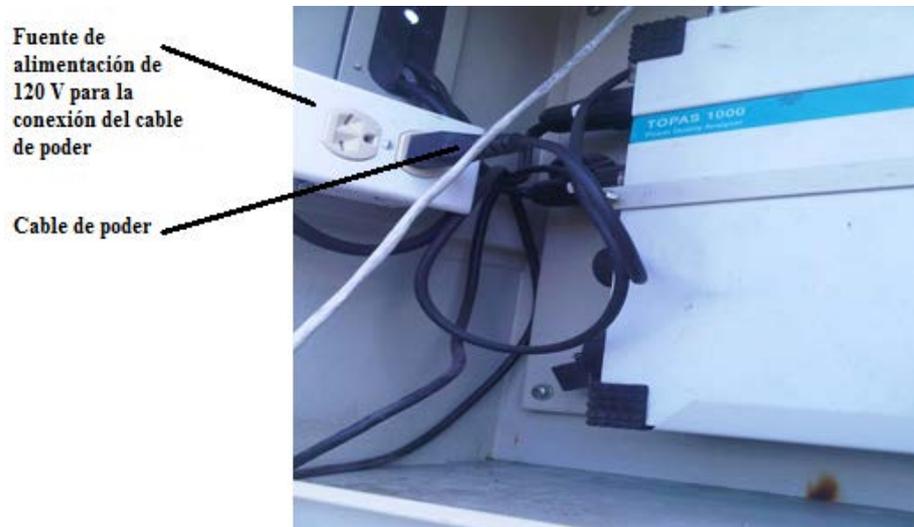


Fuente: Los Autores

Para registrar las mediciones se debe configurar el equipo, primero se conecta el cable de poder hacia la respectiva entrada localizada en lo alto del analizador de energía, luego se conecta el cable de poder hacia la fuente, el equipo tiene capacidad de memoria de 2 GB, lo que le posibilita registros de larga duración.

En caso de que exista una falla en la alimentación, una batería incorporada de níquel metal-hidruro proporciona energía hasta de 5 minutos que permitirá a la memoria del equipo guardar la información, luego de los 5 minutos el equipo permanecerá sin registrar eventos hasta que se reanude la alimentación del equipo, el equipo registrará el tiempo que estuvo fuera de servicio, registrándolo como un evento.

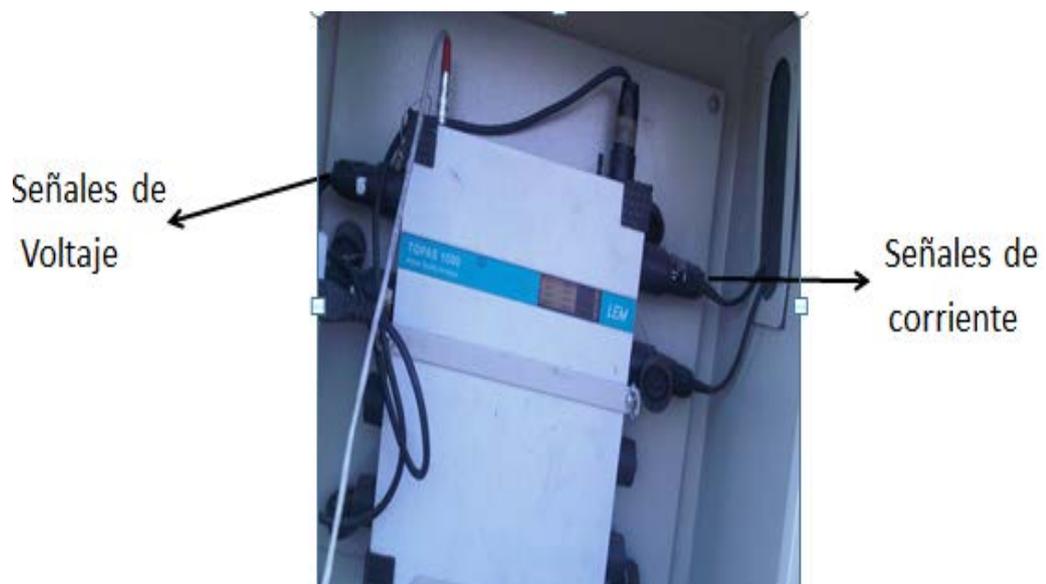
GRÁFICA 3.14
ALIMENTACIÓN DEL EQUIPO



Fuente: Los Autores

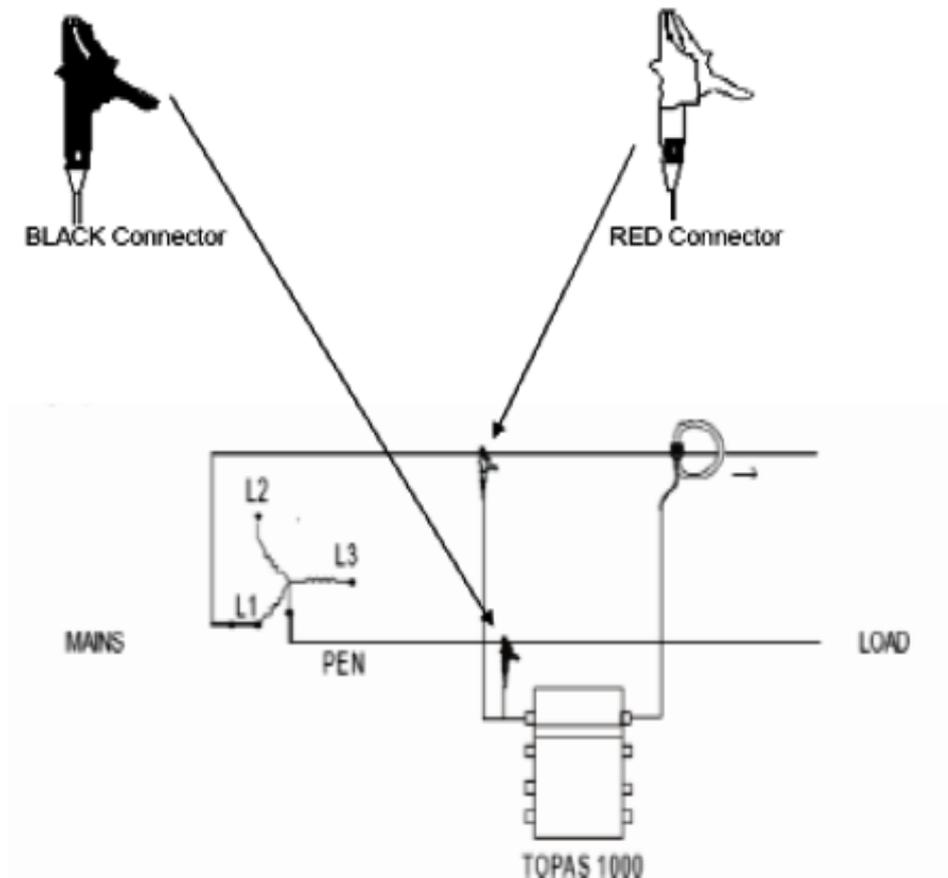
A continuación se procede a conectar las puntas de prueba hacia los respectivos canales que se encuentran a los lados del equipo, un máximo de 8 sensores pueden ser conectados.

GRÁFICA 3.15
SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE



Fuente: Los Autores

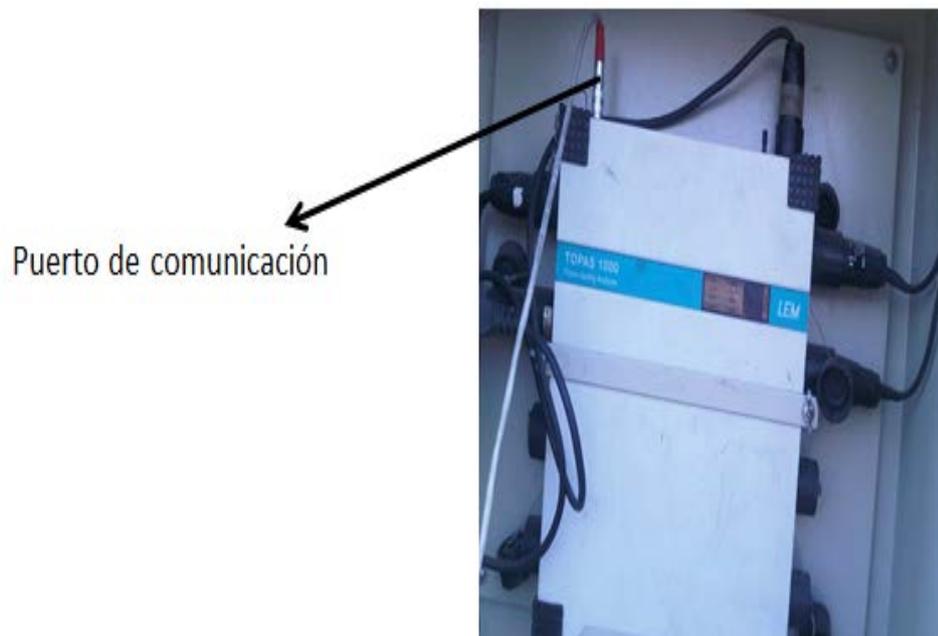
GRÁFICA 3.16
DIAGRAMA DE CONEXIÓN MONOFÁSICA DEL ANALIZADOR
TOPAS 1000



Fuente: TOPAS 1000-Fluke, www.fluke.com

Un puerto Ethernet así como un puerto serial está disponible para la comunicación con un ordenador portátil. El puerto de Ethernet se lo utiliza generalmente para la comunicación con el TOPAS 1000. Después de conectar el cable al cable correcto, la comunicación entre la portátil y el TOPAS puede ser establecida.

GRÁFICA 3.17
PUERTO DE COMUNICACIÓN



Fuente: Los Autores

El equipo TOPAS 1000 puede hacer mediciones efectivas en redes de baja tensión de una manera sencilla con la adquisición de datos cada 10 minutos, 7 días continuos de los siguientes parámetros:

- Voltaje y Corrientes de fase y de línea a neutro.
- Armónicos
- Factor de Potencia
- Desbalance y Frecuencia
- Potencia Activa Reactiva y Aparente
- Energía
- Disturbios de voltaje y corriente
- Determina reserva de capacidad en los transformadores o sus salidas
- Monitorea calidad de voltaje de acuerdo con la norma Europea EN50160.

CUADRO 3.15
NORMA EN50160

N°	Parámetro	Características de la tensión de entrada según la Norma EN 50160
1	Frecuencia	BT,MT: valor medio de la fundamental medida a lo largo de 10 seg. ± 1%(49,5-50,5 Hz) durante el 99,5% de la semana. -6%/+4%(47-52 Hz) durante el 100% de la semana
2	Variaciones de la tensión suministrada	BT,MT±10% durante el 95% de la semana, media de los valores eficaces medidos en periodos de 10 minutos.
3	Cambios bruscos de tensión	BT:5% normal, 10% infrecuente, $P_{lt} \leq 1$ para el 95% de la semana MT: 4% normal, 6% infrecuente, $P_{lt} \leq 1$ para el 95% de la semana
4	Huecos en la tensión suministrada	La mayoría: duración < 1 seg. , caída < 60% Caídas locales limitadas causadas por una carga al conectarse BT: 10-50%, MT: 10-50%
5	Interrupción breve de la tensión de suministro	BT,MT: (HASTA 3 MINUTOS) Pocas decenas-pocas centenas/año Duración del 70% de las interrupciones <1 seg.
6	Interrupción prolongada de la tensión de suministro	BT,MT: (mayor de minutos) <10-50/año
7	Sobretensión temporal a la frecuencia de la red	BT:<1,5KV rms MT: 1,7 Uc (directamente a tierra o a través de una impedancia) 2,0 Uc (sin toma de tierra o tierra compensada)
8	Sobretensiones transitorias	BT: generalmente < 6KV, ocasionalmente mayor, tiempo de subida: ms-us MT: No definido
9	Desequilibrio de tensión de suministro	BT, MT hasta 2% durante el 95% de la semana, media de valores eficaces medidos en periodos de 10 minutos, hasta el 3% en algunos lugares

Fuente: Guía de Calidad de Energía Eléctrica, Norma EN 50160

- Obtiene valores de límites diarios y crea informes fácilmente

El registrador de calidad obedece a las condiciones de la NORMA EUROPEA DE CALIDAD DE ENERGIA EN50160, la cual establece la forma en que se debe llevar a cabo la medición de la calidad de energía.

Cada uno de los parámetros mencionados permite al analizador de redes TOPAS 1000 como el equipo que cumple con los requerimientos básicos emitidos por el CONELEC para el estudio de Calidad de Energía en el campo de calidad del producto.

La medición con el equipo se la realizó en el lado de baja tensión del transformador de distribución, a continuación se muestra el diagrama de conexión monofásica en el cual se utilizan dos entradas una de corriente y una de voltaje.

Las mediciones y el funcionamiento del equipo en la adquisición de datos y monitoreo se describe de la siguiente forma:

- Los valores RMS están disponibles en un tiempo ajustable entre 10 ms medio ciclo, 20 ms un ciclo, 200 ms 10/12 ciclos, 3 segundos 150/180 ciclos.
- Para el calculo de valores RMS, armónicos e interarmónicos están sincronizados con la frecuencia de la fuente de alimentación, el básico intervalo para los armónicos e interarmónicos es de 200 ms.
- Posee un osciloscopio sincronizado de fabrica en 10.24 Khz para todos los 8 canales, y para los transitorios rápidos la escala es graduable de 100 Khz a 10 Mhz para los canales 1-4.
- Las señales principales son tomadas de fase a fase o de fase al conductor neutro, para los parámetros de corriente y voltaje.

- Posee una función online, que mediante esta característica permite la verificación de las configuraciones del instrumento deseado y entrega una rápida vista del osciloscopio, transitorios y eventos.
- En la función online, el software permite la activación remota de aplicaciones y menús del instrumento, proceso de trabajo, la verificación en tiempo real de los valores medidos y obtenidos del actual chequeo, y permite además bajar la información en la función online.
- Estos datos pueden ser vistos y analizados en diagramas fasoriales o de visualizaciones de las formas de onda, o a su vez permite visualizar un sumario o recopilación estadística en varios tipos de formato
- Además se puede generar reportes profesionales que, les puede ser útil a las empresas que se vean en la necesidad de presentarlos, con la ayuda de la función del Escritor de Reportes.

3.4.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE USO EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Con la finalidad de realizar una clasificación del Factor de Uso de los transformadores de distribución, y realizando un análisis exhaustivo con el Departamento de Control de Calidad y Estadística considerando la vida útil del transformador con respecto a la carga, se utilizó el criterio de considerar que un transformador de distribución con Factor de Carga de 0.35 puede ser cargado sin sufrir daños ni afectación de su vida útil hasta un 140%¹⁵ (gráfica 3.10).

De forma paralela se consideró para esta clasificación, que un transformador con factor de uso menor o igual al 60% está subutilizado. Para valores superiores a 140% de carga se consideró que el transformador está sobrecargado, aunque con valores de

¹⁵ TRANSFORMER LOADING E903B -TRANSFORME LIVE-YEARS, RAYTHEON-EBASCO DIVISION

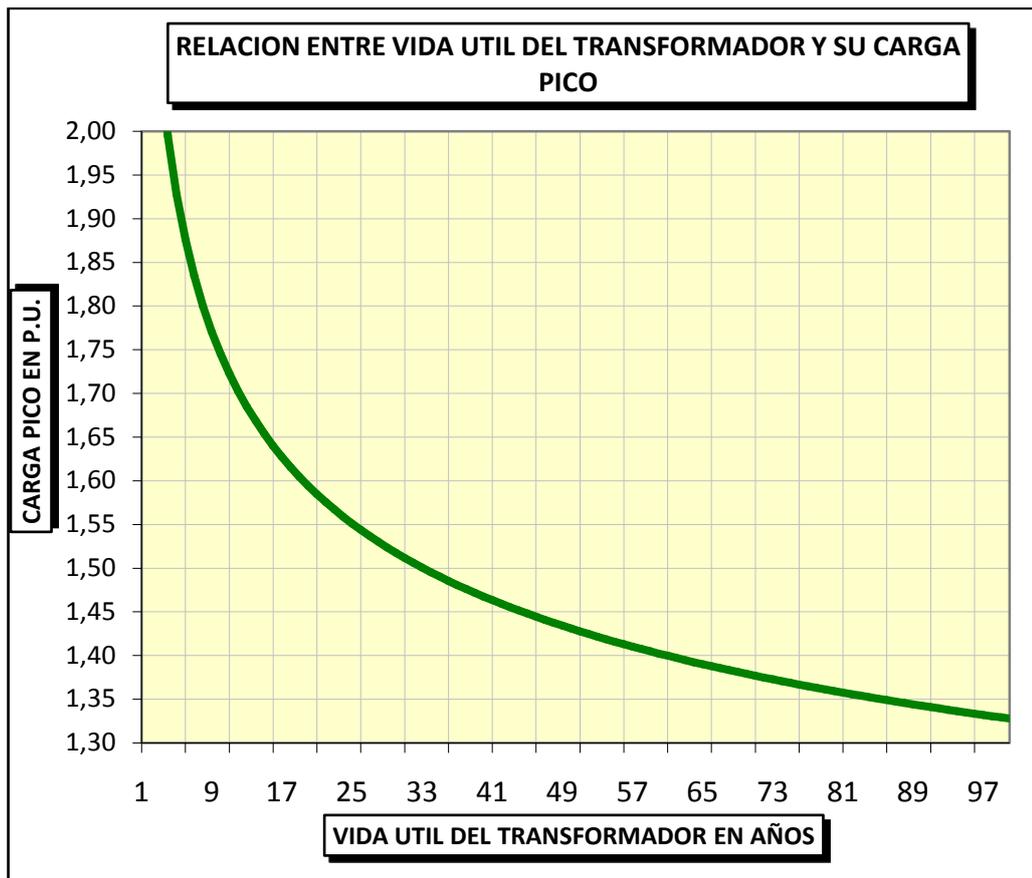
factor de carga como los medidos en el sistema de distribución, estarían dentro de parámetros de uso confiables.

Mediante la fórmula definiremos el valor del Factor de Uso.

$$\text{Factor de Utilizacion} = \frac{\text{Demanda Maxima del Transformador}}{\text{Potencia Nominal del Transformador}}$$

En el gráfico 3.18 se observa el comportamiento típico de la vida útil de los transformadores de distribución respecto a su carga pico.

GRÁFICA 3.18
VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR CON RESPECTO
A LA CARGA PICO



Fuente: RAYTHEON-EBASCO, Transformer Life- Years, 1992

En el análisis de las zonas de Guayaquil donde sería factible realizar la sustitución de transformadores subutilizados por transformadores de menor capacidad, se encontró que estas zonas tienen su ocupación de tierra prácticamente al cien por ciento.

Por otro lado, pese a que en las zonas consideradas, el consumo de los usuarios ha llegado a un nivel alto de saturación, es necesario considerar un crecimiento en el consumo a futuro.

El nivel de crecimiento en la demanda de energía global de Guayaquil según el Departamento de Control de Calidad y Estadística de la Empresa Eléctrica de Guayaquil es del 5% anual, por lo que considerar un crecimiento del consumo de energía anual del 1.5% en los transformadores a reemplazar, cuyo crecimiento energético de los abonados conectados a ellos está cerca de la saturación, sería adecuado.

Con estas consideraciones se asegura que utilizando el criterio de realizar el cambio de los transformadores subutilizados por otros más pequeños, cargándolos inicialmente al 120% de su carga nominal, siempre teniendo en cuenta que el factor de carga sea 0.35, en aproximadamente 10 años llegarían a un factor de uso de 140%.

3.5 USO DEL SOFTWARE TOPAS 1000

Mediante el uso de un software que trae el equipo Topas 1000, se puede extraer los datos de medición del equipo, mediante una laptop o pc se realiza la comunicación con el equipo como ya habíamos indicado en la sección de la configuración del equipo Topas 1000.

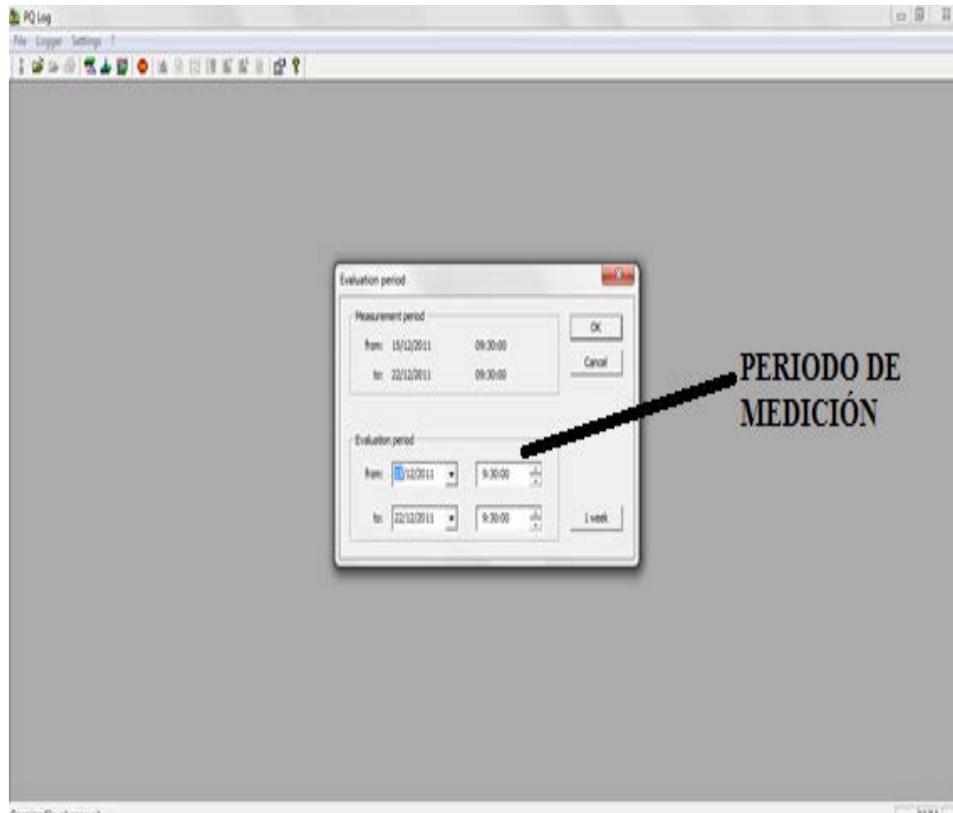
Para dar inicio a la comunicación del equipo con la máquina se deben primeramente setear los parámetros establecidos de medición y los dispositivos de medición como son las pinzas que reciben la señal de voltaje y los toroides para la señal de corriente.

GRÁFICA 3.19
PROGRAMACIÓN DEL EQUIPO TOPAS 1000



Fuente: Los Autores

GRÁFICA 3.20
PAGINA DE INICIO SOFTWARE TOPAS 1000



Fuente: Topas 1000 Pqlog, Comunicación del equipo, 2011

GRÁFICA 3.21

CONFIGURACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE COMUNICACIÓN

Información de la Empresa

Company: Unidad Eléctrica de Guayaquil
Department: Control y Calidad Estadística de Energía
Responsible: EQ5
Transformer: 13-14286
Reference: CONELEC
Measurement code: NO INSTALADO

Periodo e Intervalos de medición

Measurement function: A
Measurement period: Th, 15/12/2011 09:30:00 - Th, 22/12/2011 09:30:00
Intervals: 10 minutes, linear
Measurement segments: not programmed

Configuración de las Mediciones del Voltaje

Voltage
Power Type: Wye
Nominal voltage: 120 V
Input Range: 115 V, P-N, 60 Hz
Voltage transformer: -
Min-Max-value: 0.5 periods
Interharmonics: not programmed
Events: -10.00/+10.00% of 120 V, linear
Hysteresis: 0.00 %

Configuración de las Mediciones de Corriente

Current	Phase	Neutral
Input Range:	1500 A	1500 A
Max. clamp current:	3000 A	3000 A
Number of CTs:	3	1
Additional CT:	-	-
Max-value:	0.5 periods	0.5 periods

Power
Min-Max-value: 1 minute

Buttons: Close, Text..., Logger, Measurement, Print

Fuente: Topas 1000 Pqlog, Comunicación del equipo, 2011

Definida la comunicación con el equipo, se puede dar inicio a las mediciones de los transformadores de distribución durante los 7 días de medición.

Finalmente se descarga la información obtenida mediante un puerto Ethernet o un puerto serial hacia el ordenador portátil, pero lo más factible es trabajar con Ethernet debido a la velocidad de descarga que posee.

GRÁFICA 3.22
DESCARGA DE LAS MEDICIONES EFECTUADAS



Fuente: Los Autores

El software Topas 1000 permite ilustrar por medio de gráficos y tendencias todos los parámetros que se indicaron el capítulo 4 en la sección del Equipo de Medición Topas 1000, en nuestro caso solo nos centramos en la onda de la curva de carga de la Potencia Aparente Total que entrega el transformador de distribución hacia la carga.

El Software permite descargas archivos en formato de texto pudiéndose visualizar en una hoja de calculo, o dentro de su formato establecido para poder ser analizado directamente en el software.

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se indico en el anterior capitulo, se realizo las mediciones a 40 transformadores de la cdla. Bolivariana durante 7 días en intervalos de medición cada 10 minutos, como resultado obtuvimos las mediciones para cada uno de los transformadores analizados.

Considerando la metodología propuesta se analiza la situación actual de los transformadores estableciendo su Factor de Uso actual seleccionando a los transformadores que se encuentran subutilizados.

En aquellos transformadores subutilizados se analiza su funcionamiento mediante las pérdidas de energía por año que se establecen en el capitulo anterior.

Se realiza una simulación mediante el cambio de capacidades en los transformadores para mejorar el factor de uso de los transformadores subutilizados con el cambio de capacidad instalada, comparando los efectos que se obtienen con factores de uso superiores, esto se lo realiza mediante una comparación de la situación actual y la propuesta.

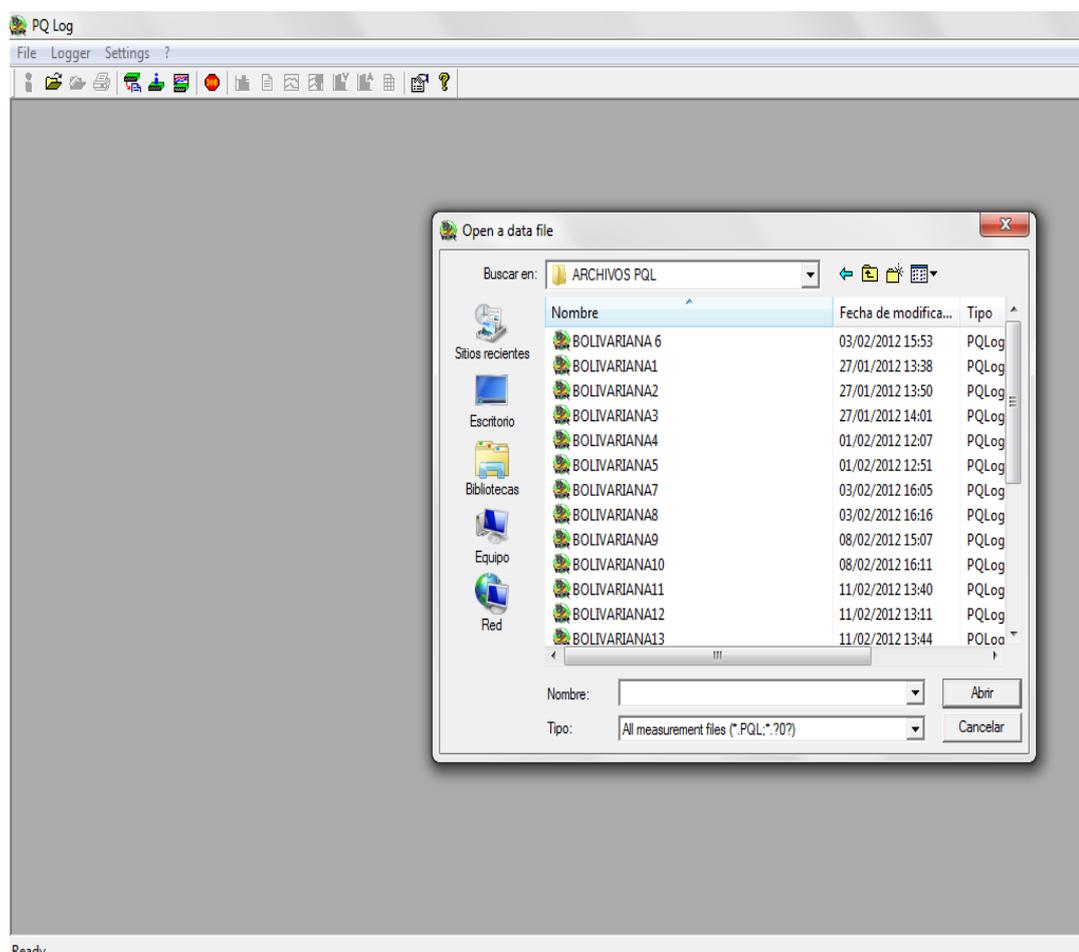
Mediante la simulación del cambio de transformadores se analiza las pérdidas de energía considerando la situación actual y la solución propuesta, que evidentemente traerá consigo variaciones en los niveles de pérdidas técnicas en los equipos.

Considerando los resultados obtenidos se realiza una evaluación económica, comparando la situación actual con la solución propuesta por nosotros.

4.1 DEFINICIÓN DE RESULTADOS

Para poder visualizar las mediciones abrimos un archivo en el programa como se ve a continuación en la siguiente gráfica.

GRÁFICA 4.1
VISUALIZACIÓN DE LAS MEDICIONES EFECTUADAS

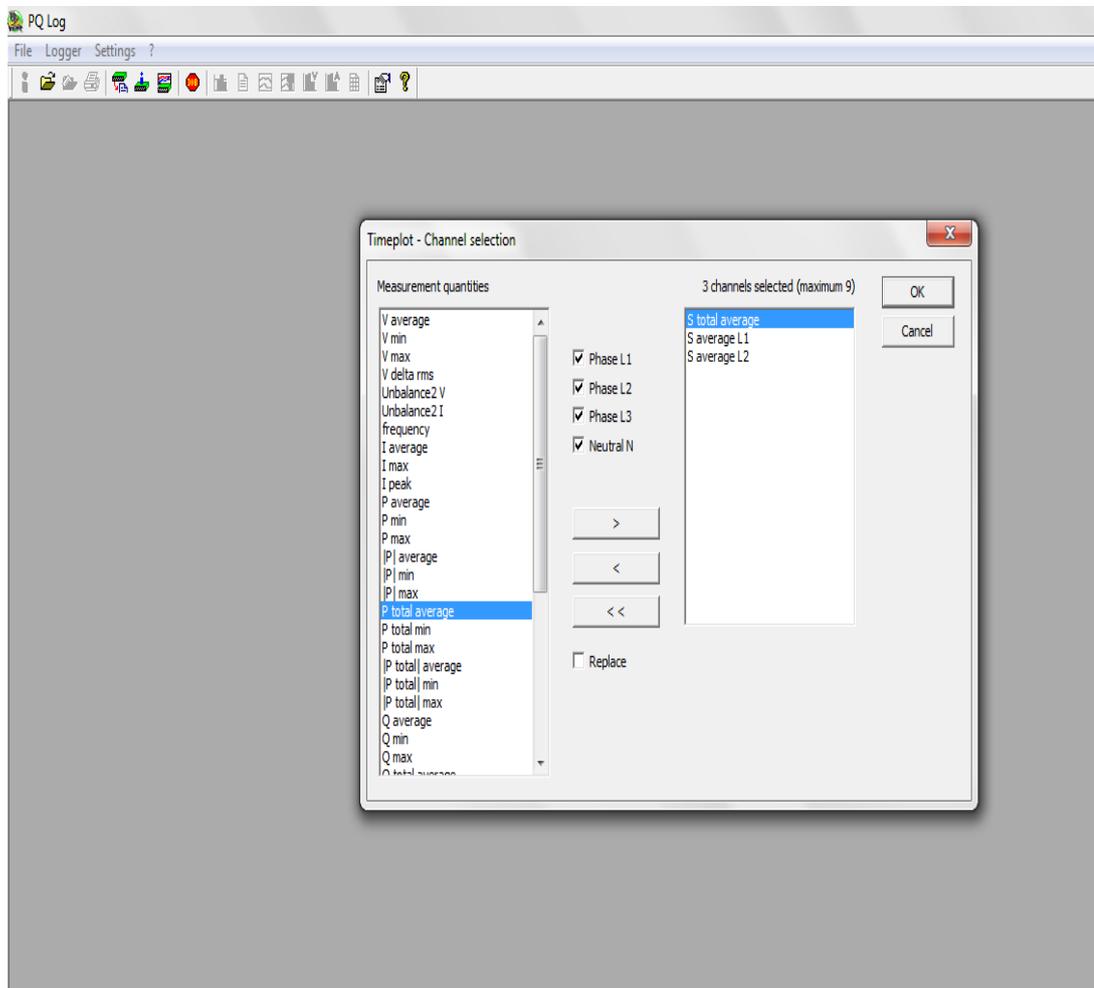


Fuente: Fuente: Topas 1000 Pqlog, Comunicación del equipo, 2011-2012

Por consiguiente se selecciona los parámetros que se desean visualizar en nuestro caso determinamos la Potencia Promedio de la Línea 1, Potencia Promedio de la Línea 2, y la Potencia Promedio Total Aparente que es la Suma de las Potencia de la Línea 1 y la Línea 2.

GRÁFICA 4.2

DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS A VISUALIZAR

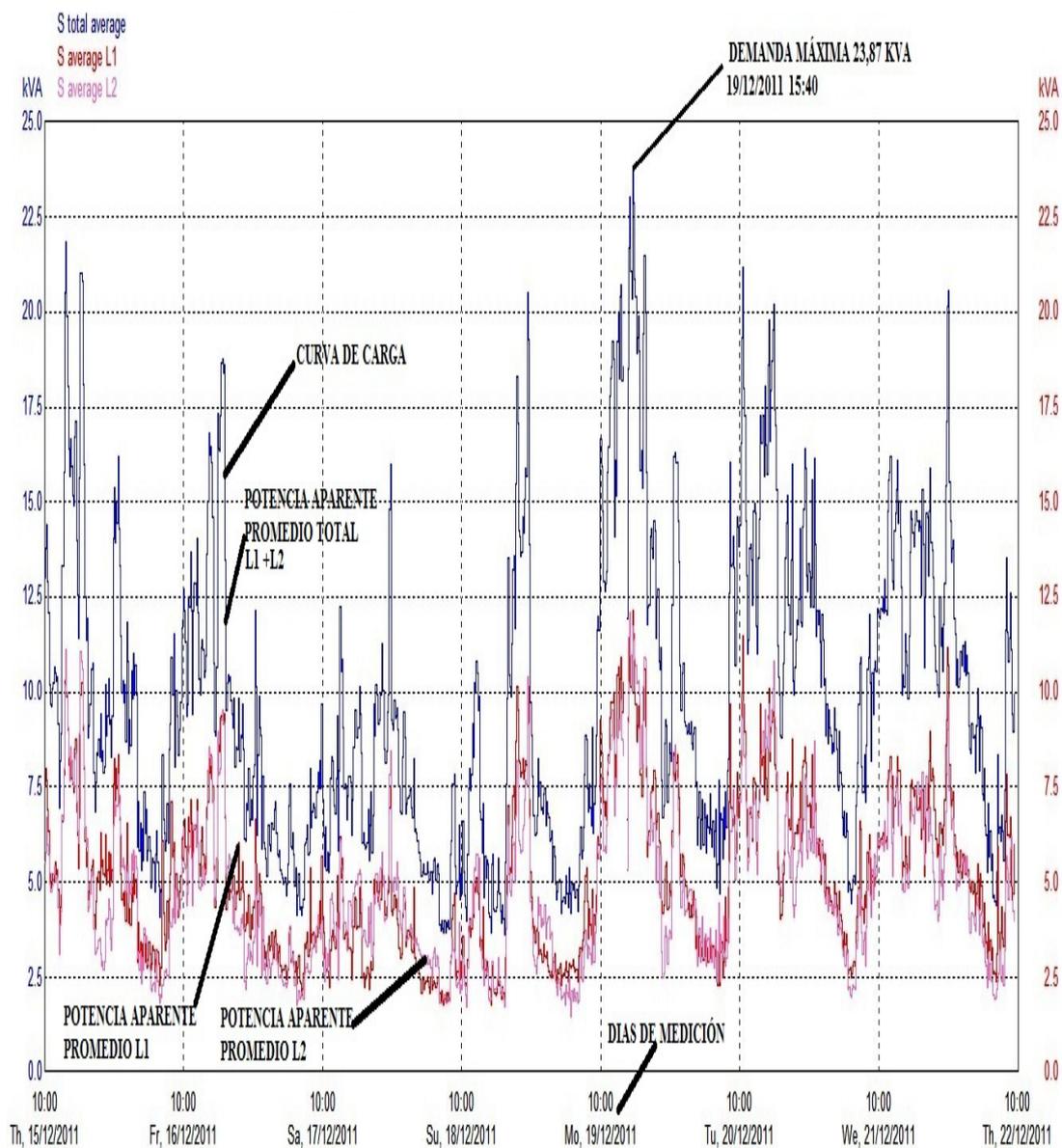


Fuente: Fuente: Topas 1000 Pqlog, Comunicación del equipo, 2011-2012

Damos en OK y tendremos las curvas de Potencia Aparente del Transformador de Distribución como se detalla a continuación en la gráfica 4.3.

GRÁFICA 4.3

PERFIL DE CARGA TRANSFORMADOR # 1, CAPACIDAD 50 KVA



Fuente: Topas 1000, Mediciones Transformadores Cda. Bolivariana, 2011-2012

4.2 ANÁLISIS DEL CAMBIO DE CAPACIDAD INSTALADA EN TRANSFORMADORES SUBUTILIZADOS

Como podemos observar en la gráfica 4.3, tenemos las curvas de carga medido durante 7 días consecutivos con mediciones en intervalos de 10 minutos, para cada fase y la curva de carga total que es la suma de ambas, por lo tanto la curva total aparente promedio es la demanda total que entrega el transformador de distribución, en este caso la demanda máxima del transformador es de 23,87 KVA, y la potencia nominal del Transformador de Distribución es de 50 KVA, con esto podemos determinar el Factor de Uso del transformador mediante la formula:

$$\text{Factor de Utilizacion} = \frac{\text{Demanda Maxima del Transformador}}{\text{Potencia Nominal del Transformador}}$$

Evaluando la formula tenemos:

$$\text{Factor de Uso} = (23.87\text{KVA} / 50 \text{ KVA}) \times 100\% = 47.74\%.$$

Considerando la clasificación de los transformadores para la determinación del factor de uso para el ejemplo de la gráfica 4.3, el factor de uso es menor al 60% por lo que se considera al transformador como subutilizado (véase sección 3.4.2),

De acuerdo a lo manifestado en el capítulo cuatro, la situación actual del transformador con factor de uso del 47.74% y con capacidad nominal de 50 KVA, trabajando con Factor de Carga de 0.35, según la gráfica 3.11, está generando pérdidas de 1700 Kwh/año.

Por ende este transformador de distribución es objeto de nuestra propuesta de cambio de capacidad para el mejoramiento del Factor de Uso y la reducción de las pérdidas de energía.

Considerando un cambio de capacidad por un transformador de distribución de 25 KVA, ya que si ponemos uno de 15 KVA sobrepasamos del rango de uso

considerado y sobrecargaríamos al transformador, por lo cual lo más recomendable sería el cambio con uno de 25 KVA y de esta manera establecemos el factor de uso dentro del rango de uso confiable del 60% al 120% con un crecimiento anual del 5% como se indico en el capítulo cuatro en la sección del análisis de cambio de capacidades, se logra tener un factor de uso mayor, según la formula:

Factor de Uso = $(23.87\text{KVA} / 25 \text{ KVA}) \times 100\% = 95.48\%$, como podemos ver obtenemos un Factor de uso superior al actual, y por ende según el gráfico 3.11 con un Factor de Carga de 0.35, tenemos una generación de pérdidas de energía de 1130 Kwh/año.

CUADRO 4.1
CAMBIO DE CAPACIDAD MEJORANDO FACTOR DE USO
Y REDUCIENDO PÉRDIDAS DE ENERGÍA

POTENCIA NOMINAL SITUACIÓN ACTUAL DEL TRANSFORMADOR	FACTOR DE USO SITUACIÓN ACTUAL	PÉRDIDAS DE ENERGÍA SITUACIÓN ACTUAL	CAMBIO DE CAPACIDAD PROPUESTO	FACTOR DE USO SOLUCIÓN PROPUESTA	PÉRDIDAS DE ENERGÍA SOLUCIÓN PROPUESTA
50 KVA	47.74%	1700 KWH/AÑO	25 KVA	95.48%	1130 KWH/AÑO

Fuente: Autores, Determinación de las pérdidas de energía, Sector Cdla. Bolivariana, 2011-2012

Como podemos observar existe una disminución de pérdidas de energía mejorando el Factor de Uso mediante el cambio de capacidad del transformador de distribución, realizando la comparación entre la situación actual vs la solución propuesta, existe una disminución de pérdidas de energía 570 Kwh/año mediante la solución propuesta.

Mediante este esquema determinaremos de manera general los cambios de capacidades para aquellos transformadores subutilizados que exista dentro de los 40 transformadores de distribución analizados, de esta manera definiremos el mejoramiento del Factor de Uso obteniendo pérdidas de energía inferiores con respecto a la situación actual.

Con las mediciones realizadas en campo en el sector de la Ciudadela Bolivariana, se pudo determinar el Factor de Uso de cada uno de los 40 transformadores medidos, identificando a los transformadores que se encuentran subutilizados.

CUADRO 4.2
DETERMINACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SUBUTILIZADOS EN
EL SECTOR DE LA CDLA. BOLIVARIANA

#	SITUACION ACTUAL			TRANSFORMADOR SUBUTILIZADO < 60% del FACTOR DE USO
	CAPACIDAD NOMINAL ACTUAL TRANSFORMADOR (KVA)	DEMANDA MAX (KVA)	FACTOR DE USO % (DEM. MAX / CAP. NOM. TRANSF)	
1	50	23,87	47,74	SI
2	50	20,96	41,92	SI
3	50	27,21	54,42	SI
4	50	20,06	40,12	SI
5	50	42,61	85,22	NO
6	50	17,43	34,86	SI
7	50	41,11	82,22	NO
8	25	10,11	40,44	SI
9	25	13,31	53,24	SI
10	50	42,23	84,46	NO
11	50	16,21	32,42	SI
12	50	31,04	62,08	NO
13	25	9,98	39,92	SI
14	50	15,55	31,10	SI
15	50	45,32	90,64	NO
16	50	17,25	34,50	SI
17	50	33,22	66,44	NO
18	50	11,07	22,14	SI
19	25	14,84	59,36	SI
20	50	22,82	45,64	SI
21	25	8,81	35,24	SI
22	50	13,75	27,50	SI
23	50	35,76	71,52	NO
24	50	8,72	17,44	SI
25	50	63,83	127,66	NO
26	50	25,25	50,50	SI
27	50	9,64	19,28	SI
28	50	44,07	88,14	NO
29	50	18,63	37,26	SI
30	50	54,64	109,28	NO
31	50	9,53	19,06	SI
32	50	7,1	14,20	SI
33	50	14,5	29,00	SI
34	25	5,82	23,28	SI
35	50	60,72	121,44	NO
36	50	34,18	68,36	NO
37	50	29,04	58,08	SI
38	50	33,41	66,82	NO
39	25	26,46	105,84	NO
40	50	29,45	58,90	SI

Fuente: Mediciones Transformadores Cdma. Bolivariana, 2011-2012

En resumen se clasifico a los 40 transformadores medidos de la siguiente manera

CUADRO 4.3
PORCENTAJE DE TRANSFORMADORES EN RELACIÓN
AL FACTOR DE USO MEDIDO

FACTOR DE USO	TRANSFORMADORES	%
MENOR O IGUAL AL 60%	26	65%
ENTRE 60% Y 140%	14	35%
MAYOR A 140%	0	100%

Fuente: Mediciones Transformadores Cdl. Bolivariana, 2011-2012

De acuerdo al cuadro 4.3 podemos observar que existe un total de 26 transformadores subutilizados, los cuales serán objeto de nuestra propuesta de cambio de capacidad analizando los beneficios que trae consigo este método. A continuación determinaremos el cambio de capacidad que se ajusta a los criterios ya analizados para cada uno de los 26 transformadores subutilizados.

CUADRO 4.4 CAMBIO DE CAPACIDAD INSTALADA

#	SITUACION ACTUAL					SOLUCIÓN PROPUESTA CAMBIO DE EQUIPOS			
	CAPACIDAD NOMINAL ACTUAL TRANSFORMADOR (KVA)	D MAX (KVA)	D PROM	F.U % (D MAX / CAP. NOM. ACTUAL)	FACTOR DE CARGA ACTUAL (D PROM/D MÁX)	CAPACIDAD NOMINAL DEL NUEVO TRANSFORMADOR (KVA)	D MAX (KVA)	FACTOR DE CARGA PROPUESTA (D PROM/D MÁX)	FACTOR DE USO % (D MAX ACTUAL / CAP. NOM. NUEVO TRANSF.)
1-T1	50	23,87	9,87	47,74	0,41	25	26,18	0,38	95,48
2-T2	50	20,96	9,38	41,92	0,45	25	29,82	0,31	83,84
3-T3	50	27,21	13,82	54,42	0,51	25	22,97	0,60	108,84
4-T4	50	20,06	9,36	40,12	0,47	25	31,16	0,30	80,24
5-T6	50	17,43	7,86	34,86	0,45	15	12,91	0,61	116,20
6-T8	25	10,11	5,44	40,44	0,54	10	9,89	0,55	101,10
7-T9	25	13,31	6,91	53,24	0,52	15	16,90	0,41	88,73
8-T11	50	16,21	7,76	32,42	0,48	15	13,88	0,56	108,07
9-T13	25	9,98	5,25	39,92	0,53	10	10,02	0,52	99,80
10-T14	50	15,55	5,22	31,10	0,34	15	14,47	0,36	103,67
11-T16	50	17,25	7,69	34,50	0,45	15	13,04	0,59	115,00
12-T18	50	11,07	2,73	22,14	0,25	10	9,03	0,30	110,70
13-T19	25	14,84	7,33	59,36	0,49	15	15,16	0,48	98,93
14-T20	50	22,82	10,97	45,64	0,48	25	27,39	0,40	91,28
15-T21	25	8,81	5,62	35,24	0,64	10	11,35	0,50	88,10
16-T22	50	13,75	7,17	27,50	0,52	15	16,36	0,44	91,67
17-T24	50	8,72	3,58	17,44	0,41	10	11,47	0,31	87,20
18-T26	50	25,25	9,79	50,50	0,39	25	24,75	0,40	101,00
19-T27	50	9,64	4,28	19,28	0,44	10	10,37	0,41	96,40
20-T29	50	18,63	9,13	37,26	0,49	25	33,55	0,27	74,52
21-T31	50	9,53	3,44	19,06	0,36	10	10,49	0,33	95,30
22-T32	50	7,1	3,04	14,20	0,43	10	14,08	0,22	71,00
23-T33	50	14,5	8,66	29,00	0,60	15	15,52	0,56	96,67
24-T34	25	5,82	2,95	23,28	0,51	5	4,30	0,69	116,40
25-T37	50	29,04	11,02	58,08	0,38	25	21,52	0,51	116,16
26-T40	50	29,45	17,69	58,90	0,60	25	21,22	0,83	117,80

Fuente: Autor, Mediciones Transformadores Cda. Bolivariana, 2011-2012

Mediante el cambio propuesto se lograría alcanzar valores de factor de uso superiores a lo actual, y por ende se lograría una reducción de pérdidas considerable según la gráfica 3.11 del capítulo 3, de manera general actualmente existen 6 transformadores de 25 Kva y 20 transformadores de 50 Kva subutilizados.

Del cuadro 4.4 clasificamos a los transformadores de Factor de Uso Actual según la capacidad entre 25 KVA y 50 KVA que son los hallados en la situación actual, se realiza un promedio total de los Factores de Uso de cada capacidad, como se demuestra en el siguiente cuadro.

CUADRO 4.5
FACTOR DE USO ACTUAL PROMEDIO POR CAPACIDAD

SITUACIÓN ACTUAL		
#	FACTOR DE USO % TRANSFORMADORES DE 25 KVA	FACTOR DE USO% TRANSFORMADORES DE 50 KVA
1	40,44	47,74
2	53,24	41,92
3	39,92	54,42
4	59,36	40,12
5	35,24	34,86
6	23,28	32,42
7		31,10
8		34,50
9		22,14
10		45,64
11		27,50
12		17,44
13		50,50
14		19,28
15		37,26
16		19,06
17		14,20
18		37,26
19		58,08
20		58,90
FACTOR DE USO % PROMEDIO	41,91	36,22

Fuente: Autor, Mediciones Transformadores Cdma. Bolivariana, 2011-2012

Mediante nuestra solución propuesta según el cuadro 4.4, con el cambio de capacidades obtenemos, el remplazo de un transformador de 25 KVA por uno de 5KVA, 3 transformadores de 25 KVA remplazados por 3 de 10 KVA, 5 transformadores de 50 KVA por 10 de 50 KVA, 2 transformadores de 25 KVA por 2 de 15 KVA, 6 transformadores de 50 KVA por 6 de 15 KVA, y 9 transformadores de 50 KVA por 9 de 25 KV, realizando un promedio del Factor de Uso por capacidad, obteniendo lo siguiente:

CUADRO 4.6
FACTOR DE USO PROMEDIO, SOLUCIÓN PROPUESTA CAMBIO DE
CAPACIDADES

SOLUCIÓN PROPUESTA CAMBIO DE CAPACIDADES				
	FACTOR DE USO %	FACTOR DE USO%	FACTOR DE USO%	FACTOR DE USO%
#	TRANSFORMADORES DE 5 KVA	TRANSFORMADORES DE 10 KVA	TRANSFORMADORES DE 15 KVA	TRANSFORMADORES DE 25 KVA
1	116,40	101,10	116,20	95,48
2		99,80	88,73	83,84
3		110,70	108,07	108,84
4		88,10	103,67	80,24
5		87,20	115,00	91,28
6		96,40	98,93	101,00
7		95,30	91,67	74,52
8		71,00	96,67	116,16
9				117,80
FACTOR DE USO % PROMEDIO	116,40	93,70	102,37	96,57

Fuente: Autor, Mediciones Transformadores Cdl. Bolivariana, 2011-2012.

Podemos notar las diferencias que existen en los cuadros 4.5 y 4.6, nos damos cuenta que con nuestra solución propuesta alcanzamos factores de uso superiores a lo actual.

4.3 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA SITUACIÓN ACTUAL Y LA SOLUCIÓN PROPUESTA

Evidentemente el cambio de transformadores traerá consigo una variación en los niveles de pérdidas técnicas en los equipos. Las pérdidas de potencia en los transformadores más pequeños se incrementan, respecto a las pérdidas de potencia en transformadores más grandes, para el mismo valor de carga, según el gráfico 3.11 del capítulo 3.

En base a la información del gráfico 3.11, se realiza la comparación de las pérdidas de energía para la situación actual con los transformadores subutilizados y para la

solución propuesta con el cambio de transformadores más adecuados a la carga, incrementando su factor de uso.

De acuerdo al análisis realizado en los cuadros 4.5 y 4.6 con los valores del factor de uso se incluyen las pérdidas estimadas anuales actuales y las resultantes de la solución propuesta, en el cuadro siguiente con respecto a la gráfica 3.11 de las pérdidas que se generan en los transformadores de distribución en el sistema Guayaquil.

CUADRO 4.7
ANÁLISIS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA
SITUACIÓN ACTUAL VS SOLUCIÓN PROPUESTA

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CDLA. BOLIVARIANA						
SITUACION ACTUAL			SOLUCIÓN PROPUESTA			
CAPACIDAD KVA	CANTIDAD DE TRANSF.	FACTOR DE USO % ACTUAL	PÉRDIDAS ANUALES ACTUAL KWH (PÉRD. DE ENERG. CUADRO 4.13 X CANT. TRANSF.)	CANTIDAD DE TRANSF.	FACTOR DE USO% PROPUESTO	PÉRDIDAS ANUALES PROPUESTO KWH (PÉRD. DE ENERG. CUADRO 4.13 X CANT. TRANSF.)
5	0		0	1	116,4	271,00
10	0		0	8	93,7	3697,60
15	0		0	8	102,37	5872,00
25	6	41,91	5203,68	9	96,57	10542,60
50	20	36,22	33813,60	0		0,00
TOTAL	26		39017,28	26		20383,20

Fuente: Autor, Mediciones Transformadores Cdl. Bolivariana, 2011-2012

Explicando detalladamente la generación del cuadro 4.7, se obtiene para la situación actual que para los 6 transformadores subutilizados con factor de uso 41,91% nos dirigimos a la gráfica de pérdidas de energía (gráfica 3.11) obtenemos en la intersección de la curva para transformadores de 25 KVA pérdidas de energía alrededor de 867,28 multiplicado por los 6 transformadores subutilizados de 25 KVA nos da un total de pérdidas de 5203,68 Kwh/año de igual manera se determinan las pérdidas de energía para la solución propuesta.

En el cuadro 4.7 observamos que existe una disminución de pérdidas de energía en la solución propuesta con una diferencia de 18634,08 kwh/año con respecto a la situación actual, esto quiere decir que con nuestra propuesta de cambio de

capacidades obtendríamos un valor de 47,76 % de reducción de pérdidas, esto según la formula de variación de pérdidas.

$$VAR_{per} = \frac{PérdidasAc\ tuales - PérdidasNu\ evas}{PérdidasAc\ tuales} \times 100$$

Donde:

VARper: Variación de pérdidas en porcentaje

Pérdidas Actuales: Valor de energía de pérdidas anuales, en la situación actual de los transformadores

Pérdidas Nuevas: Valor de energía de pérdidas anuales con los cambios propuestos.

$$VAR_{per} = \frac{(39017.28 - 20383.20) \text{ Kwh/año}}{39017.28 \text{ Kwh/año}} \times 100 = 47,76\%$$

CAPITULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Es necesario realizar un análisis económico, pues se requiere adquirir transformadores de diferente capacidad a la actual, considerar la mano de obra para desinstalar los actuales e instalar los nuevos. También es necesario considerar la recuperación de capital de los actuales equipos instalados y la evaluación de la reducción de pérdidas de energía.

5.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN TRANSFORMADORES

El costo por KVA de un transformador se estima entre US \$ 10 y \$15, actualmente las reparaciones de los transformadores en algunas empresas son llevadas a cabo evaluando solamente alternativas que proponen los diferentes reparadores de transformadores.

En el siguiente cuadro se indica el costo unitario de cada transformador, el número de transformadores a comprar y el número de transformadores recuperados.

CUADRO 5.1
COSTO UNITARIO POR TRANSFORMADOR

CAPACIDAD KVA	TRANSFORMADORES			
	COSTO UNITARIO TRANSF. NUEVO	A USAR	A COMPRAR	RECUPERADOS
5	\$ 1.050	1	1	
10	\$ 1.352	8	8	0
15	\$ 1.524	8	8	0
25	\$ 1.808	9	3	6
50	\$ 2.763	0	0	20

Fuente: Ecuatran, Costo Unitario Transformadores Distribución Tipo Poste, 2012

5.2 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES

La edad de los transformadores esta dada por la resistencia de sus componentes al deterioro cronológico en el tiempo, tiempo de servicio y carga, debido a los eventos anormales y severos tales como fallas internas, y perturbaciones de desconexión.

En el siguiente cuadro se determina el resultado de considerar los equipos que deben ser adquiridos, y en los casos en que se han recuperado equipos, que pueden ser reutilizados en otros sitios para mejorar el factor de utilización de estos transformadores, no se incluye su costo en el valor de recuperación.

La pérdida de valor que sufren los bienes e instalaciones por efecto del uso, desgaste, tiempo y otros factores que directa e indirectamente ocasionan una reducción de la vida útil del transformador, mediante los sistemas de estandarización de cuentas contables promovido por el fondo de solidaridad con normas internacionales de información para aplicaciones en todas las empresas eléctricas, se propone la siguiente tabla de depreciación de transformadores.

CUADRO 5.2
VALORES DE DEPRECIACIÓN PARA TRANSFORMADORES

NOMBRE	LIMITE INFERIOR			LIMITE SUPERIOR		
	% ANUAL	% MENSUAL	AÑOS	% ANUAL	% MENSUAL	AÑOS
TRANSFORMADORES	2,5	0,2083	40	4	0,333	25

Fuente: CNEL ECUASIER, SUCOSE, Sistemas de Estandarización de cuentas contables.

Para los 26 Transformadores de Distribución analizados se muestra el inventario y avalúo de los transformadores del sector de la Ciudadela Bolivariana.

CUADRO 5.3
VALORES ACTUALES DE LOS TRANSFORMADORES SECTOR CDLA.
BOLIVARIANA

TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	FACTOR DE ESTADO	VALOR UNITARIO	VALOR DEPRECIACIÓN (USD) 2.5% anual	VALOR DEPRECIACIÓN 10 años	VALOR ACTUAL
T1	50	1,5	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T2	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T3	50	2	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T4	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T6	50	2	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T8	25	1	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T9	25	1,5	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T11	50	2	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T13	25	1	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T14	50	1,5	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T16	50	2	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T18	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T19	25	1	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T20	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T21	25	1	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T22	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T24	50	2	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T26	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T27	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T29	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T31	50	1,5	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T32	50	1,5	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T33	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T34	25	1	\$ 1.808,00	\$ 45,20	\$ 452,00	\$ 1.356,00
T37	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20
T40	50	1	\$ 2.763,00	\$ 69,08	\$ 690,80	\$ 2.072,20

Fuente: Departamento Estadístico Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil

5.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EQUIPOS

CUADRO 5.4
EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EQUIPOS

EVALUACIÓN EN DOLARES					
CAPACIDAD KVA	COSTO UNITARIO	A COMPRAR	COSTO	RECUPERAD OS	BENEFICIO DE RECUPERACIÓN
5	\$ 1.050,00	1	\$ 1.050,00	0	\$ 0,00
10	\$ 1.352,00	8	\$ 10.816,00	0	\$ 0,00
15	\$ 1.524,00	8	\$ 12.192,00	0	\$ 0,00
25	\$ 1.808,00	3	\$ 16.272,00	6	\$ 8.136,00
50	\$ 2.763,00	0	\$ 0,00	20	\$ 41.444,00
TOTAL			\$ 40.330,00		\$ 49.580,00

Fuente: Los Autores

Como resultado se obtiene un beneficio de \$ 9.250,00 dólares en equipos.

Debemos considerar también los costos de mano de obra necesaria para realizar el cambio de equipos, en este caso la desinstalación de los 26 transformadores subutilizados, y la instalación de los nuevos transformadores para el cambio de capacidad.

En el cuadro 5.5, se detallan los costos de mano de obra necesaria para realizar los cambios de equipos.

CUADRO 5.5
COSTOS DE MANO DE OBRA PARA EL CAMBIO DE CAPACIDADES

TRANSFORMADORES	CANTIDAD	COSTO UNITARIO/ TRABAJO	TOTAL
DESINSTALACIÓN	26	\$ 180	\$ 4.680
INSTALACION	26	\$ 180	\$ 4.680
TOTAL			\$ 9.360

Fuente: Los Autores

5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA¹⁶

Con los resultados obtenidos se realiza la evaluación económica de las pérdidas actuales y de las pérdidas económicas con la solución propuesta, la evaluación económica de las pérdidas en el tiempo se la realiza mediante el método del Valor Actual Neto.

Si se considera un periodo de evaluación de 20 años y una tasa de descuento del 12%, para evaluar las pérdidas técnicas se considera los costos de compra de energía.

Los costos de energía se asumen similares a los actuales según el CONELEC hasta el año 2014, se asume que en el año 2015 entran nuevos proyectos hidroeléctricos por lo que el costo baja.

A partir del año 2019, se considera constante en 0,038 US\$/Kwh, tomando en cuenta estas consideraciones podemos establecer el beneficio total para la muestra analizada de los 26 transformadores subutilizados.

¹⁶Departamento de Control de Calidad y Estadística de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, 2012

CUADRO 5.6
COSTOS UNITARIOS DE COMPRA DE ENERGÍA

AÑO	US\$/Kwh
2011	0,0519
2012	0,0523
2013	0,0512
2014	0,0503
2015	0,0263
2016	0,0277
2017	0,0322
2018	0,0344
2019	0,0360
2020	0,0380
2021	0,0380
2022	0,0380
2023	0,0380
2024	0,0380
2025	0,0380
2026	0,0380
2027	0,0380
2028	0,0380
2029	0,0380
2030	0,0380
2031	0,0380

Fuente: CONELEC, Costos de compra de energía, 2011

Utilizando los datos descritos se obtienen los siguientes resultados, mediante el método del Valor Actual Neto, según la fórmula:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{Fi}{(1+r)^i}$$

Donde:

Fi, capital e inversión inicial

i, flujo de caja

r, tasa anual de descuento

Tomando como datos los valores de las pérdidas de energía situación actual de 39017,28 Kwh/año y las pérdidas generadas por la solución propuesta de 20383,20 Kwh/año (cuadro 4.7), para un periodo de evaluación de 20 años como se indica en el cuadro 4.13, y una tasa de descuento del 12%, obtenemos, mediante la formula;

$$VAN = -A + \frac{Fi}{(1+r)^1} + \frac{Fi}{(1+r)^2} + \frac{Fi}{(1+r)^3} + \frac{Fn}{(1+r)^n}$$

CUADRO 5.7
COSTOS DE PÉRDIDAS ACTUALES

AÑO	US\$/Kwh	SITUACIÓN ACTUAL VAN US\$/Kwh
2011	0,0519	-\$ 2.025,00
2012	0,0523	\$ 2.040,60
2013	0,0512	\$ 1.997,68
2014	0,0503	\$ 1.962,57
2015	0,0263	\$ 1.026,57
2016	0,0277	\$ 1.080,78
2017	0,0322	\$ 1.256,36
2018	0,0344	\$ 1.342,19
2019	0,036	\$ 1.404,62
2020	0,038	\$ 1.482,66
2021	0,038	\$ 1.482,66
2022	0,038	\$ 1.482,66
2023	0,038	\$ 1.482,66
2024	0,038	\$ 1.482,66
2025	0,038	\$ 1.482,66
2026	0,038	\$ 1.482,66
2027	0,038	\$ 1.482,66
2028	0,038	\$ 1.482,66
2029	0,038	\$ 1.482,66
2030	0,038	\$ 1.482,66
2031	0,038	\$ 1.482,66
VAN A 20 AÑOS		\$ 9.572,10

Fuente: Los Autores

$$VAN = -A + \frac{Fi}{(1+r)^1} + \frac{Fi}{(1+r)^2} + \frac{Fi}{(1+r)^3} + \frac{Fn}{(1+r)^n}$$

CUADRO 5.8
COSTOS DE PÉRDIDAS OPTIMIZANDO
SOLUCIÓN PROPUESTA

AÑO	US\$/kwh	SOLUCIÓN PROPUESTA VAN US\$/kwh
2011	0,0519	-\$ 1.057,89
2012	0,0523	\$ 1.066,04
2013	0,0512	\$ 1.043,62
2014	0,0503	\$ 1.025,27
2015	0,0263	\$ 563,08
2016	0,0277	\$ 564,61
2017	0,0322	\$ 656,34
2018	0,0344	\$ 701,18
2019	0,036	\$ 733,80
2020	0,038	\$ 774,56
2021	0,038	\$ 775,56
2022	0,038	\$ 776,56
2023	0,038	\$ 777,56
2024	0,038	\$ 778,56
2025	0,038	\$ 779,56
2026	0,038	\$ 780,56
2027	0,038	\$ 781,56
2028	0,038	\$ 782,56
2029	0,038	\$ 783,56
2030	0,038	\$ 784,56
2031	0,038	\$ 785,56
VAN A 20 AÑOS		\$ 5.000,61

Fuente: Los Autores

En resumen;

CUADRO 5.9
COSTOS DE PÉRDIDAS VALOR PRESENTE

COSTOS DE PÉRDIDAS A VALOR PRESENTE (20 AÑOS)	
	VAN PERDIDAS US\$
COSTO PÉRDIDAS OPTIMIZANDO	\$ 5.000,61
COSTO PÉRDIDAS ACTUALES	\$ 9.572,10

Fuente: Los Autores

De los resultados del análisis de las pérdidas de energía se tiene un beneficio de \$ 4.571,50 dólares para la muestra analizada de los 26 transformadores subutilizados

Realizando un resumen de los valores analizados, se obtienen los resultados siguientes:

CUADRO 5.10
RESUMEN ANÁLISIS ECONÓMICO

ITEM	VALOR
CAPITAL RECUPERADO	\$ 49.580,00
COSTO DE NUEVOS TRANSFORMADORES	(\$ 40.330,00)
MANO DE OBRA	(\$ 9.360,00)
REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	\$ 4.571,50
TOTAL	\$ 4.461,50

Fuente: Los Autores

Para una muestra de 40 transformadores de los cuales 26 se encontraban subutilizados, se obtiene un beneficio neto de \$ 4.461,50 dólares mediante la optimización del factor de uso en los equipos.

CAPITULO 6

PROPUESTA

Mediante el estudio realizado podemos observar las ventajas de esta propuesta, la Empresa Eléctrica cuenta con aproximadamente 15.000 transformadores propios, en el sistema y cerca 10.000 transformadores particulares.

Se estima que el 70% de los 15.000 transformadores se ajustan a las características de carga descritas en este proyecto, es decir factor de carga cercano a 0,35 y crecimiento anual de 1.5%.

El 70% resulta en 10.500, se considera que el 38% de los 10500 transformadores están subutilizados según una exploración de datos que se realizó con las demás mediciones que se vienen dando en el sistema de distribución, y se tiene una base de 3.990 transformadores a ser optimizados, realizando una extrapolación del método analizado con respecto a nuestras ganancias obtenida de \$ 4.461 en relación con los 26 TRANSFORMADORES SUBUTILIZADOS da un promedio de \$171, 57 para cada transformador, por lo que se espera un beneficio neto cercano a \$ 684.591,92 dólares en todo el sistema.

Se propone continuar con el estudio del Factor de Uso de los transformadores de Distribución Monofásicos a cargo de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, tomando como base el libro de Raytheon- Ebasco Division , el cual nos muestra las diversas funcionabilidades que tiene un transformador de distribución monofásico con diferentes Factores de Carga, debido a que se requiere que en cada uno de los actores del sistema eléctrico cuente con niveles de calidad eficientes y por ende dar un seguimiento a la solución de problemas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez realizado el análisis de las mediciones con los resultados obtenidos se presentan a continuación las conclusiones y recomendaciones del estudio: “PROPUESTA PARA EL ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN DE CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL”.

CONCLUSIONES

Considerando la necesidad de realizar mediciones de calidad de energía se ha aprovechado esta información para obtener la curva de carga de los transformadores de distribución analizados

El método descrito muestra la forma de considerar las tendencias que tiene un transformador de distribución según su factor de carga, mediante el análisis de su funcionamiento en base al libro de Ebasco el cual considera las normas norteamericanas que se aplican en nuestro sistema.

Bajo este método y que con los medios que cuenta la Empresa Eléctrica y sin necesidad de inversión adicional, se puedan detectar los transformadores de distribución en los cuales se requiera optimizar su factor de uso, mediante el estudio realizado.

El uso adecuado de la capacidad instalada de los transformadores de distribución permite una reducción de inversiones en equipos nuevos.

Optimizando el uso de la capacidad instalada de los transformadores de distribución se logra una reducción de pérdidas técnicas.

RECOMENDACIONES

Se recomienda a las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica del Ecuador realizar estudios similares, que permitan obtener resultados de factores de carga para diferentes zonas del país.

Llevar a cabo una mejor distribución en la instalación de los transformadores realizando un pre estudio del factor de uso de los transformadores de distribución a ser instalados.

Se recomienda continuar con el estudio del Calidad del Producto, debido a que se requiere que en cada uno de los actores del sistema eléctrico cuente con niveles de calidad eficientes y por ende dar un seguimiento a la solución de problemas.

Previo a la instalación de equipos analizadores de calidad en los transformadores de distribución, se recomienda instalarlo dentro de alguna caja metálica aislado de cualquier fenómeno externo que pueda ocasionar daños en el equipo y fuera del alcance y vista de las personas que puedan sustraérselo.

Antes de maniobrar el equipo analizador de energía, se recomienda identificar las borneras donde se van a conectar las señales de voltaje, corriente y protección a tierra, también se deberá identificar los parámetros y regulaciones para la comunicación adecuada entre el software y el equipo, para evitar errores de colocación lo cual provocaría problemas de funcionamiento y registros erróneos de parámetros de calidad.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Raytheon, EBASCO division, electric powers system, 1992.

[2] Probabilidad y Estadística, Fundamentos y Aplicaciones.- Segunda Edición, Gaudencio Zurita Herrera.

[3] Sistemas Eléctricos de Distribución, Juan Antonio Yebra Morón

[4] Estudio de optimización de la cargabilidad de transformadores de distribución CODENSA división y planificación de la red Bogotá DC 2001.

[5] Estudio de pérdidas técnicas de transformadores de distribución en un rango de potencias comprendidos entre 5KVA y los 3MVA, instalados en compañías de distribución de Argentina.

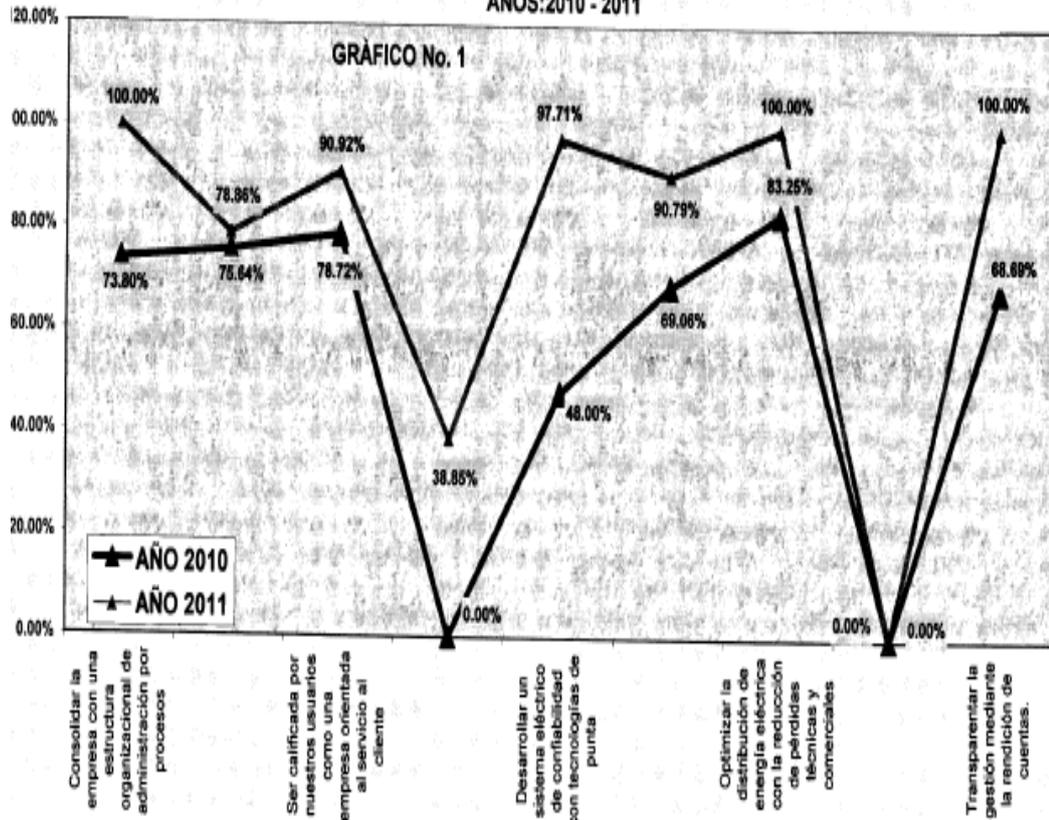
[6] STEPHEN J. CHAPMAN; Máquinas Eléctricas, Transformadores, Capítulo 2, Página 61, Tercera Edición.

[7] LEM NORMA GMBH, Power Quality Analyser TOPAS 1000, Operating Instructions, Version > 3.3.0.0, 2003.

[8] Regulación CONELEC No. 004/01 Calidad de Servicio eléctrico de distribución. Resolución No. 0116/01, 23 mayo 2001.

ANEXOS

**CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS ESTRATÉGICOS EN RELACIÓN A LAS METAS PROPUESTAS DE LA
EEGP, EP.
AÑOS:2010 - 2011**



ELECTRICA DE GUAYAQUIL
 PERDIDAS DE ENERGIA PONDERADAS A 12 MESES
 METODO CONELEC

GRÁFICO # 3

