



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



"CAUSAS DE FALLAS DE TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUCION QUE DEBEN SER ANALIZADOS PARA
LA PLANEACION DE DISTRIBUCION"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
Especialización: POTENCIA

Presentada por:
Elías Achi Salguero

Guayaquil - Ecuador

1989

MIEMBROS DEL TRIBUNAL DE GRADO


ING. JORGE FLORES MACÍAS
SUB-DECANO DE LA FIE


ING. LEO SALOMÓN FASH
DIRECTOR DE TESIS


ING. EDUARDO LEÓN CASTRO
MIEMBRO PRINCIPAL


ING. ALBERTO HANZE BELLO
MIEMBRO PRINCIPAL

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Leo Salomón F., director de tesis, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

A mi esposa por la fe y el impulso para la ejecución de esta tesis.

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la ESPOL)



Elias Achi Salguero

RESUMEN

Se presenta una descripción de como está compuesto el sistema Guayaquil, para luego analizar las causas de fallas de los transformadores de distribución que provocan interrupciones de servicio a los usuarios, y proceder hacer una clasificación de estas fallas y las medidas más convenientes que se deben tomar para evitarlas o reducirlas.

El análisis se realiza para todas las interrupciones ocurridas durante el primer semestre del periodo del año 1988. De los resultados se puede apreciar claramente que un

buen número de fallas se deben a la sobrecarga excesiva que soportan los transformadores y el tiempo prolongado que la soportan, restándoles años de servicio y de vida útil.

Otro porcentaje que se ha ido incrementado año a año, es el cortocircuito en el secundario del transformador por acometidas clandestinas en las zonas marginales que a la vez origina un problema social-económico.

Se procederá a calcular la vida útil de un transformador de distribución, el tiempo máximo que puede soportar una sobrecarga sin que afecte su vida útil, y las pérdidas económicas que representa un transformador de distribución quemado.

Se realiza una evaluación económica de pérdidas en los transformadores de distribución.

Finalmente se analizarán y sugerirán medidas para prevenir las fallas en los transformadores de distribución.

INDICE

Resumen	II
Indice General	IV
Indice de figuras	VIII
Indice de tablas	X
Introducción	1
I. Sistema eléctrico actual de Guayaquil	
1.1 Características generales	3
1.2 Características del sistema de subtransmisión	4
1.3 Características generales de S/E de distribución	7
1.4 Alimentadoras primarias existentes	10
1.5 Características de la carga	22
1.6 Clasificación de la carga	27
II. Sector eléctrico, clasificación	
2.1 Estudio del sector, tipo de abonados	33
2.2 Tarifas, tipo de consumidores	36
2.3 Características	38
2.3.1 Curva de carga diaria	
2.3.2 Curva de carga por estaciones	
III. Estadísticas y fallas en transformadores de distribución	
3.1 Tipos y daños por sobrecarga y sobretensión	51

3.2 Daños por construcción y mal diseño	55
3.3 Daños por descargas atmosféricas	57
3.4 Error y daño en la instalación	57
3.5 Daño por medio ambiente	58
3.5.1 Accidentes automovilísticos	58
3.5.2 Terremotos, tormentas	59
IV. Características de construcción y reconstrucción de transformadores	
4.1 Circuito magnético	70
4.1.1 Pérdidas	70
4.1.2 Aislamiento	72
4.1.3 Composición y forma de los núcleos	73
4.1.3.1 Espacio entre láminas del núcleo ...	
4.2 Tipos de bobinas	75
4.2.1 Bobina espiral	75
4.2.2 Bobinas entrelazadas	76
4.2.3 Bobinas tipo helicoidal	76
4.2.4 Bobinas alternadas	77
4.3 Accesorios para control y protección	78
4.4 Aisladores	80
4.5 Reconstrucción	81
4.5.1 Rebobinada	83
V. Análisis del tiempo de vida de los transformadores de distribución	
5.1 Efectos de las sobrecargas	90
5.2 Tipos de sobrecarga	91

5.2.1 Limitaciones de temperatura	92
5.2.2 Limitaciones de sobrecarga en otros componentes del transformador	95
5.3 Análisis térmico considerando variaciones de cargas cíclicas	96
5.4 Porcentajes de pérdidas de vida del transformador para los diferentes tipos de carga.	100
5.5 Análisis económico de la pérdida de vida de un transformador	108
5.6 Alternativas recomendables cuando existe sobrecalentamiento	111
VI. Evaluación de pérdidas en transformadores de distribución	
6.1 Significado económico de las pérdidas	127
6.2 Definición de términos	129
6.3 Comparación de alternativas de evaluación	130
6.4 Determinación de costos de pérdidas en el transformador de distribución	132
6.5 Programa de computadora para calcular el costo de pérdidas anuales	146
6.6 Ejemplo de aplicación	149
VII. Evaluación económica de transformadores de distribución	
7.1 Factores de evaluación	150
7.2 Rendimiento eléctrico	156
7.3 Políticas de remoción	158

7.3 Políticas de remoción	158
7.3.1 Costos de reposición	159
7.4 Costos anuales	161
7.5 Curvas de supervivencia	161
7.6 Ejemplo de aplicación	16
VIII. Costos originados por fallas en transformadores	
8.1 Costo por reposición.....	196
8.2 Costo transformador nuevo.....	197
8.3 Costo transformador reparado.....	198
8.4 Costo social.....	198
8.5 Costo pérdida de venta de energía.....	199
8.6 Costo de personal Emelec	199
8.6.1 Costo transporte	199
8.6.2 Gasto administración	200
8.6.3 Gasto personal	201
8.6.4 Mantenimiento	202
IX. Detección y prevención de fallas en transformador-	
res	
9.1 Señal indicadora de sobretensión	203
9.2 Quejas de voltaje	204
9.3 Incremento de carga.....	206
9.4 Detección de acometidas clandestinas	211
9.5 Puesta en servicio y mantenimiento de transformado	212
res	
Conclusiones y recomendaciones	216
Bibliografía	219

INTRODUCCION

Analizar en una Empresa Eléctrica específica el porcentaje de transformadores en servicio que se dañan cada año, las causas que originan estos daños y procedimientos que se lleven a cabo para disminuirlos, es necesario que se lo haga.

La confiabilidad y por ende la calidad del servicio eléctrico depende fundamentalmente de la continuidad con la que este se brinda, por consiguiente se debe tratar de evitar en lo posible la interrupción del mismo, pero si la interrupción ocurre siendo sus causas numerosas y casi en su totalidad fortuitas, hay que tratar de normalizar el servicio a la brevedad posible.

En el desarrollo del presente trabajo se establecen cuales son las principales causas por la que suceden desconexiones y retiros de transformadores de distribución.

Se presenta una descripción de como está compuesto el sistema eléctrico de Guayaquil, para luego analizar y

clasificar las fallas que sufren los transformadores de distribución, que provocan interrupciones de servicio a los usuarios y pérdidas económicas a la Empresa.

Se procede hacer un análisis del tiempo de vida de los transformadores de distribución sobrecargados.

Finalmente se analizarán y sugerirán medidas para prevenir las fallas en los transformadores de distribución.

Como resultado de este estudio se obtendrán medidas o criterios para prevenir y disminuir fallas en los transformadores de distribución.

CAPITULO I

SISTEMA ELECTRICO ACTUAL DE GUAYAQUIL

1.1 CARACTERISTICAS GENERALES

El Sistema Guayaquil, de cuya operación, distribución y comercialización se ha encargado la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., se encuentra constituido en la actualidad por dos plantas generadoras, un punto de interconexión o de entrega a 69 Kv por parte de Inecol y proveniente del Sistema Nacional Interconectado, y una línea de subtransmisión cuya tensión es 69 Kv, esta red tiene el rol de servir a un conjunto de subestaciones de transformación reductoras, las mismas que alimentan las redes de distribución llamadas también sistema primario cuya tensión de operación es 13.8 Kv con unas pocas alimentadoras a 4.16 Kv. Esta red de distribución suministra la energía a los clientes, sea directamente cuando se trata de clientes industriales o sea por intermedio de nueva etapa de transformación con los transformadores de distribución que reducen la tensión primaria a la tensión de consumo de las redes de baja tensión también llamadas secundario.

Existen también once abonados, entre ellos grandes industriales, instituciones y centros comerciales, que son servidos directamente de la red de subtransmisión a

69 Kv.

En la figura 1.1 se muestra el recorrido físico de las líneas a 69 Kv y la ubicación de todas las subestaciones y plantas generadoras, en la figura 1.2 se muestra el diagrama de una línea del Sistema Guayaquil.

1.2 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION

En la actualidad el Sistema de Guayaquil consta de siete líneas de subtransmisión que salen de la subestación Estero Salado, dos de las líneas se interconectan con la subestación Guayaquil formando un anillo, y las cinco restantes son radiales. Estas siete subtransmisiones reparten la potencia a doce subestaciones de reducción de la Empresa y a once subestaciones de reducción particulares.

La red de subtransmisión del sistema, es área en toda su extensión con disposición vertical de conductores y con un hilo de guardia, a un sólo circuito.

Hay un total de 112,09 Kms. de línea de subtransmisión por conductor, siendo sus calibres los siguientes: 477 MCM ACSR, 477 MCM 5005, 336.4 MCM ACSR, 4/0 AWG ACSR y 2/0 ACSR. En la tabla I se muestran para cada línea de subtransmisión la longitud en kilómetros por conductor de acuerdo al calibre de conductor y las subestaciones servidas.

Como lo muestra el diagrama unifilar de la figura 1.2 el sistema de subtransmisión tiene instalado en varios

puntos interruptores en aire, en unos casos normalmente cerrados, para puntos de seccionamiento, y en otros normalmente abiertos, para puntos de interconexión. También en todas las subestaciones y en la salida de cada una de las subtransmisiones en la subestación Estero Salado y en la subestación Guayaquil hay instalados interruptores de aire para línea y para conexión a tierra de la línea, provistos de un sistema de enclavamiento mecánico que permite el cierre sólo de un interruptor; es decir, no puede cerrarse el interruptor a tierra mientras esté cerrado el interruptor de la línea y viceversa.

1.3 CARACTERISTICAS GENERALES DE S/E DE DISTRIBUCION

En la actualidad el Sistema Guayaquil cuenta con 20 transformadores de reducción ubicados en trece subestaciones; habiendo una subestación con tres transformadores, cinco con dos transformadores y siete con un sólo transformador.

La tabla II contiene la capacidad instalada en el sistema Guayaquil con un listado de todos los transformadores de reducción con su capacidad a 55 grados centígrados de elevación del devanado, tanto para las condiciones de enfriamiento DA, como para la primera etapa de enfriamiento forzado FA y una segunda etapa de enfriamiento FOA o FA.

El sistema cuenta, además de estas subestaciones de

TABLA II

CAPACIDAD INSTALADA EN LAS SUBESTACIONES DE REDUCCION DEL SISTEMA GUAYAQUIL

SUBESTACION	OA	FA	FOA-FA
oyacá 1	5	6,25	
oyacá 2	12	16	
oyacá 3	12	16	
eibos 1	12	16	
eibos 2	12	16	
orre 1	12	16	
orre 2	12	16	20
esmeraldas 1	18	24	
esmeraldas 2	16,5	22	27,5
uasmo 1	12	16	
uasmo 2	12	16	20
aray 1	18	24	
aray 2	18	24	
tarazana	12	16	20
lapasingue	18	24	
lauces	8	10	
ermania	8	10	
liborada	12	16	20
mérica	10	12,5	
tradera	10	12,5	
TOTAL	249,5	329,5	350,75

Capacidad continua con 55 grados centígrados de elevación de temperatura devanado.

reducción, con alimentadoras cuyas salidas se encuentran en las barras de generación de las unidades a vapor Estero Salado y Guayaquil. En la Planta Estero Salado hay dos salidas de alimentadoras a 13.8 Kv y en la Planta Guayaquil hay seis salidas a 13.8 Kv y cuatro a 4.16 Kv.

Existen también once subestaciones de reducción particulares que son Cemento, Fisa, Cridesa, Cervecera, Molinera, Universal, Portuaria, Funasa, Policentro, Terminal Terrestre y Base Naval. La capacidad servida por estas subestaciones alcanzó en Diciembre de 1984 los 35.2 MVA, con excepción de las subestaciones Terminal Terrestre y Base Naval que entraron en operación en 1985.

1.4 ALIMENTADORAS PRIMARIAS EXISTENTES

El sistema primario de distribución de la ciudad de Guayaquil está constituido en la actualidad por setenta y tres alimentadoras en operación de las cuales sesenta y seis tienen como nivel de tensión 13.800 voltios, y las siete restantes 4.160 voltios, teniendo todas la configuración radial.

Por lo general las alimentadoras del sistema son áreas en la totalidad de su recorrido, con excepción de catorce de ellas que sirven al centro de la ciudad, de las cuales once tienen parte aérea y parte subterránea y tres son complementamente subterráneas. Los calibres de

conductor normalizados para la parte aérea son el 336.4 -ACSR en troncales de alimentadoras, y el 3/0 AWG-A1 y el 2 AWG-A1 para los ramales principales y secundarios, respectivamente. En la parte subterránea el conductor normalizado para la troncal es el 500 MCM-A1, para ramales principales el 3/0 AWG-A1 y para ramales secundarios el 2 AWG-A1, con aislamiento de polietileno (XLPE) para 15.000 voltios y con neutro concéntrico exterior.

Para las salidas de las alimentadoras desde la subestación hasta el punto donde se hacen aéreas el conductor normalizado es el 500 MCM Cu., aunque existen algunas con 350 MCM., y también 750 MCM A1. En la tabla III se muestra el número de alimentadoras que salen de cada subestación así como también el nivel de tensión y su tipo de salida.

Debido a la configuración radial de todas las alimentadoras del sistema de distribución primario, para aumentar su confiabilidad en cuanto a la continuidad del servicio, están provistos de un adecuado sistema de seccionamiento e interconexión. En la figura 1.2 se muestra el recorrido físico de la troncal de una típica alimentadora con parte aérea y parte subterránea, en este caso alimentadora Coronel, en ella se pueden notar fácilmente los puntos de seccionamiento y de interconexión.

TABLA III

VEL DE TENSION Y TIPO DE SALIDA DE LAS ALIMENTADORAS POR CADA SUBESTACION

SUBESTACION O CANTON	# DE ALIMENTADORAS		TIPO DE SALIDA
	13,8 KV	4,16 KV	
E BOYACA 1			3 Subterránea
E BOYACA 2	3		Subterránea
E BOYACA 3	3		Subterránea
E CEIBOS 1	3		Subterránea
E CEIBOS 2	3		Subterránea
E TORRES 1	3		Aérea
E TORRES 2	3		Aérea
E ESMERALDAS 1	3		Subterránea
E ESMERALDAS 2	4		Subterránea
E GUASMO 1	3		Subterránea
E GUASMO 2	3		Aérea
E GARAY 1	4		Subterránea
E GARAY 2	4		Subterránea
E ATARAZANA	3		Aérea
E MAPASINGUE	3		Aérea
E SAUCES	4		Aérea
E GERMANIA	2		Aérea
E ALBORADA	3		Aérea
E AMERICA	2		Aérea
E PRADERA	2		Aérea
.V. GUAYAQUIL	6		4 Subterránea
.V. ESTERO SALADO	2		Subterránea
TOTAL	66		7

En la parte aérea en los puntos de interconexión hay instalados interruptores en aire tripolares accionados en grupo por medio de un manubrio instalado en la parte inferior del poste y equipados con rompearco para operación bajo carga, estos interruptores tienen normalmente la posición de abierto, y son operados únicamente en condiciones de emergencia o en maniobras programadas de transferencia de carga. En los puntos de seccionamiento hay instalados por lo general cuchillas seccionalizadoras, que son interruptores monopolares que operan por separado, su posición de operación normal es cerrada y su maniobra de apertura en caso de falla se realiza únicamente con la alimentadora desenergizada.

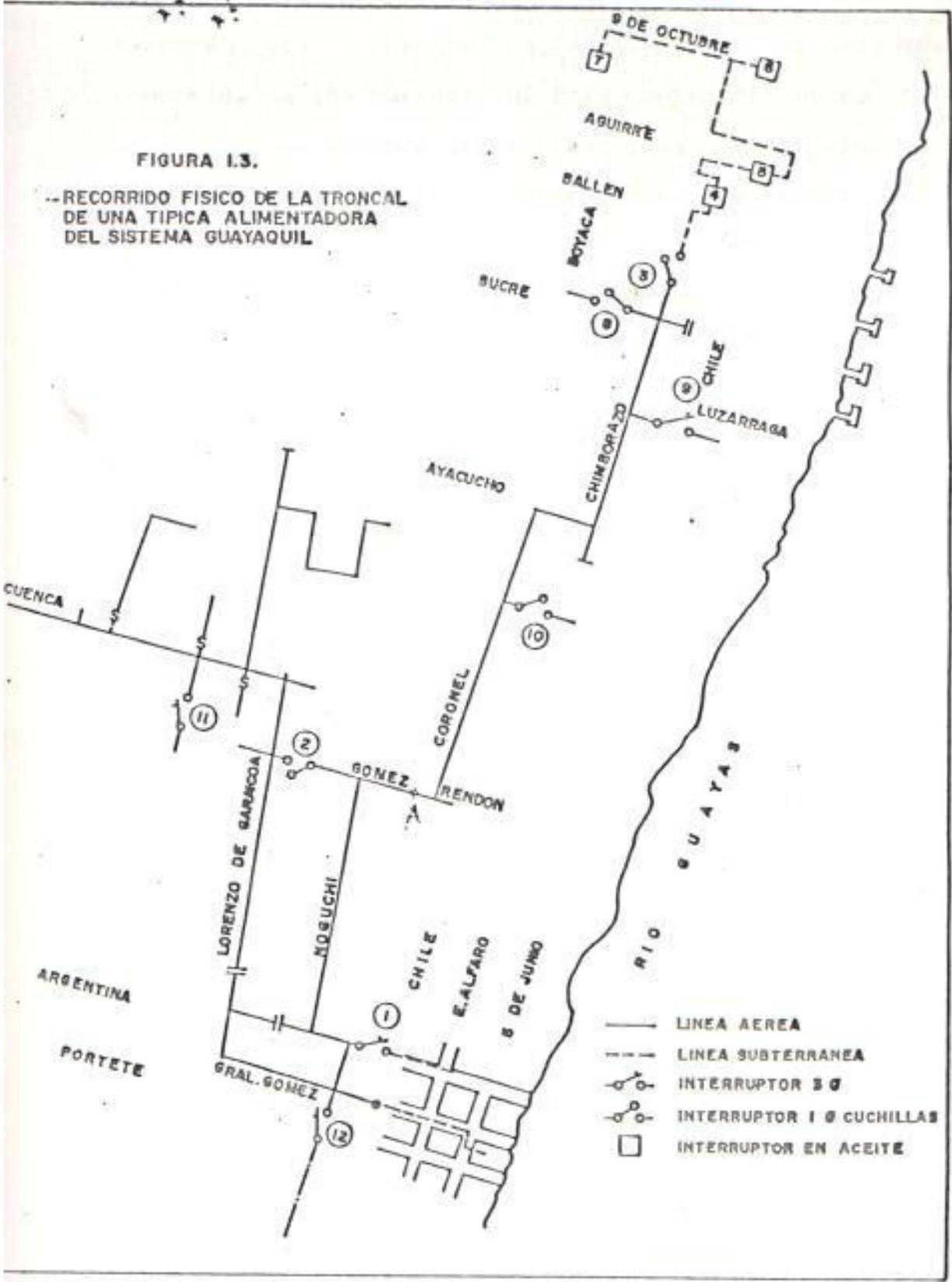
En la parte subterránea, donde la ubicación de fallas se torna más difícil que en líneas aéreas, y en donde la separación de daños demanda por lo general mucho más tiempo, hay más variadas posibilidades de seccionamiento e interconexión.

El sistema subterráneo en lo que a troncal de alimentadora se refiere, tiene instalado en los centros de distribución principales interruptores en aceite de operación conjunta de las tres fases con carga, de montaje horizontal sobre el piso, o vertical sobre paredes.

En la figura 1.3 se muestra diferentes esquemas de interruptores en aceite de tres y cuatro vías, así tenemos que el interruptor "A" es de tres vías, de las

FIGURA 1.3.

--RECORRIDO FISICO DE LA TRONCAL DE UNA TIPICA ALIMENTADORA DEL SISTEMA GUAYAQUIL



- LINEA AEREA
- - - LINEA SUBTERRANEA
- INTERRUPTOR 20
- INTERRUPTOR 10 CUCHILLAS
- INTERRUPTOR EN ACEITE

cuales sólo dos tienen manubrio para abrir o cerrar y la tercera vía o centro de carga está directamente conectada a las barras; el interruptor "B" es de tres vías con un enlace entre las vías principales, su diferencia con el interruptor "A" es que la vía puede quedar completamente aislada; el interruptor "C" es de tres vías con manubrio independiente en cada vía y el interruptor "D" es de cuatro vías con manubrio en cada una de las vías y posibilidad de conectar vías adyacentes sin conectarse a las barras.

Este tipo de interruptores en aceite, debido a las variadas alternativas de operación que presentan en condiciones normales facilitan también en condiciones emergentes maniobras de seccionamiento e interconexión, tienen una capacidad de 600 amps. en las vías principales por donde pasa a donde llega la troncal de alimentadora y de 200 amps. en las vías secundarias o derivaciones de carga.

En la figura 1.4 se amplía la parte subterránea de la troncal de alimentadora Coronel mostrada en la figura 1.3. En esta se representa en otra forma a los interruptores en aceite y se los ha enumerado, así el interruptor número 1 y el interruptor número 2 que son de tres y cuatro vías respectivamente, tienen todas sus vías en operación normalmente cerradas; las vías principales de estos interruptores pueden servir de seccionamiento de la alimentadora en condiciones de

FIGURA 14.

- TIPOS DE INTERRUPTORES EN ACEITE DEL SISTEMA SUBTERRANEO

EDIFICIO EL MORRO

INT. 3 VIAS 9 DE OCTUBRE CHIMBORAZO

BARRAS



A.-INTERRUPTOR DE 3 VIAS

INT. 3 VIAS BOYACA V.M. RENDON

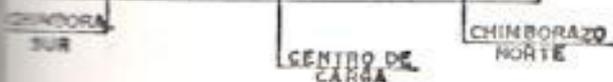


B.-INTERRUPTOR DE 3 VIAS CON ENLACE

EDIFICIO B/O

INT. 3 VIAS CHIMBORAZO- AGUIRRE

BARRAS

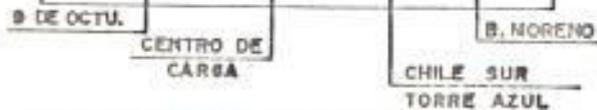


C.-INTERRUPTOR DE 3 VIAS

EDIF. GRAN PASAJE

INT. 4 VIAS 9 DE OCTUBRE CHILE

BARRAS



D.-INTERRUPTOR DE 4 VIAS

emergencia.

El interruptor número 3 del ejemplo puesto en la misma figura 1.5 es de tres vías del tipo "A", que tiene sus barras energizadas con alimentadora Coronel, y tiene su otra vía abierta a la cual está llegando otra alimentadora, en este caso Córdova, para posible interconexión. El interruptor número 4 es un interruptor similar al número 3, pero con dos salidas para distribución, en este caso la alimentadora Coronel llega a una de sus vías que está en posición abierto, para posible interconexión con alimentadora Padre Solano, y la otra cerrada, energizando con esta última alimentadora sus barras y el centro de carga. En este ejemplo los interruptores número 1 y 2 sirven para seccionamiento, el número 3 para seccionamiento e interconexión solamente, esto en cuanto a lo que se relaciona a la alimentadora Coronel.

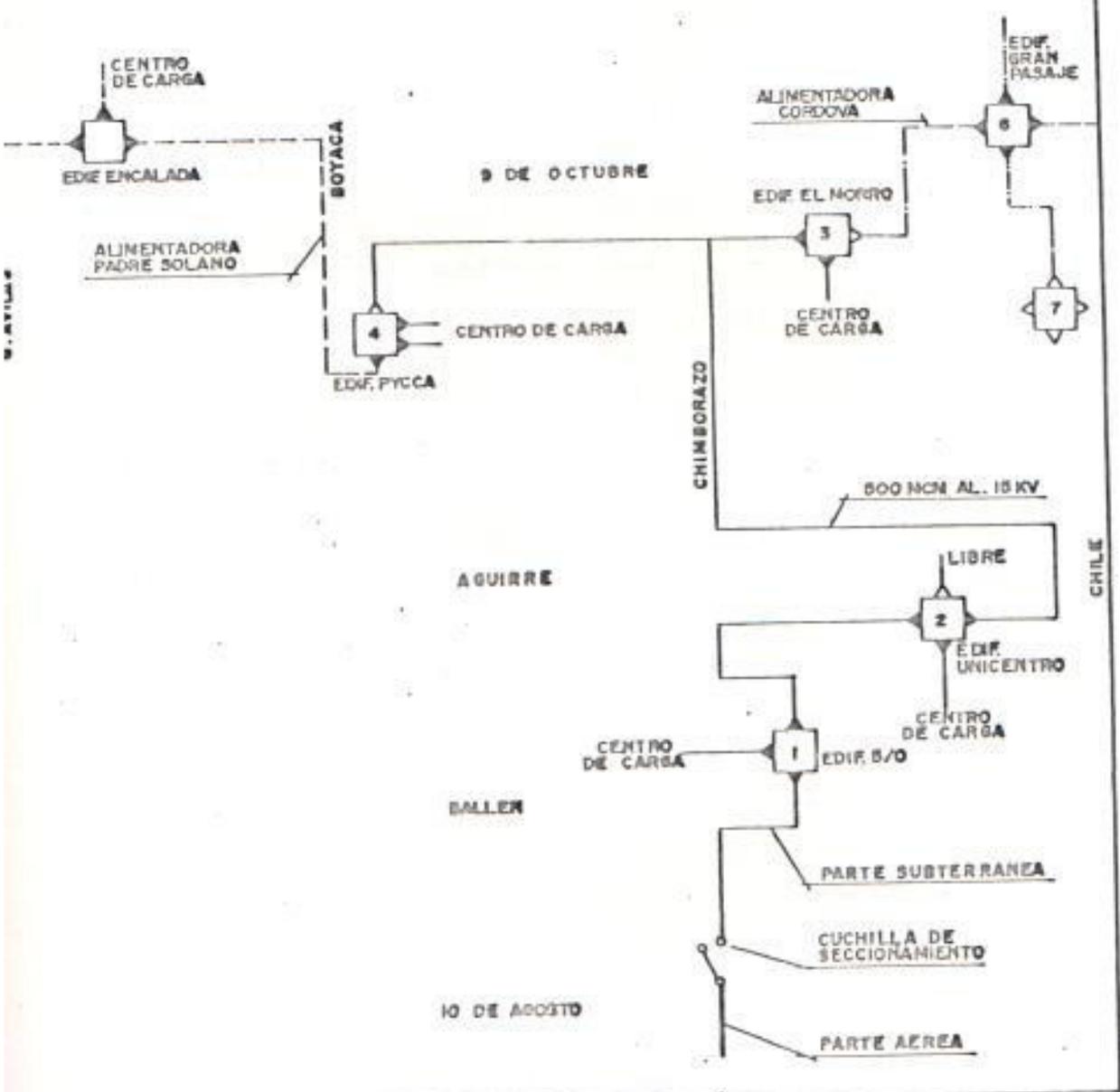
En el sistema subterráneo de Guayaquil se han creado centros de distribución de carga en puntos específicos en los cuales el volumen y la densidad de carga lo justifican, así se concentra la carga en ciertos puntos. Existen tres tipos de centros de distribución que son principales, secundarios y de carga.

a. Centros de distribución principal

Son los adecuados para tomar la energía de la trenca de la alimentadora y distribución a los equipos de derivación, por lo general albergan un interruptor en

FIGURA 1.5.

--PARTE SUBTERRANEA DE ALIMENTADORA CORONEL.



aceite de tres vías, fusibles de 200 amps. de operación silenciosa instalados trifásicamente en gabinetes metálicos de montaje vertical, pueden además tener equipos de derivación y alimentación y alojar banco de transformadores.

b. Centros de distribución secundarios

Son los que básicamente cumplen las funciones de derivación, pero pueden también alojar equipo de alimentación y banco de transformadores.

c. Centro de distribución de carga

Son aquellos que básicamente hacen las funciones de alimentación, alojan equipos de alimentación y pueden alojar también transformadores.

En la figura 1.5 se muestra un típico arreglo del sistema subterráneo, en ella se notan los diferentes centros de distribución, así como también los ramales principales y secundarios. Este tipo de arreglo presenta además las posibilidades de seccionamiento e interconexión a nivel de ramales principales, esto permite restablecer el servicio a todos los centros de distribución cuando ocurre falla en un tramo de ramal principal.

En la figura 1.7 se indica físicamente la ubicación de cada uno de los bancos de transformadores alimentados por los centros de carga del arreglo mostrado en la figura 1.6.

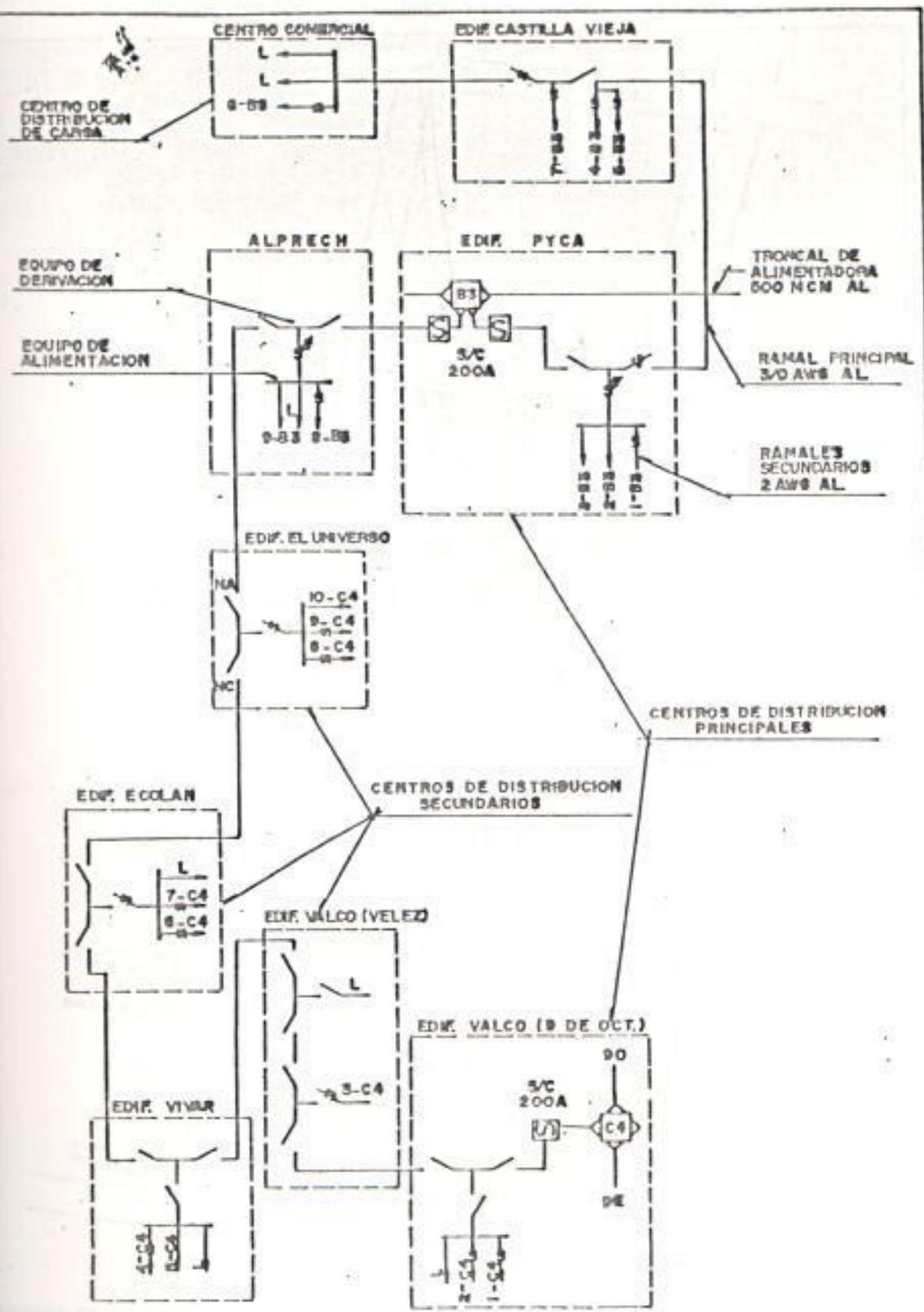


FIGURA 1.6. -- TIPOICO ARRREGLO DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA SUBTERRANEO.

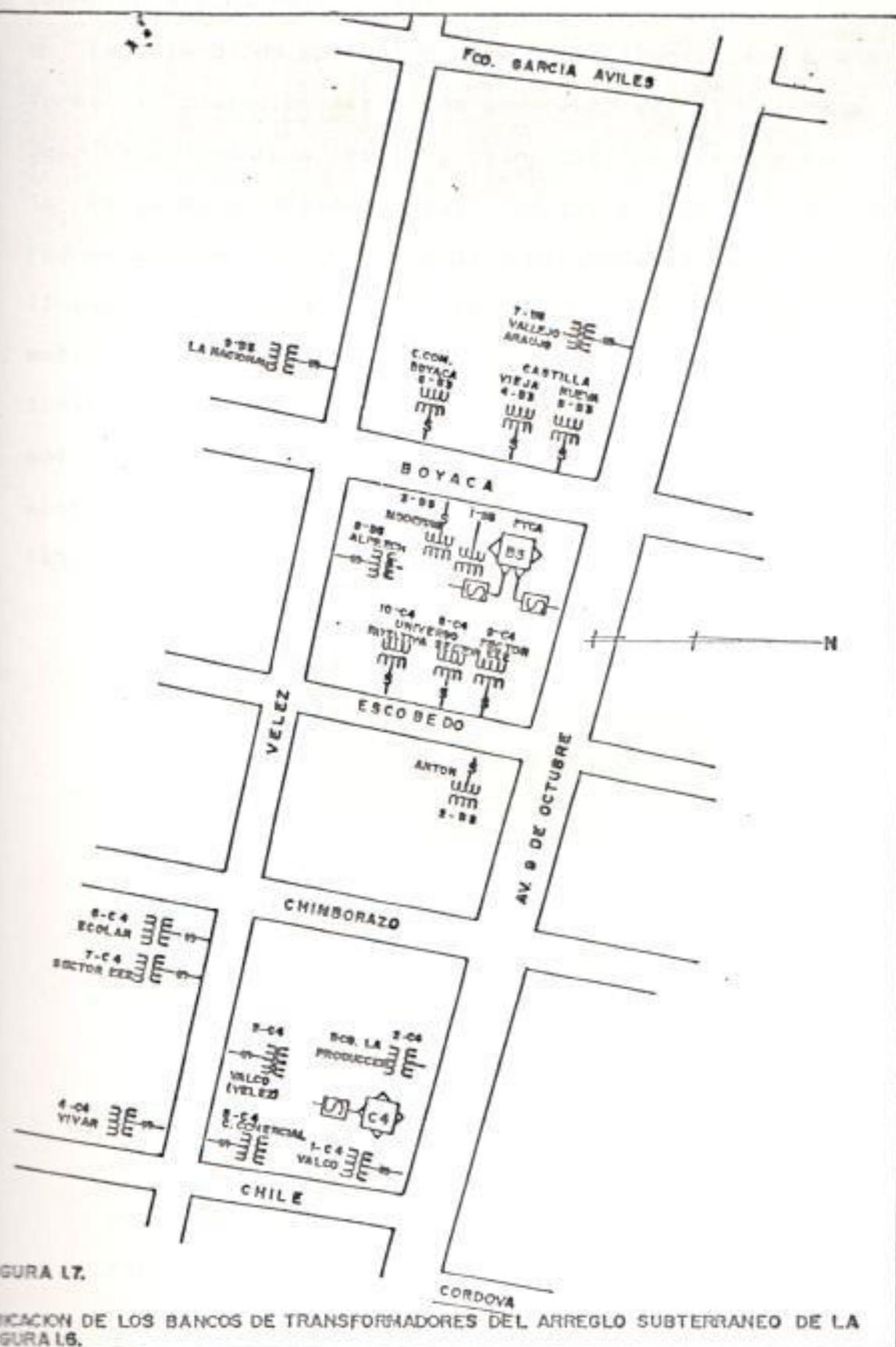


FIGURA 17.
 UBICACION DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES DEL ARREGLO SUBTERRANEO DE LA FIGURA 16.

1.5 CARACTERISTICAS DE LA CARGA

Un ingeniero de operación para hacer frente en buena forma a cualquier situación emergente en el sistema, debe tener una idea amplia y clara del comportamiento de la carga en el sistema total, en las subestaciones de reducción, en las líneas de subtransmisión y en las líneas del sistema de distribución primario, para de esta forma conocer las limitaciones en el momento de tomar decisiones en cuanto a transferencias de carga, y así no sobrecargar los diferentes componentes del sistema.

1.5.1 Curva de carga del sistema

La curva de carga diaria del sistema se la obtiene del reporte diario de generación, en la figura 1.8 se muestra la curva de carga diaria correspondiente a un reporte diario de generación. De esta curva se obtiene el pico del día que es 292 MWH-H, el promedio de carga es 221.46 y de ambos, el factor de carga diario que es la relación de la carga promedio del día a la máxima carga del sistema durante el mismo período, lo que nos da el valor de 66.53 en porcentaje.

Este tipo de curva permite apreciar la variación de la carga durante el día, dejando notar que aparte de la demanda máxima que se produce alrededor de las 19H00, existe un pico un poco menor alrededor de las 12H00, que se repite

aproximadamente a las 16H00.

Los días de trabajo normal de lunes a viernes presentan una característica de carga similar a la mostrada en la figura 1.8. Los días sábados presentan otro tipo de curva como la que se muestra en la figura 1.9, en la cual se aprecia que el consumo baja considerablemente, siendo su promedio de carga 147.55 .

Los días domingo presentan una característica de carga similar a la mostrada en la figura 1.10 la cual es parecida a la curva del día sábado, pero con menor consumo, teniendo un promedio de carga de 144.6 MW. Los días feriados presentan también una característica similar al domingo.

Estas dos últimas curvas de carga se obtuvieron de los reportes diarios de generación mostradas en las tablas IV y V.

1.5.2 Carga de las líneas de subtransmisión

Es de gran importancia tener un buen conocimiento tanto de la capacidad de transporte de la línea de subtransmisión como de la carga que tienen estas en condiciones normales de operación, sobre todo en las horas de máxima demanda, ya que cuando suceden contingencias en estas horas se torna un tanto más crítico el restablecimiento de ciertas subestaciones cuando tienen que ser transferidas de una línea de subtransmisión a otra.

GENERACION BRUTA MWH por H

SABADO - FEBRERO 8 DE 1986
 PEAK: 215.2 MWH-H 19H00 a 20H00 FC: 77.9%

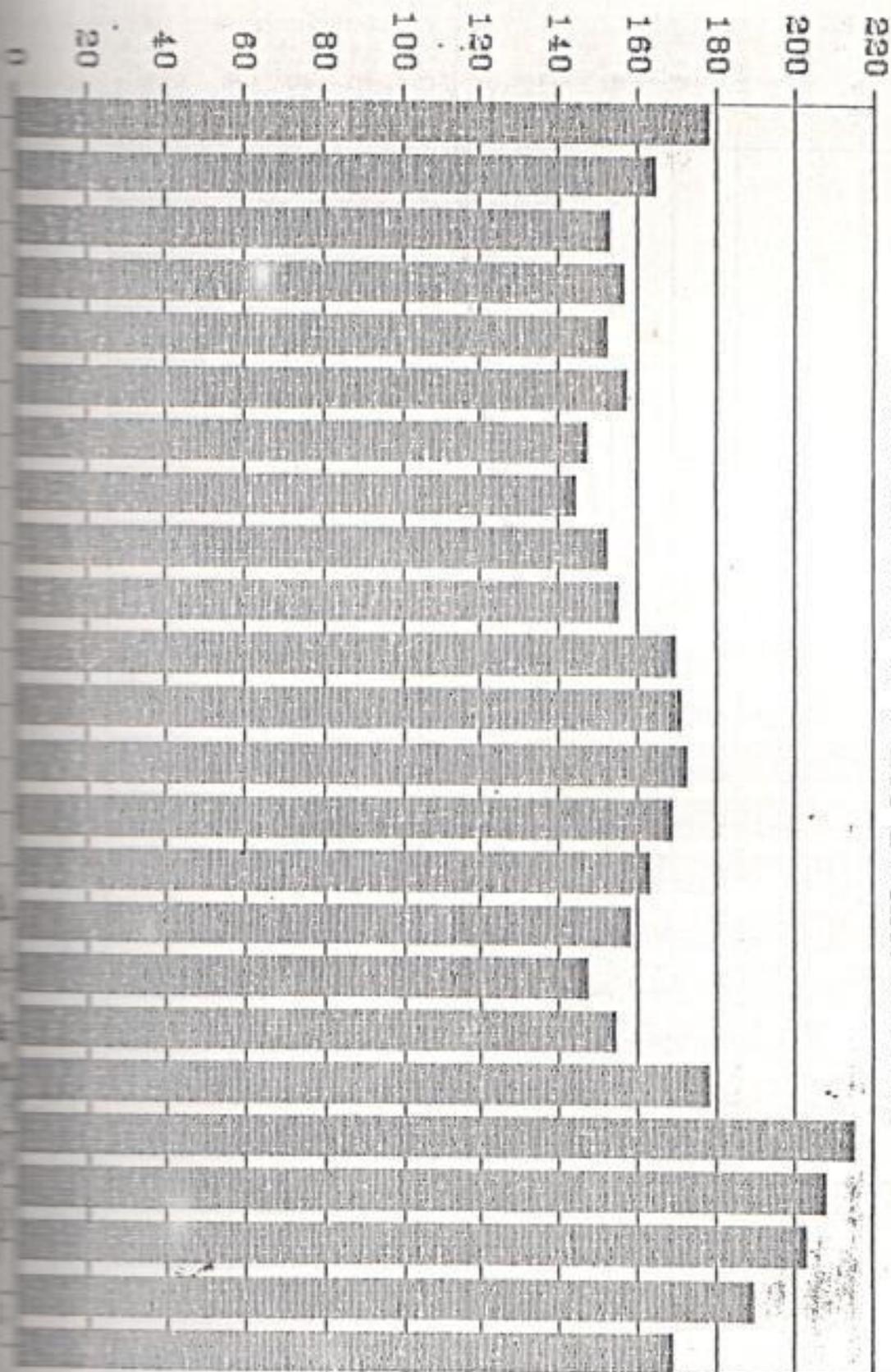


FIG. 1.8 GENERACION DE CARGA DE UN DIA SABADO

GENERACION BRUTA MWH por H

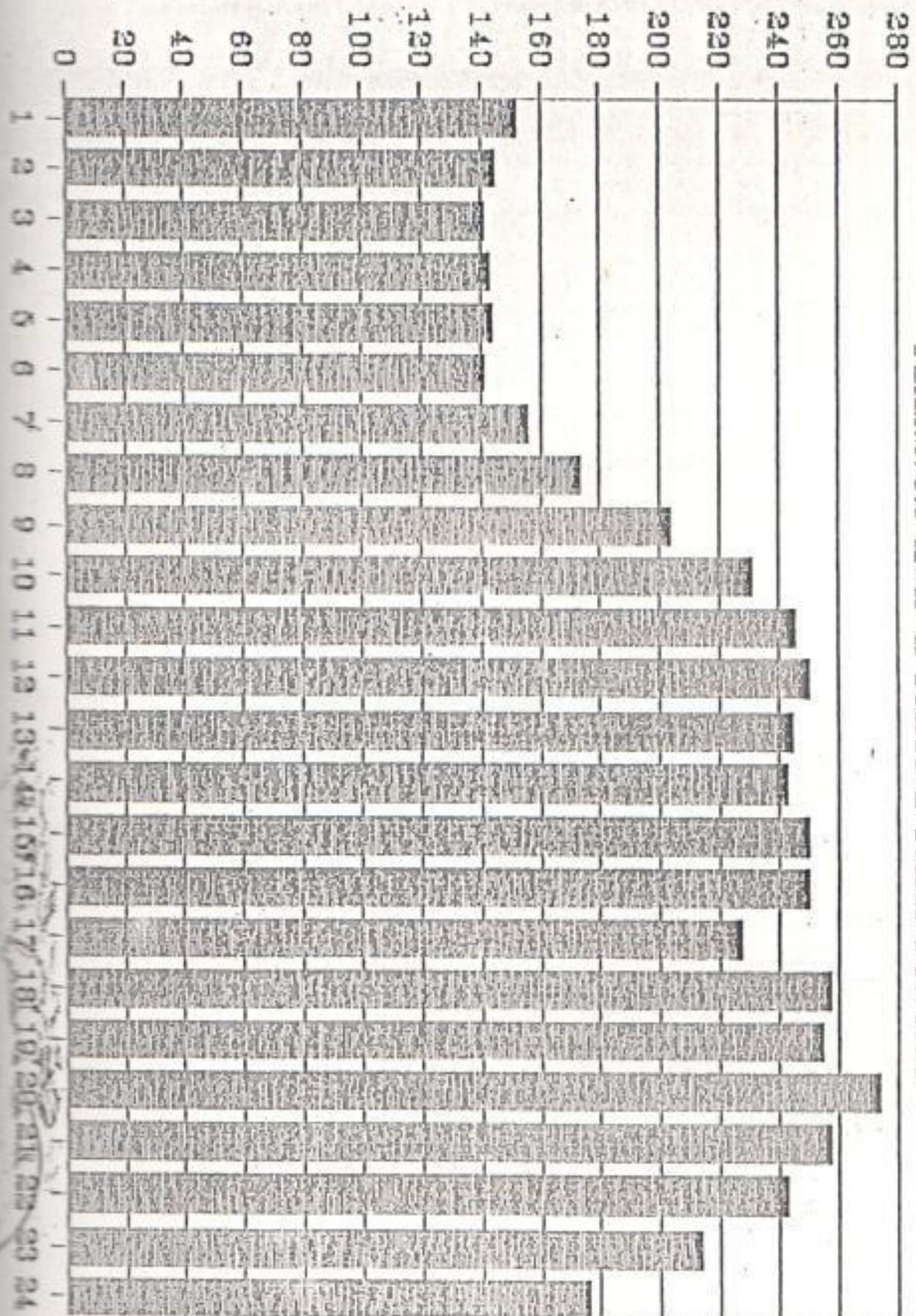


FIG. 1.9 GENERACION DE CARGA DE UN DIA NORMAL

En la tabla VI se muestra la carga de las líneas de subtransmisión que salen del Salitral, durante las veinticuatro horas para un día normal como fue el 17 de Julio de 1986, se indica además el conductor, la capacidad térmica y el porcentaje de esta capacidad a la hora pico, considerando un factor de potencia de 0.96 ya que en este tipo de línea el factor de potencia oscila entre 0.95 y 0.97.

Con excepción de las líneas Pascuales y Cemento que alimentan a subestaciones que sirven a cargas industriales, las líneas de subtransmisión tienen una característica de carga bastante similar a la curva diaria del sistema.

Las líneas que alimentan cargas industriales como Pascuales y Cemento, mantienen la carga en forma más pareja y sostenida, es decir tienen un mejor factor de carga.

1.5.3 Carga de las alimentadoras

La carga de las alimentadoras es otro factor importante a considerarse por el ingeniero de operación cuando existen contingencias a nivel de alimentadoras, además debe conocerse la capacidad de transporte de las líneas así como su tipo de salida y conductor.

Las alimentadoras a 13.8 KV cuya salida es aérea con conductor 536.4 MCM ACSR tienen una capacidad

aproximada de 11.8 MVA y las alimentadoras con salida subterránea cuyo conductor es 500 NCM. Cu tienen una capacidad aproximada de 9.0 MVA.

La variación de carga de las alimentadoras durante las veinticuatro horas del día o "curva de carga diaria", tiene diferente forma, dependiendo si se trata de alimentadoras de tipo residencial, industrial o comercial. Así tenemos que alimentadoras que sirven exclusivamente al centro comercial de la ciudad y que salen de subestación Boyacá y de la barra de Planta a Vapor Guayaquil tienen el pico de carga o su máxima demanda alrededor de las once horas, de igual manera tienen a esta misma hora su pico de carga máxima alimentadoras que sirven a un gran sector industrial como es el ubicado a lo largo de la vía a Daule y que tienen sus orígenes en las subestaciones Mapasingue, Sauces y Germania.

La gran mayoría de las alimentadoras del Sistema Guayaquil son las que sirven a cargas eminentes residenciales, y en las cuales el pico de demanda máxima se presenta alrededor de las diecinueve horas.

2.6 CLASIFICACION DE LAS CARGAS

En cierto tipo de contingencia o colapso, sean de origen internos o externos, se presentan muy a menudo una situación en la cual el restablecimiento total de las

alimentadoras del sistema depende única y exclusivamente del aumento de la generación, ya sea por entrada de unidades del sistema o por aumento de la entrega de energía por parte de Inecel en la interconexión.

El aumento en la generación casi por lo general es lento y demora unos cuantos minutos, por lo que la entrada en servicio de las alimentadoras se ejecuta paulatinamente. Es por este motivo que se hace necesario el contar con una clasificación de las alimentadoras, estableciendo prioridades de acuerdo a ciertas necesidades vitales o la importancia económica de la carga que estas alimentan. La clasificación de acuerdo a prioridades permite siempre escoger la alimentadora más indicada para su restablecimiento.

1.6.1 Clasificación según necesidades vitales

Existen cierto tipo de consumidores especiales, los cuales debido a la actividad que desarrollan se considera que el servicio eléctrico continuo es vital para su desenvolvimiento, y siempre que este falle por cualquier circunstancia, se trata siempre de atender prioritariamente.

En esta clasificación podemos contar a los centros hospitalares que tiene la ciudad, que dan cabida a centenares de enfermos, y algunos tienen más de un quirófano, entre ellos tenemos el Hospital Regional del Seguro Social, el Luis Vernaza, el del Suburbio, la Maternidad Enrique Sotomayor, los

-S/E Boyacá	.
-A. Panamá	Centro de la ciudad
-A. Córdoba	Centro de la ciudad
-A. Malecón	Centro de la ciudad
-A. Nueva Boyacá	Centro de la ciudad
-A. Padre Solano	Centro de la ciudad
-S/E Baray	
-A. Colón	Matern. E. Sotomayor
-A. Vélez	Centro de la ciudad
-S/E América	
-A. Kennedy	Estadio Modelo
-A. Plaza Dahín	Estadio Modelo
-S/E Los Ceibos	.
-A. Carlos Julio	C. Comercial A. Borja
-S/E Atarazana	
-A. Atarazana III	Aeropuerto

1.6.2 Clasificación según importancia económica

Hay otro tipo de abonados importantes como los industriales para los cuales la continuidad en el servicio es necesaria, por los complejos sistemas de producción que tienen en sus instalaciones, así tenemos industrias textiles, industrias metalmeccánicas, entre otras, que hacen que toda la zona industrial sea considerada en la

clasificación según importancia económica.

También las alimentadoras que sirven al casco comercial de la ciudad entran en esta clasificación, por la importancia que tiene el comercio y la banca en la economía y en el desenvolvimiento diario de la ciudad.

Los medios de comunicación también son considerados en este equipo, existe una alimentadora que sirve al Cerro del Carmen, donde están ubicadas las antenas de las estaciones de televisión, y otra que alimenta el Cerro Azul donde se encuentran instaladas antenas repetidoras de radio de varias instituciones como Policía Nacional, Aviación Civil, Comisión de Tránsito, la propia Empresa eléctrica y varias emisoras de radio.

-S/E Boyacá

-A. Malecón	Centro Comercial
-A. Panamá	Centro Comercial
-A. Córdova	Centro Comercial
-A. Rocafuerte	Centro Comercial
-A. Nueva Boyacá	Centro Comercial
-A. Padre Solano	Centro Comercial

-S/E Garay

-A. Vélez	Centro Comercial
-A. El Salario	Centro Comercial

-S/E Los Carosos	
-A. Carlos Julio	Zona Industrial
-A. Marta	Zona Industrial
-Planta Estero Salado	
-A. San Eduardo	Zona Industrial
-A. Cerro Azul	Zona Industrial
-S/E Alborada	
-A. Lanza Marongo	Zona Industrial
-S/E Mapasingue	
-A. Mapasingue I	Zona Industrial
-A. Mapasingue II	Zona Industrial
-A. Mapasingue III	Zona Industrial
-S/E Los Sauces	
-A. Sauces I	Zona Industrial
-A. Sauces II	Zona Industrial
-A. Sauces III	Zona Industrial
-A. Sauces IV	Zona Industrial
-S/E Germania	
-A. Pascuales	Zona Industrial
-A. La Toma	Zona Industrial

CAPITULO II

SECTOR ELECTRICO, CLASIFICACION

2.1 Estudio del sector, tipo de abonados

En forma general se puede decir que la demanda de energía y potencia constituye el volumen de servicios que requiere el sector eléctrico. Por consiguiente, las previsiones de consumo de energía constituyen un requisito fundamental para la planificación y dimensionamiento de los sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución reflejarán el desarrollo socio-económico y las metas globales de la región que se quieran alcanzar.

Para el estudio del consumo de energía eléctrica se deben seguir las siguientes etapas:

- Recopilación de datos
- Tabulación de los datos
- Análisis de la demanda de energía actual, y
- Realizar la proyección de la demanda de energía.

Los datos a obtenerse y la forma de hacerlo son:

a) Realizar pronósticos por poblaciones y por clases de servicio en cada una de las empresas. Los estudios deben realizarse agotando toda la información posible, tomando en cuenta nuevas industrias que se crearán en la región.

b) Realizar un examen del patrón nacional de

crecimiento Energía, tanto del potencial energético total como de la energía eléctrica. Esto implica realizar estudios matemáticos que relacionen los usos de energía, tendencia de la población, producto nacional bruto y estándares de vida.

- c) Realizar parte del estudio relacionado con los distintos combustibles primarios usados en años anteriores y de que forman fueron reemplazados por la energía eléctrica.
- d) Otra parte de estudio debe relacionar la cantidad de reserva de combustible existente y la tendencia a su extinción.
- e) Observar la relación competitiva entre el uso de energía eléctrica como fuente energética frente a otros combustibles como gas, kerex, también usados como productos primarios.
- f) Estudiar los recursos energéticos naturales, que determinan los tipos centrales a implementarse en el sistema local. Entre estos tipos cabe mencionar generación térmica, hidroeléctrica o compra de energía a otro sistema mayor. Todo esto lleva a considerar los períodos de implementación y tipo de préstamos por los recursos financieros.

- g) Efectuar con los datos previos, el cálculo y análisis de las siguientes operaciones:
- Consumo total de energía y nivel de vida de la población.
 - Consumo de energía eléctrica y el nivel de vida que sea expresada como ingreso per cápita.
 - Energía total y el producto nacional bruto
 - Energía residencial y el ingreso per cápita
 - Energía industrial y el producto interno bruto
 - Gasto de consumo por persona y energía vendida a consumidores comerciales.
- h) Tener presente el adelanto científico que influirá considerablemente sobre inversiones para mejorar la eficiencia de conversión de energía y la eficiencia de los sistemas de potencia.

En base a los datos anteriores obtenidos vamos a clasificar los tipos de abonados a quien hay que darles el servicio. Los abonados con similares requerimientos de servicio, características de demanda y carga, deben ser agrupados juntos y bajo un esquema específico para la tarifa, la cual refleje los costos a seguir aquella clase de consumidor.

Los abonados son clasificados o agrupados en clases, en vista de poder establecerse una tasa o tarifa para cada

consumidor.

a) Abonado residencial

Todas las casas usadas como viviendas se ubican en esta clasificación. Estos incluyen viviendas como apartamentos, etc.

b) Abonado Rural

Son todos los consumidores que viven en el área rural.

c) Abonado comercial

Comprenden las tiendas, restaurantes, oficinas, pero no fábricas. Algunas veces iglesias y escuelas.

d) Abonado industrial

Comprenden todas las industrias, fábricas, ciertos restaurantes. Muchas empresas tienen diferentes tarifas para grandes industrias y establecimientos manufactureros. La tendencia es hacia simplificar y estandarizar.

e) Varios servicios

Estos pueden incluir el alumbrado público, bombeo de agua para potabilización, etc.

2.2 Tarifas, tipos de consumidores

En la determinación del pliego tarifario es necesario

tener en consideración el análisis más detenido de algunos aspectos expuestos anteriormente en la siguiente forma: Sirven para determinar los gastos recargables a los consumidores, todos los gastos necesarios para proveer de servicio de energía eléctrica a los consumidores y se los trata entre ellos en una manera tan equilibrada como sea posible. El costo para seguir a un consumidor puede ser conformado por tres elementos: Gasto por consumidor, gasto de demanda y gasto de energía.

- a) El gasto por consumidor lo constituyen aquellos costos de operación que varían con el número de consumidores. Ellos incluyen la lectura de medidores, mantener registros, planillas, cobranzas y otros gastos de similar naturaleza incluyendo algunos gastos de administración.
- b) Gastos de demanda, son aquellos que incurren en cubrir la inversión del sistema. Ellos incluyen los pagos de interés, depreciación, impuestos en general y gastos asociados con la compra de bienes para la generación, transmisión y distribución.
- c) Gastos de energía son aquellos que varían con la cantidad de energía generada, tales como el gasto de combustible, personal, mantenimiento de los equipos

y demás gastos directos para la explotación.

Después de los gastos que han sido divididos en las tres partes antes mencionadas, veremos las tarifas para los diferentes tipo de consumidores.

1. SERVICIO RESIDENCIAL

1.1 TARIFA R-1

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio residencial que tengan un consumo mensual de hasta 70 kwh. Se aplicará también a los nuevos abonados que tengan una carga instalada de hasta 1000 vatios, mientras no establezcan consumos mensuales superiores a 70 Kwh.

CARGOS Tarifa básica mensual como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 5kwh.
 Recargo por cada uno de los siguientes 15 Kwh consumidos durante el mes.
 Nuevo recargo por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

1.2 TARIFA R-2

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que tengan un consumo mensual comprendido entre 71 y 150 Kwh.

Se aplicará también a los nuevos abonados que tengan una carga instalada de hasta 1000 vatios, mientras tengan consumos mensuales comprendidos entre 71 y 150 Kwh.

CARGOS Tarifa básica mensual como mínimo de pago con derecho a un consumo de 40 KWH.

Recargo por cada uno de los siguientes 90 KWH consumidos durante el mes. Nuevo recargo por cada exceso en el consumo durante el mes.

1.3 TARIFA R-3

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que tengan un consumo mensual mayor de 150 KWH.

Se aplicará también a los nuevos abonados que tengan una carga instalada mayor de 1000 vatios, siempre que sus consumos mensuales sean superiores a 150 KWH.

CARGOS Tarifa básica mensual como mínimo de pago con derecho a un consumo de 150 KWH.

Recargo por cada uno de los siguientes 350 KWH consumidos durante el mes. Nuevo recargo por cada KWH de exceso en el consumo durante el mes.

La Empresa pasará a un abonado de la tarifa R-2 a la R-3, cuando por tres emisiones de planillas

consecutivas haya tenido un consumo promedio mensual mayor a 150 KWH. En igual forma, la Empresa pasará a un abonado de la tarifa R-3 a la tarifa R-2, cuando por tres emisiones de planillas consecutivas haya tenido un consumo promedio mensual menor o igual a 150 KWH.

2. SERVICIO COMERCIAL

2.1 TARIFA C-1

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio comercial que tengan consumo mensual de hasta 70 KWH y una carga instalada de hasta 10 KWH.

CARGOS Tarifa básica mensual como mínimo de pago con derecho a consumo de hasta 19 KWH.

Recargo por cada uno de los siguientes 21 KWH consumidos durante el mes. Nuevo recargo por cada KWH de exceso en el consumo durante el mes.

2.2 TARIFA C-2

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio comercial que tengan un consumo mensual mayor de 70 Kwh y una demanda facturable de hasta 10 KWH.

CARGOS Tarifa básica mensual por Kw de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo.

Recargo por cada uno de los primeros 130 Kwh consumidos durante el mes. Nuevo recargo por cada uno de los siguientes 20 Kwh consumidos durante el mes. S/. 5,7071 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes. La Empresa pasará a un abonado de la tarifa C-1 a la C-2, cuando por tres ocasiones consecutivas haya tenido un consumo promedio mensual mayor a 70 Kwh.

En igual forma, la Empresa pasará a un abonado de la tarifa C-2 a la C-1 cuando por tres emisiones de planillas consecutivas haya tenido un consumo promedio mensual menor o igual a 70 Kwh.

2.3 TARIFA C-3

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio comercial que tengan una demanda facturable mayor de 10 Kwh.

CARGOS Tarifa básica por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo. Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes.

3. SERVICIO INDUSTRIAL

3.1 TARIFA I-1

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que utilizan la energía en trabajos de artesanía o pequeña industria, cuya carga instalada sea menos de 10 Kw. El servicio se suministrará aproximadamente a 60 ciclos 120/240 voltios y podrá ser monofásico o trifásico.

CARGOS Tarifa básica mensual como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 100 Kwh.

Recargo por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

3.2 TARIFA I-2

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial con una demanda facturable desde 10 Kw - 2000 Kw.

CARGOS Tarifa básica mensual por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo. Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes. Un abonado será reclasificado de tarifa I-2 a tarifa I-4 cuando tenga una demanda facturable de más de 2000 Kw en

tres (3) meses consecutivos o cuando el usuario lo solicite, siempre que cumpla las condiciones de demanda establecidas por las tarifas I-2 o I-4, respectivamente.

3.3 TARIFA I-3

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio industrial que tomen la energía solamente en horas que corresponden a las de mínima demanda de potencia del sistema (incluye periodos matutinos).

CARGOS Tarifa básica mensual por Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derechos a consumo. Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes.

3.4 TARIFA I-4

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los nuevos abonados al servicio industrial cuya demanda facturable sea mayor de 2000 Kw.

CARGOS Tarifa básica mensual por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo, multiplicado por un factor de corrección que se calculará en la siguiente forma:

El valor mensual de la demanda más alta que haya registrado la industria durante las horas de máxima demanda de potencia de la Empresa (18H00 a 21H00) dividido por la demanda máxima registrada por la industria dentro del mes.

El factor de corrección en ningún caso será inferior a 0.60 y la demanda mínima a facturarse no podrá ser inferior al 70% de la demanda máxima registrada en los últimos 12 meses.

Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes correspondiente a los primeros 200 Kwh por Kw de demanda facturada.

Nuevo recargo por cada Kwh de consumo durante el mes correspondiente a los siguientes 200 Kwh de demanda facturada.

Recargo adicional por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes. Un abonado será reclasificado de tarifa I-4 a tarifa I-2 cuando el cliente lo solicite y éste cumpla con las condiciones de demanda facturable establecidas para la tarifa I-2.

4. DEMANDA FACTURABLE

Por demanda facturable se entiende la máxima demanda registrada en el respectivo medidor de demanda durante los últimos 12 meses incluidos el de

facturación.

Cuando la instalación del abonado no tenga medidor de demanda máxima, la demanda facturable se

computará de la siguiente manera:

El 100% de los primeros 20 Kw de carga instalada.

El 80% de los siguientes 30 Kw de carga instalada.

El 70% de los siguientes 50 Kw de carga instalada.

El 60% del exceso.

Cualquier fracción que resulte del registro de medidores de demanda máxima o del cálculo indicado, se asimilará el entero próximo superior.

A los abonados clasificados con la tarifa I-4, la Empresa les instalará el medidor de demanda horaria en forma obligatoria.

5. CLAUSULA DEL FACTOR DE POTENCIA

En el caso de que el factor de potencia sea menor de 0.9, la factura mensual será recargada en la relación por cociente entre 0.90 y el correspondiente factor de potencia obtenido mediante registro. Este reajuste por bajo factor de potencia se lo aplicará a los abonados de tarifa comercial C-3 e industriales I-2 e I-3 y formará parte de su planilla mensual cuyo valor sirve para calcular el 10% de electrificación rural, según Decreto 124 del 5 de Abril de 1953, publicándolo en el Registro

Oficial No. 467 de Abril de 1983.

6. HORAS DE MAXIMA Y MINIMA DEMANDA

Para la aplicación de la tarifa I-4 se considera horas de máxima demanda del sistema, las comprende entre las 18H00 y 21H00.

Para la aplicación de la tarifa I-3 se consideran como horas de mínima demanda del sistema, las comprendidas entre las 02H00 y 04H00.

7. SERVICIOS A ENTIDADES OFICIALES

7.1 TARIFA C-0

APLICACION Esta tarifa se aplicará a todas las oficinas y dependencias fiscales, municipales, provinciales y otras cuyas características sean especificadas en la definición de servicio a entidades oficiales.

CARGOS Tarifa básica mensual por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo. Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes.

8. SERVICIOS A ENTIDADES DE ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO

8.1 TARIFA A-S

APLICACION Estas tarifas se aplicarán a todas las entidades cuyas características sean especificadas en la definición de servicios a entidades de asistencia social y beneficio público, de acuerdo al Reglamento de Fijación de Tarifas.

CARGOS Se aplicará las tarifas correspondientes a las entidades oficiales con un descuento del 30% sobre el valor de la planilla.

9. SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO

9.1 TARIFA A-P/1

APLICACION Esta tarifa se aplicará al servicio de alumbrado público con cargo a la M.I. Municipalidad de Guayaquil.

CARGOS Tarifa básica por cada Kwh de consumo durante el mes.

9.2 TARIFA A-P/2

APLICACION Esta tarifa se aplicará al servicio de alumbrado público con cargo a

urbanizaciones particulares no recibidas por la M.I. Municipalidad de Guayaquil.

CARGOS Tarifa básica por cada Kwh de consumo durante el mes.

10. SERVICIO PROMOCIONAL OCASIONAL

10.1 TARIFA P-SM

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados que tomen energía sin medidor a efectos de promover negocios en la vía pública o en lugares particulares.

CARGOS Tarifa básica diaria por cada 100 vatios o fracción de carga conectada.

10.2 TARIFA P-CM

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados que tomen energía con medidor a efectos de promover negocios en la vía pública o en lugares particulares.

CARGOS Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes con un recargo del 50% sobre el valor de la planilla.

11. SERVICIO ESCENARIOS DEPORTIVOS PUBLICOS

11.1 TARIFA E-D

APLICACION Esta tarifa se aplicará a locales deportivos públicos que no reciban aportaciones de socios particulares y tengan fines de lucro.

CARGOS Tarifa básica mensual por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo. Recargo por cada Kwh de consumo durante el mes.

12. SERVICIO FIJO

12.1 TARIFA SF-R1

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados de servicio residencial que tomen energía sin medidor para uso de alumbrado y artefactos eléctricos cuya carga instalada sea inferior a 1500 W.

CARGOS Se aplicará la tarifa R-1 a un consumo fijo de 70 Kwh.

12.2 TARIFA SF-R2

APLICACION Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que tomen

energía sin medidor, para uso de alumbrado y artefactos eléctricos cuya carga instalada esté comprendido entre 1500 y 2500 W.

CARGOS Se aplicará la tarifa R-2 a un consumo fijo de 150 kWh.

Los nuevos abonados contratados como servicio fijo podrán permanecer en esta tarifa hasta un plazo máximo de tres meses, luego del cual se les deberá instalar obligatoriamente el medidor correspondiente.

CAPITULO III

3.1 TIPOS Y DANOS POR SOBRECARGA Y SOBRETENSION

El problema consiste en determinar la magnitud y duración de las sobretensiones transientes que se presentan en los diferentes puntos del sistema cuando ocurre una perturbación debida a causas externas o internas.

La magnitud de estas sobretensiones depende de la configuración del sistema así como de las características de los interruptores empleados.

Por esta razón, en cada aplicación debe realizarse un análisis que permita preveer si se pueden producir sobretensiones que por su valor o tiempo de permanencia constituyen un riesgo para el transformador que protegemos.

Si las sobretensiones son de corta duración puede considerarse que no existe un sistema efectivo de protección. Esto último se debe a la limitada capacidad térmica de los pararrayos que se empleen en el sistema. Si se somete a un pararrayos a operaciones continuas éste se calentará y terminará por echarse a perder, por esta razón, como veremos más adelante no pueden emplearse como dispositivos de protección contra sobretensiones internas o de servicio.

Entre los tipos de sobretensiones podemos encontrar:

- 1.- Descargas atmosféricas
- 2.- Maniobras en el sistema
- 3.- Cortocircuito

En cuanto a las sobrecargas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- 1.- Originada por los terceros armónicos
- 2.- Aumento de carga

3.1.1 Sobretensión por descarga atmosférica

Las descargas directas o indirectas sobre las líneas aéreas que conforman el sistema al que pertenece un transformador significan la fuente más importante de sobretensiones que pueden alcanzar.

Si el valor de estas sobretensiones es demasiado alto, puede ocurrir que el aislamiento no pueda soportarlos y se perfora. Por esta razón suelen tomarse algunas provisiones tendientes a aliviar los efectos de estos tipos de sobretensiones. Todas estas provisiones tienden a reducir la magnitud y la pendiente del frente de onda que alcanza la máquina protegida a valores que puedan ser toleradas por el aislamiento (B.I.L.).

Previamente a la decisión sobre que tipo de dispositivos emplear en la protección de un determinado transformador, se deberá evaluar la frecuencia y magnitud de las ondas de sobretensiones que pueda tener que soportar. La frecuencia de las descargas es función del nivel isocerámico de la zona y del área de atracción de las líneas integrantes del sistema.

3.1.2 Maniobras en el sistema

Las maniobras en el sistema pueden ser de conexión o desconexión.

Los sobrevoltajes de un transformador durante una conexión, depende del punto de la onda de voltaje al cual le conexión ocurre, la presencia de algún desperfecto en el mecanismo de recierre, etc.

Estos sobrevoltajes producen en primer lugar un esfuerzo excesivo sobre el aislamiento de las bobinas, en segundo lugar tienden a perforar la aislación entre vueltas, las que en algunos transformadores son auto-selladas; y en tercer lugar provocan corto-circuitos o rupturas de los devanados a tierra. Casos han ocurrido en la práctica de descarga sobre los

terminales abiertos de un conmutador (cambiador de tap). Es muy difícil eliminar estos sobrevoltajes que ocurren se manobra un transformador dentro de un circuito, pero su efecto puede reducirse por el aprovisionamiento de aparatos de protección adecuados, tales como apartadores de descargas o un diseño muy cuidadoso del transformador y su aislamiento.

En la desconexión el fenómeno es manifestado por descargas sobre los terminales del transformador y por cortocircuitos entre vueltas, resultando en perforaciones sobre la aislación de las bobinas.

En general el efecto manifestado en la desconexión es igual a la conexión, es decir produce un esfuerzo sobre el aislamiento de las bobinas.

3.1.3 Corto-circuito

Los corto-circuitos más frecuentes que pueden suceder serán:

- a. Corto-circuito entre fases
- b. Corto-circuito entre espiras

3.1.4 Sobrecarga por terceros armónicos

En la práctica ocurre muy rara vez debido a las consideraciones del diseño del fabricante de utilizar núcleos de baja densidad de flujo.

Hay que destacar que las terceras armónicas ocurren con bancos trifásicos formado por transformadores monofásicos en conexión estrella-triángulo. La tierra es responsable de la tercera armónica si hay desbalance de voltajes.

3.1.5 Sobrecarga por exceso de carga

Esto se debe a la mala planificación o distribución de carga para un transformador. A veces sin tomar lecturas de carga adecuadas a nuevos abonados, le dan servicio con un transformador que está prácticamente en su capacidad nominal.

3.2 GANOS POR CONSTRUCCION Y MAL DISEÑO

En una manera conveniente de diseño de transformadores, la baja pérdida del núcleo, alta permeabilidad, factor superior del espacio y máxima resistencia interlaminada, permite a un pequeño núcleo de peso ligero para ser operado a alta

inducción. Esto resulta en un diseño más económico, sin ningún deterioro en el funcionamiento eléctrico.

Los beneficios de los aceros orientados en el uso de los antiguos o nuevos transformadores son enumerados a continuación:

- a) Peso ligero
- b) Menos cobre
- c) Tanque pequeño
- d) Economía de espacio en áreas restringidas
- e) Instalación fácil
- f) Más largo alcance en medidas de transformadores para polos en un montaje de plataforma cara.
- g) Regulación eléctrica mejorada.

Las empresas deben exigir detalles de materiales utilizados en la fabricación de transformadores o exigir el uso de materiales buena calidad para la construcción y diseño de transformadores de distribución.

El principal problema que se presenta es el deterioro del tanque lo que permite la fuga de aceite y

conjuntamente el sobrecalentamiento de la unidad y quemada del mismo.

2.3 DAÑOS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS

En el numeral 3.1.1 se vio que las descargas directas o indirectas sobre las líneas aéreas que conforman el sistema al que pertenece un transformador significan la fuente más importante de sobretensiones que pueden alcanzar.

Si el valor de estas sobretensiones es demasiado alto, puede darse el caso que el aislamiento no pueda soportarlos y se perfora. Por esta razón suelen tomarse algunas provisiones tendientes a aliviar los efectos de estos tipos de sobretensiones.

2.4 ERROR Y DAÑO EN LA INSTALACION

Aunque los transformadores salen de la fábrica en condiciones de ser conectados a la red es necesario seguir algunas instrucciones, y más aún si son transformadores que han prestado servicio y van a ser conectados nuevamente en el sistema:

- 1.- Asegurarse de que no ha sufrido desperfectos durante el transporte.

- 2.- Verificar el nivel de aceite y cerciorarse de que el aceite llegue a un nivel que corresponda al mínimo demarcado para la temperatura ambiente.
- 3.- Asegurarse de que la posición del conmutador de tensión, o la conexión de los devanados corresponde a la tensión.
- 4.- Verificar si los dispositivos para izarlos y fijarlos (argollas, soportes, collarines, etc.) se encuentre en buen estado.
- 5.- Verificar la polaridad
- 6.- Asegurarse de que las partes por donde pueda penetrar la humedad o agua, estén bien cerradas o selladas.

3.5 DANO POR MEDIO AMBIENTE

Se refiere a los eventos por naturaleza, efectos del ambiente no relacionados con el tiempo, catástrofe, tales como tormentas violentas, accidentes automovilísticos, etc.

3.5.1 ACCIDENTES AUTOMOVILISTICOS

Son pocos los casos, que se ha tenido que remover un transformador por accidente de tránsito. Hay que aclarar, que generalmente el transformador se lo saca no por haber sufrido algún daño, sino que es para cambiar el poste afectado por el accidente. Los linieros, junto con personal del Departamento de Distribución hacen el trabajo de cambio de poste, para luego energizarlo de nuevo.

3.5.2 TERREMOTOS Y TORMENTAS

Nuestro país pocas veces ha sufrido tormentas y terremotos.

En el caso de tormentas son muchos los transformadores que sufren daño y es amplio el trabajo que deben ejecutar los miembros de la Empresa Eléctrica.

CAPITULO IV

CARACTERISTICAS DE CONSTRUCCION Y RECONSTRUCCION DE TRANSFORMADORES

La construcción de los transformadores, por ser máquinas estáticas, ofrece menores dificultades que las otras máquinas eléctricas rotativas, pero tanto su reparación como en su construcción, deberán observarse normas precisas para que su funcionamiento sea correcto, pues de una perfecta reparación o un buen diseño se obtiene que el transformador trabaje con las menores pérdidas o sea la mayor eficiencia y tenga la mayor vida.

4.1 Circuito magnético

La disposición relativa del núcleo y devanados de un transformador queda determinada por consideraciones relacionadas con la economía de material, sencillez y facilidad en la construcción de sus diversas partes, provisión del aislamiento para resistir las tensiones eléctricas, fortaleza mecánica para soportar las fuerzas producidas por las grandes corrientes en corto circuito, y la ventilación para contraaarestar el calor debido a las pérdidas en el núcleo y devanados.

4.1.1 PERDIDAS

En los transformadores el valor del rendimiento

debe ser muy elevado, y el valor de las pérdidas muy insignificante, pues de lo contrario, el transformador se habrá diseñado mal ya que, generalmente, pueden aceptarse como buenos aquellos transformadores cuyas pérdidas no alteren el rendimiento del transformador arriba del 95%, tratándose de transformadores pequeños, y 97,5% si son transformadores grandes de tamaños que excedan de 75 KVA.

Con el objeto de entender un poco más lo mencionado anteriormente, podemos decir que el transformador ideal es aquel que fue hecho de acuerdo a las siguientes reglas:

- 1.- Que el diseñador utilice en la construcción del núcleo lámina especial de la mejor calidad.
- 2.- Que dicha lámina sea trabajada a una inducción magnética adecuada a su clase, mediante un estudio preciso de sus curvas que, por lo general, son suministrados por el fabricante de la lámina.
- 3.- Que el corte y construcción del núcleo sea

se emplean en los transformadores:

- 1.- Los gases
- 2.- Los líquidos; y
- 3.- Los sólidos.

Sobre los primeros, diremos que el aire es el más comúnmente empleado para la refrigeración de los transformadores de construcción seca, pudiendo forzarse dicho elemento por medio de sopladores o ventiladores, o bien, dejando que penetre por medios naturales. Otros gases empleados son: hidrógeno, nitrógeno y helio.

Los aislantes líquidos se emplean en gran escala para conseguir en los transformadores, aparte de un buen aislamiento, la disipación del calor generado en el servicio, ocupando el primer lugar el aceite mineral, debido al bajo costo, comparado con los líquidos sintéticos conocidos con nombres de: pyranol, askarel, etc., que sólo se emplean para transformadores de grandes potencias o en aquellos que trabajan en lugares peligrosos como refinerías petroleras, fábrica de explosivos, etc., pues debido a su calidad no inflamable, en el caso de cortocircuitos internos, son preferidos al aceite mineral de transformador.

Los aislantes sólidos que más se emplean en la construcción o reparación de transformadores, están constituidos por estructuras laminadas de papel, fibra de vidrio, amianto y otras composiciones químicas modernas; las telas barnizadas y de vidrio, así como varias clases de cartones especiales y papeles.

4.1.3 COMPOSICION Y FORMA DE LOS NUCLEOS

La disposición relativa del núcleo y devanados de un transformador queda determinada por consideraciones relacionadas con la economía de material, sencillez y facilidad en la construcción de sus diversas partes, provisión del aislamiento para resistir las tensiones eléctricas, fortaleza mecánica para soportar las fuerzas producidas por las grandes corrientes de cortocircuito, y la ventilación para contrarrestar el calor debido a las pérdidas del núcleo y devanados.

El núcleo es de plancha de acero al silicio, laminada en frío y de grano orientado con bajas pérdidas.

El acero al silicio de las láminas que se emplea en estos transformadores tiene una aleación del 4 al 5% de silicio; éste elimina el efecto de envejecimiento, es decir, el aumento gradual de

las pérdidas en el núcleo en condiciones de trabajo, que era característico del acero dulce (laminado negro), utilizado antiguamente. Al mismo tiempo reduce las pérdidas en el núcleo, las cuales disminuyen al aumentar el porcentaje de silicio, aunque a expensas del incremento del endurecimiento y fragilidad del metal.

El acero al silicio empleado en transformadores a 60 ciclos tiene un espesor de 14 mils (calibre # 29 para chapas U.S.).

El propio acero fabricado generalmente por el proceso de solera abierta, se obtiene en lingotes que después van laminando en planchas y tiras. A continuación se laminan en frío o caliente. El proceso completo exige ensayos de comprobación en cada etapa del mismo a fin de asegurar la uniformidad de las pérdidas en el núcleo, permeabilidad, ductibilidad y espesor, así como la uniforme presencia de una delgada capa de óxido fuertemente adhesivo.

El proceso de laminado en caliente orienta la estructura granular en el sentido del laminado, con el resultado de que cuando el flujo es transversal a la orientación del grano, las pérdidas son del 10 al 15% mayores que cuando lo

es el sentido del grano; en el sentido de 45 grados, las pérdidas aumentan solo ligeramente.

Pero el laminado en frío mediante el proceso de gran reducción hizo posible la producción de láminas en considerables longitud, 100 pies o más, con propiedades magnéticas esencialmente mejoradas en el sentido del grano, pero con pérdidas en sentido transversal y en el sentido intermedio de 45 grados, del 40 al 60% mayores.

4.1.3.1 ESPACIO ENTRE LAMINAS DEL NUCLEO

4.2 Tipos de bobinas

Generalmente en los transformadores vamos a encontrar los siguientes tipos de bobinas:

4.2.1 TIPO ESPIRAL

Este tipo se utiliza para corrientes altas y por consiguiente utilizado en baja tensión y lo es también para alta tensión cuando dicho devanado porta corriente de suficiente magnitud. Son de robusta construcción mecánica ya que son devanado a un sólido cilindro aislado. Este tipo de bobina permite por sí el esfuerzo de la aislación entre

vueltas, puesto que para proveer esta aislación adicional es necesario devanar fajas de material aislante, papel aislante pressboardo u otro adecuado material entre vueltas.

La aislación normal entre vueltas puede consistir de faja de aislación, en adición al papel aislante que cubre al conductor, cuando más de un conductor es arreglado en la dirección radial, es necesario introducir transposición através de la longitud del devanado para minimizar el efecto de resistencia y reactancia de dispersión.

4.2.2. TIPO ENTRELAZADAS

Se lo utiliza en transformadores de distribución por su capacidad limitada a la corriente 20 amps. Excepto en los terminales adjuntos a los aisladores o a los taps., no se necesita una aislación extra, aparte del papel aislante o del recubrimiento del conductor. Son regularmente conectados en serie.

4.2.3 TIPO HELICOIDAL

Devanado en forma helicoidal, consiste de un número de fajas rectangulares, devanado

radialmente en paralelo, de tal forma que cada vuelta separada ocupa la profundidad radial del devanado.

La bobina helicoidal cubre el rango intermedio de corriente y las vueltas total entre la corriente de una bobina espiral y una bobina tipo disco de conductor múltiple. Es adecuado para devanado de bajo voltaje de grandes transformadores desde 11 KV a 33 KV.

En alto voltaje es suministrado con ajustes de taps para variación de voltajes.

4.2.4 TIPO ALTERNADAS

Cada disco consiste de un número de vueltas devanados radialmente unas sobre otras, con el conductor pasando ininterrumpidamente de disco a disco.

El conductor puede consistir de una simple faja rectangular o de fajas rectangulares en paralelo, lo que reduce el riesgo de torcerse, a este tipo de devanado se le realiza la transposición para asegurar buena distribución de corriente.

Está provisto de espaciadores verticales y horizontales, lo que proporciona un sistema de ductos, proporcionando así una buena circulación del aceite, con lo cual cada vuelta del devanado está en contacto directo con el aceite. Son bien asegurados en contra de una dislocación de las bobinas en servicio. La estructura total de la bobina es mecánicamente sólida y rígida y capaz de resistir los esfuerzos bajo las peores condiciones de corto-circuito. Es económicamente adaptado para utilizar con un final aterrizado (punto neutro).

4.3 ACCESORIOS PARA CONTROL Y PROTECCION

En la construcción moderna de transformadores, los tanques se fabrican con lámina de acero del grueso apropiado para cada capacidad; las uniones se sueldan por medio de un compresor de aire para localizar los poros y defectos de la soldadura.

Según el tamaño de la máquina, el tanque se dota de medios apropiados de disipación, consistiendo esto generalmente en las siguientes:

- 1.- Baterías de tubos disipadores, con dos, tres o más tubos por cada batería.
- 2.- Ventiladores eléctricos adosados a las baterías de tubos disipadores, para el enfriamiento de las mismas.

- 3.- Serpentes interiores de cobre por los cuales se hace circular aguas o gases refrigerantes.
- 4.- Ductos para forzar aire al interior.

Cuando los tanques han sido terminados, se procede a limpiarlos de asperezas y materias extrañas por medio de raspado o chorro de arena lanzados por herramientas especiales; después se le da una mano de pintura base llamada primer ("praimer") y sobre esta se dan dos o tres "manos" de pintura anticorrosiva con objeto de proteger el tanque de las inclemencias del tiempo.

Respecto a los accesorios normales que deben tener los transformadores monofásicos de distribución son:

- Conmutador de tomas

De cinco posiciones, es de material plástico moldeado y, reforzado con vidrio de alta resistencia al calor y al aceite del transformador. Tiene contactos de autoalineamiento que cierran fácilmente y con seguridad.

- Interruptor automático secundario

Es suministrado regularmente con los transformadores autoprotegidos. Protege los bobinados de temperaturas excesivas por severas sobrecargas y/o cortocircuitos. Están diseñados para estar sumergidos en aceite y operar

térmicamente.

Generalmente los transformadores mayores de 37.5 KVA llevan un interruptor automático accionado magnéticamente, el cual mejora la coordinación del fusible y del interruptor principal.

- Válvula automática de seguridad

Libera la presión rápidamente y tiene capacidad de abrirse y cerrarse con precisión. La posición del anillo sobre la válvula permite una operación manual.

- Conjunto fusible aislador

Proporciona una protección total contra fallas internas con poder de interrupción de hasta 5000 Amperios.

- Pararrayos

Accesorio normal en transformadores autoprotegidos, diseñado para proteger el equipo de distribución primario contra riesgos de rayos.

4.4 Aisladores

Para alimentar o dar salida a la corriente del transformador, se emplean aisladores especiales de porcelana de acuerdo con las tensiones del transformador.

Las figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 muestran diferentes tipos de aisladores.

Los aisladores van provistos de conectores de bronce o cobre con los aditamentos necesarios para hacerse la conexión respectiva con la mayor facilidad. Anteriormente los fabricantes sacaban al exterior los cables para las conexiones, protegiendo la entrada de materias nocivas o la salida del aceite por medio de una pasta que se fundía al introducir el cable al aislador de salida.

4.5 RECONSTRUCCION

Aun cuando la mayoría de los transformadores pueden ser reparados, existen algunos cuyo costo de arreglo es muy superior a la cantidad que podrá pagar el cliente, ya sea por las características del diseño del fabricante, o bien, por lo laborioso de la mano de obra del reparador, en cuyo caso, tanto al cliente como a este, más le conviene verificar un contrato para la construcción de uno nuevo transformador, el cual puede entregarse en un tiempo mucho más corto, con la misma eficiencia y, sobre todo, con más garantía.

Averías más frecuentes, cuya reparación puede ser hecha en el sitio en que se encuentra el transformador:

La rotura de bushings de alta y baja tensión, ocasionadas por fenómenos transitorios de la corriente, descargas atmosféricas, defecto de materiales de los mismos aisladores o bridas y por, último, de golpes directos. Cuando se presenta estos casos, el transformador ha quedado uno o más susceptibles, por lo que será necesario desmontarlo de la red y

observar detenidamente uno a uno los bushings tratando de encontrar la rotura por medio de ligeros movimientos con la mano, teniendo en cuenta que, en muchas ocasiones, la rotura puede ser casi invisible, pues ha sido provocada por una perforación de la corriente, en cuyo caso, el mal no aparecerá con los simples movimientos que imprimimos, teniendo necesidad de proceder a quitar la tapa superior y disconnectar los alambres de los devanados para verificar la prueba correspondiente, bastando en este caso con reponer el aislador o aisladores por otros de la misma clase, los fusibles quemados y conectar el transformador a la red.

Otra avería frecuente se refiere a la acumulación de materias extrañas húmedas entre los puntos de conexión o cambiadores; en estos casos el transformador ha fundido los fusibles y se requiere verificar una limpieza minuciosa de las partes cuando no están por completo quemadas, apretar bien los tornillos y conexiones y sobre todo, poner aceite nuevo; por lo general este defecto obedece al mal estado del mismo.

Por último, se tratará sobre otra avería muy frecuente, la cual se localiza en las conexiones que van de los devanados del transformador a los aisladores de salida tanto de alta como de baja tensión. La causa de este mal se origina muchas veces por defectos de construcción, es decir, desde el ensamblador de la fábrica no toma las precauciones necesarias y sujeta mal

las conexiones; en la mayoría de las veces, el defecto aparece después de meses o años de servicio, debido a vibraciones ocasionadas por el paso constante de vehículos pesados por el lugar en que está instalado el transformador, o por efecto de los cortocircuitos de la red que alimenta. Este defecto, como se comprende, es fácilmente localizable, bastando para ello destapar el transformador y observar el estado que guardan las conexiones respecto al lugar en que van colocadas, moviéndolas para localizar los falsos contactos o roturas que tengan, con lo cual se procederá al cambio o ajuste necesario.

4.5.1 RECOBINADA

Para la extracción del núcleo se requiere una garrucha diferencial, de capacidad suficiente para ser empleada en diversos transformadores, efectuándose la operación de la siguiente manera:

1. Que los amarres del núcleo a la garrucha, se encuentren perfectamente seguros para evitar un accidente.
2. Que en el momento de irse extrayendo el núcleo, los cambiadores, conexiones y bobinas no rocen partes de hierro para evitar deterioros adicionales o roturas en partes que se encuentren en buen estado.

3. Al quedar fuera el transformador, descansarlo sobre el tanque por medio de unas soleras o tiras de madera, con objeto de que escurra perfectamente el aceite.
4. Antes de proceder a obtener los diagramas de conexiones, conviene observar detenidamente las bobinas, conexiones, cambiadores, etc., con objeto de descubrir la falla y la causa que la produjo.
5. En seguida, es importante determinar las características especiales del transformador para tomar en cuenta las dificultades que nos presentará para su reparación, cuyo factor, influirá naturalmente en el precio que se deberá cobrar al cliente.

Antes de empezar la rebobinada es necesario tomar los siguientes datos:

1. Espacio que ocupan los devanados
2. Medidas de aislamiento entre devanados y hierro
3. Detalle de sujeción de las bobinas y piezas
4. Clase de separadores entre fases

Antes de proceder a construir los nuevos devanados se coloca una capa de cinta de lino alrededor de las ramas de cada fase, con lo cual se consigue un funcionamiento silencioso del transformador.

Se debe tener las siguientes precauciones:

- 1.- El alambre para hacer las nuevas bobinas, será de la mejor calidad, así como los aislamientos, cintas, barnices, etc.
- 2.- Que la colocación del alambre sea hecha con la máxima perfección a fin de que no se monten o entrecrucen las vueltas.
- 3.- En el caso de tener que hacer un aumento de alambre, hágase en un lugar apropiado para que no deforme las capas superiores, soldando perfectamente la conexión y protegiéndola con tela especial de alta tensión.
- 4.- Poner toda la atención al contar las vueltas, pues la falta o sobrante de las mismas altera la relación de transformación y que un transformador es mejor, cuando su relación es precisa.
- 5.- Proteja perfectamente el principio y el fin de las vueltas.

Los pasos para colocar el nuevo bobinado de los transformadores son los siguientes:

- 1.- Colóquese primero los aislamientos en que van a montar las bobinas de baja tensión.
- 2.- Amárrase la parte superior del núcleo, es decir, las

laminas que corresponden a las cabezas donde se colocarán las correspondientes al cierre del núcleo. Esto se hace con objeto de facilitar la entrada de las bobinas nuevas a su sitio.

3.- Con todo cuidado y ayudados por otra persona, introduzcanse los devanados de baja tensión provistos de sus casquillos aislantes, procurando que entren sin maltratarse o rozar contra el laminado; en caso de forzarse demasiado, se corre el peligro de romper el tubo aislante y dejar un punto débil en que, seguramente pasado un corto tiempo, aparecerá una avería de consideración.

4.- Una vez en su sitio los devanados gruesos, se procederá a colocar los aislamientos separadores de las bobinas delgadas de alto voltaje. Aquí deben tomarse las máximas precauciones, colocando primero los casquillos aislantes fijándolos con algunas vueltas de cinta de lino; luego los ductos para aceite, en caso de llevarlos y los aislamientos correspondientes a los lugares en que van a descansar las bobinas de abajo.

5.- Comiencese a introducir las bobinas, fijándose que las puntas de los principios y fines de las mismas vayan en los mismos lugares para evitar que al terminar quede alguna bobina invertida. Poner toda la atención para que al introducir no se roce o

maltraten.

- 6.- En cada bobina que se vaya colocando, hay que poner pequeños tacones o cuellos aislantes, procurando que todos vayan en los mismos lugares con objeto de que al apretar los tensores del devanado todos aprieten parejo y no queden lugares en que la presión de los tensores, se formen ondas que perjudican directamente los devanados de las bobinas.
- 7.- Una vez terminada la colocación de las bobinas, se colocan los cuellos y aislamientos superiores y se procede a laminar el núcleo, para lo cual el operario usa una espátula o desarmador que va separando las porciones del laminado para permitir la entrada de las porciones de láminas que van a cerrar el circuito magnético.

Una vez terminada la colocación de las láminas, se colocan los canales de sujeción, apretando los tornillos uniformemente; después se ponen los tableros de conexiones y cambiadores de taps, procediéndose en seguida a conectar las bobinas de cada fase bajo las siguientes instrucciones:

- 1.- Límpiense perfectamente las puntas de cada bobina, cortando los alambres a un tamaño aproximado de diez centímetros.

2.- En caso de que el alambre usado sea esmaltado, hay que tener en cuenta la limpieza para la conexión, sin dejar porciones de esmalte que provocan defectos en la soldadura y, por consiguiente, falsos contactos posteriores.

3.- Una vez limpias todas las puntas, proceda a conectar las bobinas en la siguiente forma: el principio de la primera arriba, queda pendiente para conectarse a la entrada de la corriente; su fin, se conecta al principio de la siguiente, y así sucesivamente (Fig. 4.5).

4.- Cuando los transformadores vienen provistos de cambiadores de taps de cinco posiciones, regularmente las bobinas correspondientes a los mismos se colocan al centro de las de cada fase, por ejemplo: si el transformador tiene seis bobinas por fase, las correspondientes a los taps, serán los números 3 y 4.

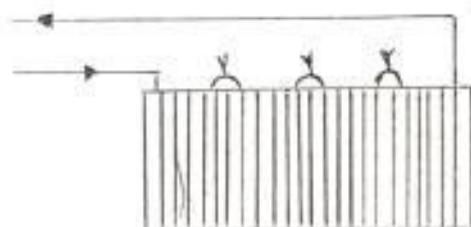


FIG. 4.5 Diagrama de conexión

CAPITULO V

ANALISIS DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

5.1 EFECTOS DE LAS SOBRECARGAS EN LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES

Para carga nominal los transformadores pueden resistir satisfactoriamente las sollicitaciones para las cuales fueron diseñados con el fin de alcanzar una vida esperada normal. Si se excede el nivel nominal de ciertos límites de carga se corre el grave riesgo de tener fallas prematuras en la unidad. La cuantificación de estos riesgos es muy difícil y es más importante identificar los efectos potenciales de sobrecarga que varían según las condiciones particulares de uso y del tipo de transformador.

Durante la sobrecarga de los transformadores de distribución pueden darse los siguientes casos:

- a) Desprendimiento de gases en el aislamiento sobrecalentado de los devanados y cables conductores que pueden comprometer su integridad dieléctrica.
- b) Deterioro de las propiedades eléctricas y mecánicas del aislamiento de las bobinas por envejecimiento térmico.

- c) Deformación permanente en los conductores, materiales aislantes o partes estructurales producidas por expansiones térmicas a las temperaturas de sobrecarga.
- d) Rotura del empaque de los terminales o bushings producida por la elevación de la presión interna a niveles de corriente arriba del nominal.
- e) Degradamiento del contacto resistivo de los cambiadores de tap debido al aumento de la descomposición del aceite en la parte más caliente del contacto.
- f) Derramamiento de aceite producto de su expansión puede ocurrir en operaciones arriba de los valores de diseño.

5.2 TIPOS DE SOBRECARGA

Existen muchos criterios respecto a la denominación de las sobrecargas en los transformadores. Se pueden permitir ciertas sobrecargas debido a situaciones de emergencia por la desconexión de uno debido a transferencia de carga. Así como también debido a la programación de algún trabajo en especial.

Según las condiciones en la cual se presentan las sobrecargas, estas se las puede denominar de la siguiente forma:

- Sobrecargas con vida esperada normal
- Sobrecargas de tiempo corto (o corta duración)

5.2.1 Limitaciones de temperatura

La temperatura que se toma en cuenta en un transformador, se relaciona con algunas características de construcción y de operación con las ecuaciones siguientes:

Emission de calor (Ew).- La emisión de calor en un segundo, por unidad de superficie de emisión, se calcula con la ecuación # 1, que es:

$$Ew = 2.17 (T_{ac} - T_{am})^{1.25} + 2.72 [1 + 0.011 T_{am}] (T_{ac} - T_{am})^{1.19}$$

En la que:

Ew: watts emitido por metro cuadrado de superficie vertical de tanque (1) y radiadores (watt/m²)

T_{ac}: Temperatura efectiva del aceite (2) en grados centígrados (C)

T_{am}: Temperatura ambiente en grados centígrados

(1) No se considera la tapa porque se cubre de polvo y tiene menos poder de emisión; y además tiene los bushings que también limitan la emisión.

Cuando los bushings son laterales, la superficie que ocupan se compensada con la

tapa. La superficie de la base no se considera porque algunas veces los transformadores se apoyan totalmente sobre ella.

- (2) La temperatura efectiva del aceite es el valor efectivo considerando la variación entre temperatura mínima del aceite, en la parte inferior y temperatura máxima en la parte superior. Se acepta que la temperatura efectiva a carga plena continua es 10 C a 15 C inferior a la de puntos calientes, que de acuerdo a normas es 95 C máxima. Por lo tanto, T_{ac} no debe exceder de 85 C. En estas notas se considera 80 C.

5.2.1.1 Tiempo de calentamiento de un transformador

El tiempo en horas que un transformador cambia de un valor de temperatura efectivo del aceite a otro valor de temperatura efectiva del mismo, puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$t = -H \log \left(1 - \frac{T_{ac1} - T_{am1}}{T_{ac2} - T_{am2}} \right)$$

En la que:

t: tiempo en horas de cambio de temperaturas efectiva del aceite.

H: Constante térmica del tiempo del transformador en horas

Tac1 temperaturas efectivas del aceite, en
Tac2 grados centígrados en condiciones 1 y 2.

Tam1) Temperaturas ambientes en grados
Tam2) centígrados en condiciones 1 y 2.

La constante H se la calcula con la ecuación:

$$H = \frac{M}{K}$$

En la que M se llama capacidad térmica del transformador, en Kwh/C, K se llama constante de emisión, se mide Kw/C.

El valor M se calcula con la siguiente ecuación:

$$M = 10^{-3} (0.312(Pn + Pe) + 0.088 Pt + 0.374 Pac)$$

En la que:

Pn= peso del núcleo del transformador en Kg

Pe= peso del embobinado del transformador en Kg

Pt= peso del tanque y radiadores

Pac= peso del aceite

La constante de emisión K, se calcula con la ecuación:

$$K = \frac{W}{T_{ac} - T_{am}} * 10^{-3}$$

En la que :

Wt: pérdidas totales en watts a carga plena

T_{am}: Temperatura ambiente

5.2.2 Limitaciones de sobrecarga en otros componentes del transformador

Debe reconocerse que cuando se cargan los transformadores arriba del dato de placa; surgirán otras limitaciones, dentro de ellas están: expansión del aceite, presión en las unidades selladas y la capacidad térmica de los cojinetes, reactores, cables, interruptores de circuitos, interruptores de desconexión.

Cualquiera de estos puede limitar la carga y los fabricantes deberían ser consultados antes de sobrecargar el transformador.

La operación a temperatura de punto caliente mayores a los 140 C puede causar evaporación en los aislamientos sólidos y el aceite. La gasificación puede producir un riesgo potencial a la integridad de la fuerza dieléctrica del transformador y este riesgo debe ser considerado.

La tabla 5.1 muestra valores limitados de temperatura y carga

	65C	55C
Temperatura de aceite	120C	110C
Temperatura punto caliente del conductor	200C	180C
Carga de duración corta (1/2 hora o menos)	300%	300%

5.3 ANALISIS TERMICO CONSIDERANDO VARIACIONES DE CARGA CICLICA

Ciclos de carga.- Los transformadores usualmente operan en un ciclo de carga que se repite cada 24 horas. Un ciclo de carga típico tal como el que se muestra en la figura 5.1 consiste de las fluctuaciones de carga durante el día.

Generalmente hay un periodo en el ciclo diario de carga en que esta crece a un valor considerablemente alto y mayor que en cualquier otros momentos. Comunmente el máximo valor o carga pico no se alcanza y se pasa intespostivamente, pero no se construye y pasa gradualmente.

5.3.1 Método para convertir ciclo de carga real al equivalente

Un transformador que da una pérdida fluctuante, el efecto es casi el mismo que el de una carga intermedia sostenida por el mismo periodo. Esto

se debe a las características de almacenamiento de calor de los materiales de un transformador. Una carga constante que genera pérdidas a la misma velocidad que de la carga promedio causada por una carga equivalente desde un punto de partida de temperatura. La carga equivalente para cualquier parte del ciclo de carga diario puede ser expresado por la ecuación (1).

$$\text{Carga equiv. o valor RMS} = \frac{\sqrt{L_1^2 x t_1 + L_2^2 x t_2 + \dots + L_n^2 x t_n}}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}$$

donde L_1, L_2, \dots, L_n = varios pasos de carga en %, por unidad, o en KVA real o corriente.

t_1, t_2, \dots, t_n = duración de cada una de las cargas

La carga pico equivalente para el ciclo de carga usual es la carga RMS obtenida de la ecuación (+) para un período limitado de tiempo en la que la mayor parte del pico irregular parece estar. La estimación de la duración del pico tiene una influencia considerable sobre el valor pico rms. Si la duración se sobreestima, el valor rms puede estar considerablemente abajo de la demanda pico máxima. Para evitar el sobrecalentamiento debido a sobrecargas altas y rápidas durante el pico de

sobrecarga, el valor rms del pico no debe ser menor que el 90% de la demanda máxima en media hora.

La carga continua equivalente es el valor rms de la carga obtenida de la ecuación(*) para un periodo elegido del día. La experiencia muestra que se obtienen resultados muy satisfactorios considerando periodos de 12 horas antes y después del pico y también seleccionando el valor más grande de los 2 rms así calculados. Los intervalos de tiempo (t) de 1 hora se sugieren para mayor simplificación de la ecuación, que para un periodo de 12 horas se convierte en:

$$\text{Carga equiv. continua} = 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \dots + L_n^2}$$

donde L_1, L_2, \dots, L_{12} = carga promedio para inspección para cada intervalo de 1 hora, en un periodo de 12 horas adyacentes al de la carga pico.

La línea punteada de la figura 5.2 muestra el ciclo de carga continua equivalente construido del ciclo de carga real.

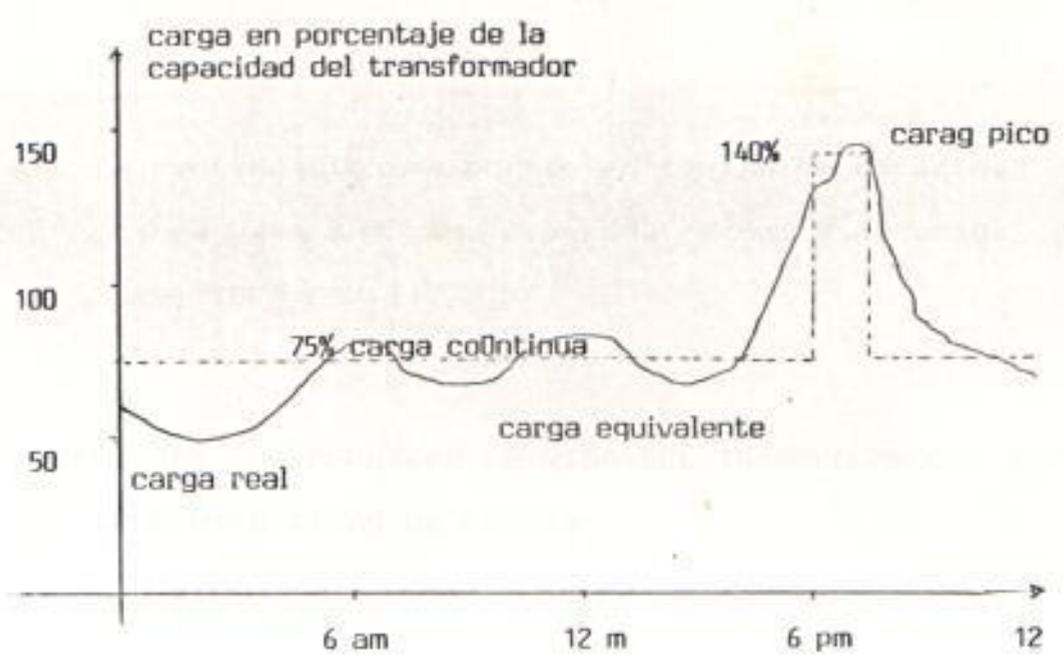


FIG. 5.1 CICLO DE CARGA TIPICA

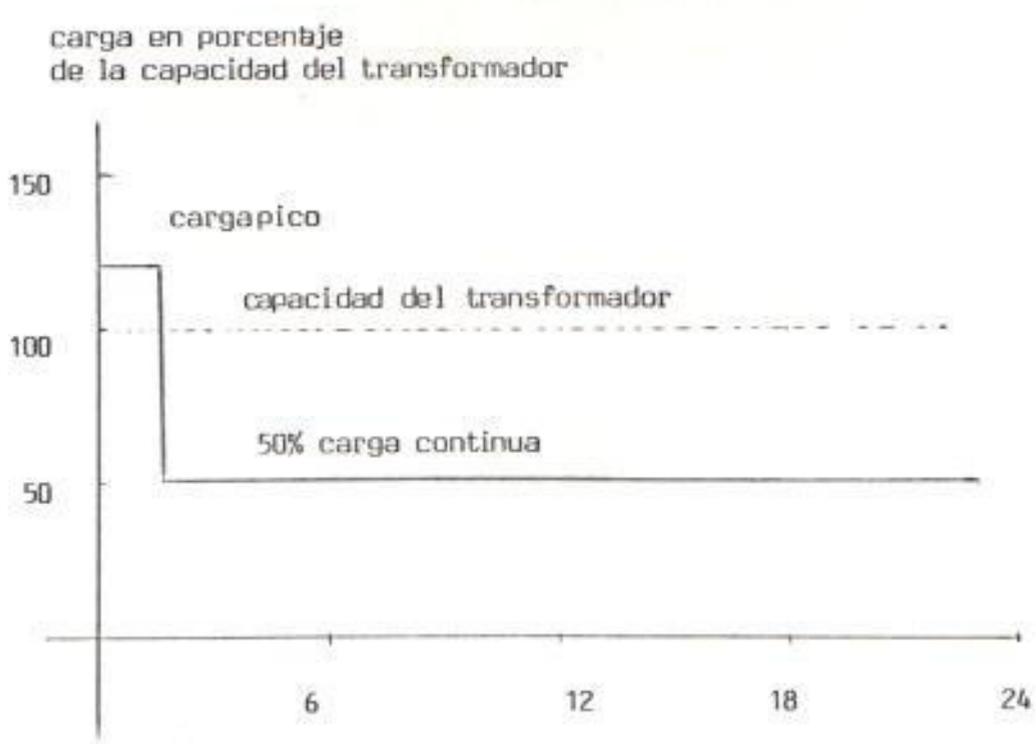


FIG. 5.2 CICLO DE CARGA CONTINUA

A continuación se presentan tablas de capacidad de carga para una vida esperada normal y moderada de ANSI/IEEE C57.91.

5.4 PORCENTAJES DE PERDIDAS DE VIDA DEL TRANSFORMADOR PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE CARGAS

Aunque se especifique un tiempo de vida teórico para los transformadores de distribución hay que tener presente que los transformadores rara vez "mueren" térmicamente al fin de la vida esperada, sino que terminan ante una falla casual. Normalmente la última falla de los transformadores es una falla casual debido a que el aislamiento se degrada en un gran período de tiempo hasta que dicho aislamiento está tan debilitado que solicitaciones no usuales tales como cortocircuitos, rayos, etc., acaban con la vida del transformador.

En los laboratorios es de interés conocer la cantidad de degradamiento del material aislante en base al porcentaje de la resistencia a la tracción original, pero en la práctica la cantidad de degradamiento tolerable tiene mayor significado cuando se lo da en término del porcentaje retenido de la vida esperada (por ejemplo 20% vida esperada normal).

Usando 30 años como un tiempo promedio de vida esperada

de un transformador de distribución, se tiene que para este lapso de tiempo que corresponde al 100% de la vida teórica, el transformador ha tenido carga bajo las condiciones normales de operación y no ha excedido las temperaturas del punto más caliente del devanado a carga normal (véase tabla X).

La pérdida de vida promedio por año es:

$$\frac{100\%}{30 \text{ años}} = 3.333\%/\text{año}$$

La pérdida de vida promedio por día es:

$$\frac{100}{30 \times 365} = 0.00913\%/\text{día}$$

Se propone la siguiente ecuación para calcular la vida remanente de un transformador bajo condiciones normales de operación:

$$\frac{L_r}{L_o} = (1-a)^p$$

Donde:

L_r : vida remanente en %

L_o : vida original (100%)

$$a = \frac{\% \text{ de pérdida de vida promedio por día}}{100}$$

p : tiempo de operación en condiciones normales (días)

Nótese que en estos cálculos se asume que la temperatura correspondiente a la pérdida de vida diaria de 0,00913% es la temperatura del punto más caliente del devanado. Si estamos en el caso de un transformador sumergido en aceite con temperatura de elevación de 65 C, la temperatura del punto más caliente es de 110 C. Si la temperatura cambia es obvio que la tasa de pérdida de vida diaria cambia acordeamente.

5.5 ANALISIS ECONOMICO DE LA PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

Bajo condiciones normales de operación, un transformador de distribución debe tener una vida esperada por lo menos 30 años. En la práctica los transformadores pueden operar arriba o debajo de los valores nominales de placa, por lo que la forma en que se lo cargue depende mucho de las condiciones de servicio y del criterio que decidan los ingenieros de consulta o distribución.

El considerar un tiempo de vida teórico de 30 años satisface los requerimientos económicos de una Empresa Eléctrica. La vida esperada total de un transformador considerando una pérdida de vida adicional puede ser calculada usando la siguiente ecuación:

$$E = \frac{n - P}{nr + 1} + P$$

Donde:

E: vida total esperada de un transformador en años

n: vida nominal de un transformador sin considerar pérdidas de vida adicionales. En este caso n=30 años

P: Número de años que el transformador ha operado sin sobrecarga y en condiciones normales de operación (sin pérdida adicional).

r: pérdida de vida adicional por año del transformador dada en p.u. que ocurre después de haber operado normalmente durante P años.

El costo anual del capital invertido puede ser estimado multiplicando el costo del transformador, sus accesorios, costo de instalación por el nivel de carga anual. Se consideran también factores tales como la depreciación, impuestos, costos de mantenimiento, gastos administrativos y otros en general.

La pérdida de vida adicional influye en el costo de operación por las siguientes razones:

- 1) Además de reducir la vida del transformador incrementa el costo de la depreciación.
- 2) Se incrementa el costo de las pérdidas del transformador a operar con cargas arriba de las nominales.

Normalmente el costo de las pérdidas se computa por la suma del costo de sus componentes: costo de las pérdidas en vacío y el costo de las pérdidas con carga.

Costo de las pérdidas en vacío:

$$C.A.Ps = (CDM * 12 + CE + 8.760) Psc$$

En donde:

CDM = Costo de demanda mensual (s/. Kw/mes)

12 = Meses del año

CE = Costo de la energía

Psc = Pérdidas del transformador sin carga

COSTO DE LAS PÉRDIDAS CON CARGAS

$$C.A.Pcc = K^2 (CDM * 12 * FR + 8.760 * CE + FP) Pcc$$

donde:

K^2 = Es el valor de carga al cuadrado equivalente constante a lo largo del tiempo, debido a que las pérdidas son función de carga al cuadrado ($I^2 R$).

FR = Es el factor de responsabilidad

$$FR = \left[\frac{Ct}{Cpt} \right]^2$$

donde:

Ct: Carga del transformador a la hora pico del sistema

Cpt: Carga pico del transformador

FP: Factor de pérdidas

$$FP = A FC + (1-A) FC^2$$

$$FP = 0.3 (FC) + 0.7 (FC)^2$$

$$FC = \frac{\text{Energía anual usada}}{\text{Carga pico} \times 8.760}$$

Pcc: Pérdidas con carga (Kw)

5.6 ALTERNATIVAS RECOMENDABLES EN EL SOBRECALENTAMIENTO

El sobrecalentamiento es extremadamente perjudicial para los transformadores ya que afecta su sistema de aislamiento produciendo las consecuencias antes mencionadas. Del sobrecalentamiento de una unidad son responsables tanto los fabricantes como quienes operan el transformador.

por las siguientes razones:

- a) Los fabricantes de transformadores durante varias décadas han diseñado unidades con el propósito de obtener un máximo KVA por libra de material utilizado, alcanzando cada vez mayores temperaturas en el funcionamiento. Puesto que los transformadores actuales el sobrecalentamiento y las solicitaciones son mayores, es imperativo que existan medidas preventivas para evitar un temprano retiro de la unidad.

b) Muchas Empresas han abusado seriamente de sus unidades sin la menor consideración. Esto es, han puesto a operar sus unidades con aceites lodosos, con humedad, sobrecargas y pinturas exteriores oscuras del tanque.

Hay que tener presente, que mientras se sobrecalientan las unidades, se sacrifica la vida del transformador, cosa que jamás podrá ser recuperada, pero la vida se alarga si se toman ciertas medidas como: eliminar humedad, contaminantes, revisar sellos y no cargar el transformador al límite. Se sugiere las siguientes alternativas para las situaciones del sobrecalentamiento del transformador:

1) IGNORAR LA SITUACION

Esta es una solución no viable desde el punto de vista económico. Al sobrecalentarse un transformador con este criterio, no sería nada raro que pueda ocurrir una falla de la unidad en el momento menos previsto.

2) ADICION DE TRANSFORMADORES EN PARALELO CON LA UNIDAD EXISTENTE

Otra alternativa es colocar una unidad en paralelo con el transformador existente de tal forma que

compartan algo del incremento de carga. Sin embargo, existe el problema que esta solución es limitada a situaciones en donde los transformadores existente se recargan solamente en periodos de tiempos limitados y pocos frecuentes.

La potencia que absorbe cada transformador vendrá dada por las siguientes expresiones:

$$P1' = \frac{P}{1 + \frac{P2}{P1} + \frac{Z1}{Z2}} \quad P2' = \frac{P}{1 + \frac{P2}{P1} + \frac{Z2}{Z1}}$$

Donde Z1 y Z2 son las impedancias respectivas de dos transformadores.

3) COMPRA O CAMBIO DE OTRO TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD

Debido al incremento del costo de la energía, el reemplazo de la unidad antigua existente por un nuevo transformador de mayor capacidad es una buena alternativa, ya que al incrementarse la eficiencia puede tenerse ahorros considerables en la energía consumida; otra alternativa es reemplazar la antigua unidad por una de mayor capacidad existente en stock o bodega.

4) DIVISION DE CIRCUITOS

Esta alternativa también es recomendable puesto que se divide la carga en dos circuitos para luego

instalar otro transformador para que pueda absorber la carga que sobrecalentaba o sobrecargaba a la otra unidad. Esta alternativa permite además reducir las pérdidas a nivel de circuitos secundarios.

CAPITULO VI

6.1 SIGNIFICADO ECONOMICO DE LAS PERDIDAS

Millones de sucres se invierten día a día en el país para suplir las pérdidas en los transformadores de distribución que se encuentran en servicio. Por esto es necesario que estén trabajando en el sistema lo más eficaz posible, especialmente debido al costo de producción de la energía.

Ya que muchas empresas de servicio público hacen poco o ningún intento de evaluar pérdidas en transformadores, y otras lo hacen de una manera muy amplia, nosotros primero debemos contestarnos la pregunta: Por qué evaluar las pérdidas? La pregunta es comparable a la siguiente: Por qué evaluar precios en los transformadores?

Una empresa de servicio público, como cualquier otra empresa que opera por una ganancia, se enfrenta con una continua situación donde hay la necesidad de una inversión original y fondos disponibles de varias fuentes, para hacer estas inversiones necesarias. Estas necesidades tienen varios grados de urgencia de tal manera que la operación eficiente de la Empresa de Servicios Públicos requiere de decisiones inteligentes basadas en la economía y el juicio de la experiencia

para determinar que inversiones deben ser hechas y cuando. Además, esto es una inversión poco usual en equipo productivo el cual no involucra una elección de por lo menos dos alternativas, y una utilización eficiente de los fondos de la inversión nuevamente requieren matemáticas y juicio para hacer tales elecciones.

Este campo económico está basado en la consideración fundamental que el dinero puede ser cambiado por bienes o servicios, y también en las mismas bases pero en principio el dinero puede ser depositado a interés o cualquier transacción bancaria conveniente.

Este principio sencillamente expresado, dice cuando el dinero es prestado, un honorario debe pagarse por su uso, o cuando el dinero está disponible para darlo en préstamo, un honorario debe obtenerse por su uso.

La Empresa Eléctrica la cual compra un transformador para servir un grupo de carga existente o anticipada basados en todos los aspectos importantes de los principios arriba mencionados. Es evidente que el dinero debe ser cambiado por el transformador (bienes) y que los honorarios deben ser pagados por el uso de dicho dinero si este es prestado, pero también es evidente que los fondos están consignados para un período futuro, con el objeto de tener el transformador disponible en el

sistema para operación cuando sea necesario, para mantenerlo, para repararlo cuando se quemé, y para operarlo ya que la operación requiere una cantidad de energía (pérdidas) de la cual no se convierte en ganancia.

Consecuentemente, desatender las pérdidas de transformadores es ignorar una porción (costo operativo) del gasto total consignado cuando un transformador es comprado. Un juicio ignorante nos podría decir que esta porción desatendida es un porcentaje insignificante del total de los fondos consignados, pero este no es necesariamente el caso.

Por lo tanto hay que evaluar pérdidas porque ellas representan dinero el cual es consignado al momento que un transformador es comprado y puesto en servicio.

6.2 DEFINICION DE TERMINOS

Evaluación de pérdidas. - Es el proceso de determinar el valor presente del costo asociado con las pérdidas de energía en el transformador.

Factor del valor presente. - Es ese factor que puede ser multiplicado por la magnitud de un pago futuro o beneficio para determinar su valor actual.

$$FVP = \frac{1}{(1+i)^n - 1}$$

Valor presente = (FVP) x Cn

Factor de recuperación de capital. - Es un factor que permite encontrar el monto de cada una de las im- uniformes para recuperar un capital inicial dentro de un periodo de tiempo n.

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Imposición constante = Co x (FRC)

donde:

FVP = Factor del valor presente

i = tasa de interés

n = número de años

Cn = cantidad en un año n

FRC = factor de recuperación de capital

Co = capital inicial

6.3 COMPARACION DE ALTERNATIVAS DE EVALUACION

Los escritos sobre economía frecuentemente hacen énfasis en los métodos para hacer comparaciones de alternativas y las diferencias entre tales métodos. Unos de los procedimientos comúnmente mencionados son:

- 1.- Método de costo anual
- 2.- Método del valor presente
- 3.- Método de costo capitalizado
- 4.- Porcentaje esperado de método de retribución

El método de costo anual consiste en una comparación de costos anuales asociados con varias alternativas; y bajo condiciones especiales donde los costos anuales son uniformes y la vida es la misma para todas las alternativas, ese provee el método de comparación más simple. Su debilidad básica recae en su complejidad cuando estas condiciones especiales no son empleadas, o no se dan como está indicado por los pasos requeridos.

- 1.- Determinar la inversión de capital para cada alternativa.
- 2.- Determinar los gastos anuales para cada año de vida esperada de cada alternativa.
- 3.- Convertir la inversión de capital a una serie de pagos equivalente uniforme anual. Esto es hecho usando el factor de recuperación de capital.
- 4.- Si los gastos anuales no son uniformes ellos también deben ser convertidos a una serie de pagos uniformes. Esto es hecho obteniendo el valor total presente de todos los futuros pagos anuales y luego multiplicando este pago simple equivalente por el factor de recuperación de capital.

El costo anual ha sido respaldado en base que tales comparaciones son más fácilmente interpretadas que las comparaciones de valor presente y que el promedio.

Un hombre de negocios esta más acostumbrado a pensar en términos de costo anual. También es de anotar que es difícil realizar un cambio significativo en una conclusión, resultando del valor presente o método de costo capitalizado que puede resultar de un cambio moderado en tasa de interés.

6.4 DETERMINACION DE COSTOS DE PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Millones de sucres se gastan día a día en el país para suplir las pérdidas en los transformadores de distribución que se encuentran en servicio. Por eso es necesario que estos esten trabajando en el sistema lo más eficaz posible, especialmente debido al alto costo de producción de la energía.

Los pasos a seguir en la determinación de costos por pérdidas en transformadores es la siguiente:

- 1.- Determinar el costo de la demanda presente (s/.Kw/mes)
- 2.- Estimar el escalamiento de la demanda (%)
- 3.- Encontrar el costo presente de la energía (s/. Kwh)
- 4.- Estimar el escalamiento de la energía (%)

- 5.- Asumir una tasa de interés (%)
- 6.- Prefijar una vida útil para transformadores (años)
- 7.- Calcular los factores equivalentes de demanda (Kw) y energía con los datos anteriores y calcular demanda (Kw) y energía (Kwh) equivalentes.
- 8.- Calcular los costos por pérdidas sin carga (s/.)
- 9.- Asumir un % de carga pico para el año de inicio
- 10.- Considerar un porcentaje de sobrecarga al transformador.
- 11.- Calcular el correspondiente factor k^2
- 12.- Usando el factor de responsabilidad y el factor de carga calcular el costo de pérdidas con carga (s/.)
- 13.- Calcular el costo anual de un transformador (s/.) considerando su precio inicial y las pérdidas.

6.4.1 COSTO DE PERDIDAS SIN CARGA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Un transformador se encuentra continuamente energizado en el sistema de distribución, esto hace que se comporte como una carga continua. El efecto neto por lo tanto será un incremento de la demanda y un consumo de energía a lo largo de su vida útil.

De ahí que las pérdidas en los transformadores sin carga cuestan dinero ya sea que esté o no transportando carga, es decir, serán

independientes de la carga aplicada.

El costo anual de pérdidas sin carga en el transformador vendrá dado por la suma del costo anual de la demanda de carga (en sucres), con el costo anual de la energía consumida (en sucres), o sea:

$$C.A.Psc = (CDM * 12 + CE * 8760) Psc$$

en donde:

CDM = Costo de demanda mensual (s/.Kw/mes)

12 = Meses del año

CE = Costo de la energía (s/.Kw/h)

Psc = Pérdidas del transformador sin carga (Kw)

Si analizamos la ecuación de costo anual de pérdidas y si se considera una vida útil del transformador de 30 años, se verá en este lapso de tiempo el costo de demanda mensual y de la energía a escalonarse de acuerdo a una tasa de crecimiento dada. O sea, van a tener un comportamiento de alguna forma parecida a una de las curvas de la figura 6.1.

Dependiendo de la tasa de crecimiento se tendrán costos anuales mayores o menores, de ahí que para la evaluación se hace imprescindible que se

determine una tasa real de crecimiento tanto para demanda como para energía.

La actualización de costos por pérdidas sin carga se halla por medio del factor del valor presente, el mismo que multiplicado por el costo de pérdidas en esos años, proporciona el costo actual de cada año, y si se realiza el sumatorio se obtiene el costo actual por pérdidas sin carga del transformador, o sea:

Valor total presente de pérdidas sin carga = $\sum_{j=1}^n$

En donde:

CAPsc(año j) = costo actualizado de pérdidas sin carga del año j

$$CAPsc(\text{año } j) = [CDM(\text{año } j) * 12 + CE(\text{año } j) * 8760] Psc * FVPj$$

CDM(año j) = costo de la demanda mensual en el año j

CE(ANO J) = Costo de la energía en el año j

Psc = Pérdida sin carga (constante)

FVPj = Factor del valor presente para el año j a una tasa de interés i.

Todos los valores se traen a valor presente con el propósito de medir el impacto económico de estas pérdidas hoy en día. Para encontrar el costo anual constante de demanda y energía se hallarán factores equivalentes que multiplicados con los costos iniciales proporcionen el mismo efecto económico que el escalamiento de la demanda y de la energía a lo largo de la vida útil del transformador de distribución.

Estos factores equivalentes se obtienen por el producto de los costos totalizados con el factor de recuperación del capital. Así, para hallar el factor equivalente de demanda se requiere calcular los costos totales actuales de demanda y multiplicarlos por el factor de recuperación del capital, de la misma forma para el factor equivalente de energía, así:

$$FEDM = \sum_{j=1}^n (\text{Valor presente del costo de demanda en p.u. (año } j)) * FRC$$

$$FEDM = \left[\sum_{j=1}^n \left[(1+g)^{(j-1)} * \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$FEE = \sum_{j=1}^n (\text{Valor presente del costo de energía en p.u. (año } j)) * FRC$$

$$FEE = \left[\sum_{j=1}^n \left[(1+g)^{(j-1)} * \frac{1}{(1+i)^j} \right] \right] * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

En donde:

g = tasa de crecimiento de la demanda

g' = tasa de crecimiento de la energía

i = tasa de interés

n = número de años de evaluación

FEDM = factor equivalente de demanda

FEE = factor equivalente de energía

Con estos antecedentes la fórmula del costo anual equivalente de pérdidas sin carga en un transformador para un año cualquiera será:

$$CAEPsc = (CDMe * 12 + CEe * 8760) Psc$$

CDMe = Costo de demanda mensual equivalente (s/. Kw/mes)

CEe = Costo de la energía equivalente (s/.Kwh)

$$CDMe = CDM (\text{año inicial}) * FEDM$$

$$CEe = CE (\text{año inicial}) * FEE$$

Psc = Pérdidas sin carga en el transformador (Kw)

CAEPsc = Costo anual equivalente de pérdidas sin carga (s/.)

6.4.2 COSTO DE PERDIDAS CON CARGA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUICION

Ahora se va a evaluar que se tiene cuando el transformador esta proporcionando energía en el secundario, o sea cuando hay flujo de carga a través del transformador.

Estas pérdidas no son constantes en el tiempo, no sólo porque cambia de valor a lo largo de un día, sino que además cambia de magnitud año a año, como puede verse en la figura 6.2

Como la curva de carga va a tener un factor de crecimiento se puede de igual manera como en la evaluación de pérdidas sin carga, encontrar una curva constante a través del tiempo que proporcione los mismos efectos económicos que la variación de la misma. Como se puede observar, esta metodología es también empleada en la evaluación de pérdidas sin carga.

El costo de pérdidas con carga van a tener en cuenta prácticamente las mismas consideraciones que las pérdidas sin carga, es decir que influirán en un aumento de la demanda en los sistemas de generación, transmisión y distribución primaria y

en el incremento de energía por pérdidas asignables al cobre de los devanados del transformador, es decir que la ecuación va a tener la forma:

$$CAP_{cc} = K^2 (CDM * 12 * FR + 8.760 * GE * FP) P_{cc}$$

donde:

K^2 = Es el valor de carga al cuadrado equivalente constante a lo largo del tiempo, debido a que las pérdidas son función de carga al cuadrado ($I^2 R$).

FR = Es el factor de responsabilidad que simplemente se refiere a que no necesariamente el transformador de distribución tiene a su carga pico en el mismo tiempo que las otras partes del sistema, este factor tiene la siguiente forma:

$$FR = \left[\frac{CT}{CPT} \right]^2$$

donde:

CT: Carga del transformador a la hora pico del sistema

CPT: Carga pico en el transformador

FP= Es el factor de pérdidas que es la razón entre el promedio de las cargas con carga anual para el valor pico de las pérdidas con carga en un transformador. No tiene una fórmula precisa, pero específicamente se ha obtenido que está relacionada con el factor de carga de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FP = 0.3 FC + 0.7 \frac{(FC)^2}{2}$$

FC: Es el factor de carga. La relación entre la energía anual consumida para la energía que transportaría el transformador si durante ese tiempo está transmitiendo la carga pico, es decir:

Energía Anual Usada

$$\text{factor de carga} = \frac{\text{Energía Anual Usada}}{\text{carga pico} \times 8.760}$$

en la cual, la energía anual usada puede ser calculada sumando áreas de la curva de demanda típica anual en tramos relativamente pequeños con el objeto de cometer el menor error posible.

Pcc= Pérdidas con carga (kw)

CALCULO DEL FACTOR EQUIVALENTE DE CARGA PICO

Anteriormente se mencionó que la demanda en un transformador de distribución varía a lo largo de un día, cabe anotar que la en curva representativa se tiene un pico de carga. Ahora se debe considerar además que ese pico aumentará también en el tiempo, de ahí que para tener la curva equivalente constante en el tiempo que nos proporcione el mismo efecto, de igual manera que cuando se hallaron los factores de demanda y energía se hallará el factor equivalente de carga pico.

El factor equivalente de carga pico se calcula actualizando y sumando el escamio de la carga anual al cuadro y luego multiplicando por el respectivo factor de recuperación del capital, es decir:

$$FEC P = \left[\sum_{j=1}^n \frac{\text{valor presente de la carga anual al cuadro (año } j)}{(1+h)^j} \right] * FRC$$

FEC P = Factor equivalente de carga pico

FRC = Factor de recuperación de capital

h: tasa de crecimiento

n: número de años

i: tasa de interés

Al multiplicarse este factor por la carga pico inicial al cuadrado, se tiene el factor equivalente y constante durante el tiempo de evaluación.

$$K^2 = C_0^2 \left[\sum_{j=1}^n \text{VALOR DE LAS PERDIDAS CON CARGA (año } j) \right] \times \text{FRC}$$

$$\text{FECP}^2 = \sum_{j=1}^n \left[\frac{(1+h)^{2(j-1)}}{(1+i)^j} \right] \times \text{FRC}$$

donde:

h : tasa de crecimiento

C_0 : valor de la carga inicial en p.u. con respecto a la unidad

i : tasa de interés

n : número de años

FRC: factor de recuperación del capital n años

pero el FECP es:

$$\text{FECP} = \left[\sum_{j=1}^n \left[\frac{(1+h)^{2(j-1)}}{(1+i)^j} \right] \right] \times \text{FRC}$$

reemplazando en K^2 se tiene:

$$K = C_0 \cdot \text{FECP}$$

A esta altura surge la pregunta: ¿Hasta que nivel la carga seguirá aumentando ya que el transformador soportará sólo hasta una determinada sobrecarga?

La respuesta es permitir la sobrecarga en un

transformador hasta un nivel dado, luego de lo cual se puede cambiar de circuito al transformador o aliviarlo del que esta sirviendo con el propósito de ponerlo nuevamente con la carga inicial a la cual comenzó a operar, entonces el factor equivalente de carga pico se verá afectado en la forma como se indica en la figura 6.3 en donde $y =$ año en el que se realiza el cambio de circuito o alivio al transformador

En esta expresión el primer sumatorio es la actualización de los costos por carga pico hasta el año Y y el segundo término desde el año $Y+1$ hasta el N .

Por lo tanto el factor K tendrá la nueva forma:

$$K^2 = C_0^2 \left[\sum_{j=1}^Y \left[\frac{(1+h)^{2(j-1)}}{(1+i)^j} \right] + \left[\frac{(1+h)^{2(j-Y-1)}}{(1+i)^j} \right] \right] \times FRC$$

De esta manera están determinados todos los parámetros que intervienen en el cálculo del costo equivalente anual por pérdidas con carga.

$$CAEP_{cc} = \frac{K}{2} (CDM \times 12 \times FR + 8.760 \times CE \times FR) P_{cc}$$

6.4.3 COSTO TOTAL ANUAL DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Una vez que se ha evaluado las pérdidas anuales sin y con carga se ha pensado en establecer el costo anual de un transformador.

El costo total anual del transformador tomará en cuenta el costo por pérdidas totales anuales y el costo anual por uso del transformador el mismo que incluirá costos por depreciación, impuestos, seguros e intereses, y que son un porcentaje del precio inicial del transformador.

De ahí que la fórmula del costo anual total de un transformador tendrá la forma:

$$CAT = \text{PRECIO} * K * CPAT$$

$$CAT = \text{Costo anual total de un transformador (s/.)}$$

$$K = \text{Cargas fijas (\%)}$$

$$CPAT = \text{Costo de pérdidas anuales totales (s/.)}$$

$$CPAT = CAEPsc + CAEPcc$$

$$CAEPsc = \text{Costo anual equivalente sin carga}$$

$$CAEPcc = \text{Costo anual con carga}$$

$$\text{PRECIO} = \text{Precio inicial del transformador}$$

CAPITULO VII

La finalidad de este capítulo no es el profundizar en los parámetros de evaluación económica en transformadores, se tratará superficialmente este tema, sin embargo se recomienda realizar estudios que determinen métodos apropiados para evaluaciones económicas en transformadores de distribución.

7.1 FACTORES DE EVALUACION

El procedimiento aquí descrito tiene el propósito de llegar a un costo evaluado de un transformador de distribución, ya sea en términos de "valor presente" o "costo anual", del cual muchos diferentes transformadores pueden ser comparados. Los métodos usados y valores "típicos" presentados fueron determinados a través de consultas hechas a empresas en diferentes países. El procedimiento es designado de tal manera que cada servicio pueda sustituir sus propios valores para los parámetros usados y así determinar los costos que puedan ser aplicados a su sistema individual. Esta parte del informe cubre los costos evaluados de rendimiento eléctrico más los costos fijos.

- 1.- CARGA FIJA
- 2.- PERDIDA DE NUCLEO (MAGNETICO)
- 3.- PERDIDA DE COBRE
- 4.- CORRIENTE DE EXCITACION

5.- IMPEDANCIA Y CORRECCION DE VOLTAJES

6.- FACTOR DE CARGA

1.- CARGA FIJA (S/. TD)

La carga fija es únicamente el recargo anual para la inversión de transformadores de distribución.

$$S/.DT = Ct * Rdt$$

Ct: Costo instalado TD

Rdt: Tasa anual de carga fija

2.- PERDIDAS DEL NUCLEO (S/. Fe)

El costo anual del transformador de distribución (TD) por las pérdidas del núcleo está compuesto por dos términos:

1.- Demanda del sistema

2.- Costo de energía

a) Demanda del sistema

La inversión en el sistema (desde el TD primario a través del generador) para suplir la pérdida en el núcleo.

b) Costo de energía

El costo anual para generar la energía consumida

por las pérdidas del núcleo

Estos términos pueden ser expresados de la siguiente manera:

$$S/. Fe = Fe \times P \times Es \times Rs + 8760 Fe \times PGfe$$

donde:

Fe: Pérdida en el núcleo .

P : Pérdidas en

Es: Costo de inversión del sistema (generación y transmisión) por Kw demanda de cresta de generación.

Rs: Rata de la carga fija anual para el sistema.

8760: número de horas en el año

PGfe: costo de la energía generadora para pérdida del núcleo, en dólares por Kw-hora.

3.- PERDIDA DE COBRE (S/.Cu)

El costo de pérdida de cobre en el transformador de distribución, está compuesta por dos términos:
a) Costo de la demanda y energía

En vista que un transformador puede tener su carga pico en tiempos diferentes que otro transformador, de acuerdo a lo que se ha visto por transmisión la demanda y la generación del equipo será menos que la suma de cada demanda de transformador. Así, el

factor de "coincidencia" del sistema.

Además, la inversión del sistema necesita para proveer la demanda de pérdidas de cobre la cual ocurre al pico del sistema. Si este pico del sistema ocurre en momentos diferentes del pico diversificado del transformador luego el "factor de responsabilidad" (lo que significa la cantidad que el transformador de distribución contribuye con la demanda del sistema y debe ser usada).

Los dos términos costos de la demanda y energía, son expresados como sigue:

$$S/. C_u = C_u L^2 P E_s R_s C_s K^2 + C_u L^2 P G_{cu} F_{dt}$$

donde:

C_u : Pérdida en el cobre del T.D.

L : Pico P.U. de la carga en el transformador. Para propósitos de una evaluación, se sugiere que la carga pico en el transformador debe ser escogida por su promedio anual.

C : factor de coincidencia del sistema

K : Factor de responsabilidad

G_s : El costo para generar energía por pérdida de cobre \$/Kw Hr. Muchos servicios consideran este valor similar al G_{fe} , y ellos están

expuestos en este análisis como dos términos separados solamente por motivos de generalidad.

Fdt: Factor de pérdida anual en el transformador de distribución. Se lo puede definir como las "horas equivalentes", proporción de tiempo de la carga pico necesaria para producir la misma pérdida de cobre que es producida por la carga actual sobre el período de tiempo seleccionado.

4. CORRIENTE DE EXCITACION

En el transformador cuando funciona en vacío y debido al voltaje aplicado, se origina una pequeña corriente denominada corriente de excitación (I_0) la cual fluye en el devanado primario y crea un flujo alterno en el circuito magnético. Cuando el transformador es cargado, la corriente de excitación se adiciona a la corriente de carga para obtener la corriente primaria total.

La corriente de excitación consiste de dos componentes: la componente de pérdida de núcleo (I_{h+e}) y la componente magnetizante (I_m).

La corriente de pérdidas de núcleo depende de las pérdidas en vacío del transformador, esto es, pérdidas de histéresis y de corriente de Eddy, y por ser componente de potencia real, esta en fase con el

voltaje.

El costo anual de la corriente de excitación del transformador se expresa como el recargo anual para proveer la corriente de excitación reactiva necesaria.

$$S/. I_{exc} = I_{exc} \text{ KVA Efc R}_c$$

donde:

I_{exc} : Corriente de excitación p.u. del T.D.

KVA : Clasificación de la placa del T.D.

Efc : Costo de instalación de condensadores fijos (S/. KVAR).

R_c : Rata anual de carga fija para condensadores.

5. IMPEDANCIA Y CORRECCION DE VOLTAJE

La impedancia del transformador comunmente medido como "voltaje de impedancia" (IZ) está compuesta por dos términos, IR e IX. A pesar de que la resistencia del transformador y autoinducción tiene varios efectos en la economía de la operación de los transformadores, las dos más importantes son: Pérdida del cobre, causado por la resistencia del transformador y caída de voltaje, usualmente expresado como "regulación de voltaje".

En vista de que la resistencia del transformador es un factor principal en ambos costos (I^2R e IX) las evaluaciones de pérdida del cobre y regulación de voltaje o impedancia son usualmente inseparables. De esta manera

$$S/. V_{reg} = V_{reg} V_r L$$

7.2 RENDIMIENTO ELECTRICO

El rendimiento de un transformador se define como la razón de la potencia de salida a la de entrada, expresado en tanto por ciento, es decir el rendimiento es:

potencia salida

$$\eta = \frac{\text{potencia salida}}{\text{potencia entrada}}$$

potencia salida

$$\eta = \frac{\text{potencia salida}}{\text{potencia salida} + \text{perdidas}}$$

Las pérdidas están formadas por las pérdidas de histéresis y por corrientes parásitas en el núcleo y las pérdidas de cobre de los devanados, correspondientes a la temperatura de trabajo de 75 grados Centígrados.

La expresión del rendimiento puede escribirse:

$$V_2 \cdot I_2 \cdot \cos \theta$$

$$n = \frac{V_2 \cdot I_2 \cdot \cos \theta}{V_2 \cdot I_2 \cdot \cos \theta + I_2^2 \cdot R_e + P_{he}}$$

Donde:

V_2 = Voltaje secundario

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

P_{he} = Pérdidas en el núcleo

R_e = Resistencia equivalente del transformador

I_2 = Corriente nominal en el secundario

A partir de esta expresión, derivando, se obtiene que el rendimiento máximo tiene lugar cuando las pérdidas variables en el cobre son iguales a las pérdidas fijas en el núcleo.

El rendimiento en transformadores es en general elevado, siendo mayor en unidades de mayor capacidad nominal que en las pequeñas.

El rendimiento tiene por finalidad establecer el grado de optimización del funcionamiento de un transformador.

Como la carga en cualquier sistema no es constante, el transformador no siempre opera a plena carga, se hace importante determinar el efecto que sobre el rendimiento tendrá la variación de la carga.

Se estableció que las pérdidas en vacío en vatios, son constantes e independientes de la carga ya que sólo son producidas por el flujo, y éste a su vez, si el voltaje primario es constante, prácticamente será estable mientras que las pérdidas en carga o en el cobre en vatios, varían con el cuadrado de la corriente de la carga.

Ahora, si tanto las pérdidas en vacío como en carga, se expresan como porcentaje de los KVA nominal estas variarán en razón inversa y directa, respectivamente, con la carga. Por consiguiente el rendimiento será:

$$n=100 - \frac{100[(Po/i)+iPc]}{100*\text{Cos}\theta + (Po/i) + iPc}$$

donde:

Po = porcentaje de pérdidas en vacío de los KVA nominal.

Pc = porcentaje de pérdidas en carga de los KVA nominal

i = Fracción de carga

Cos θ = Factor de potencia de la carga.

7.3 POLITICAS DE REMOCION

Cada vez que una unidad es retirada, la razón de esta acción debe ser establecida por las siguientes causas:

- Uso ordinario, es cuando la unidad de retiro ha sido utilizada durante su vida útil.

- Obsolescencia, es cuando la unidad es retirada por antiguo o inadecuado.

Dentro de lo inadecuado podemos anotar cuando una unidad está sobrecargada.

- Catástrofe, es el caso de que la unidad es retirada prematuramente por acción de terremotos, inundaciones, incendio, vandalismo y accidentes de tránsito.

Todos estos casos de retiro implican costos de reposición de la nueva unidad.

7.3.1 COSTOS DE REPOSICION

El valor de reposición de los bienes se debe determinar considerando precios actualizados y todas las cargas necesarias hasta su puesta en servicio.

El costo de reposición se define como el valor actual que se reemplazaría un bien y que cumpla las mismas características.

Existen varios métodos de avalúos de Bienes y Servicios para Empresas Eléctricas.

Los más utilizados y prácticos para este tipo de

avalúo y son:

a) METODO DE COSTO UNITARIO

Es el costo que tendrá que pagarse en la actualidad para adquirir un activo de características similares y que cumpla la misma función del activo que se quiere reemplazar. Este método se lo conoce también como "Costo de Reemplazo".

La aplicación de este método requiere un inventario detallado de los bienes a evaluarse, así como el análisis de los Costos Directos de materiales, mano de obra y gastos indirectos generales.

b) METODOS DE COSTO DE MERCADO

Este método asume que el activo es vendido y propone por lo tanto, el precio del bien en una negociación en las condiciones que a la fecha prevalecen.

c) METODO DEL COSTO ORIGINAL

Este método es aplicable para el caso de instalaciones de construcción reciente. Razón por la cual se las considera a su costo

original de instalación.

7.4 COSTOS ANUALES

Los costos anuales fueron analizados en el capítulo VI, numeral 6.

7.5 CURVAS DE SUPERVIVENCIAS

Los sistemas de distribución están compuestos de grandes grupos de varias clases de equipos, con varios años de servicio. En un período de tiempo nuevas unidades son añadidas para acomodar el crecimiento del sistema para renovar viejas instalaciones y reemplazar fallas.

La tasa anual de compras de nuevas unidades dependen de muchos factores como, la tasa de crecimiento, tasa de fallas del equipo y políticas de retiro.

Una medida para las compras de los equipos y políticas de reemplazo es el costo anual asociado con nuevas compras de unidades y con unidades de intercambio.

Otra medida es el resultante o la rata de falla resultante de los equipos instalados en el sistema.

Se mostrará que entre los datos más significativos necesarios para hacer estimaciones de costos y ratas de fallas del sistema están las estadísticas de la edad de supervivencia o simplemente las curvas de supervivencia para los equipos. Sería complicado predecir la rata

anual de falla, el promedio de vida y el efecto económico si las estadísticas detalladas estuvieran disponibles pero no lo están, sin embargo mucho puede ser aprendido simulando la performance o la conducta del sistema usando curvas de supervivencia estimadas en cálculo de año por año.

En este capítulo vamos a ver una técnica para determinar el número de aparatos requeridos y los efectos económicos resultantes lo cual conduce o resulta de fallas y reemplazo de equipos en un sistema en crecimiento. Ejemplos son dados para mostrar el significado de la vida promedio y políticas de reemplazo para un grupo de transformadores de distribución en el sistema en crecimiento.

Sugerencias son hechas para estadísticas de tal manera que los datos serán obtenidos para un análisis futuro.

CURVAS DE SUPERVIVENCIA PARA LA VIDA HUMANA

Como las estadísticas son mantenidas en los años versus retiro de servicio la experiencia de un gran grupo de aparatos u objetos es posible preparar una curva que muestre los porcentajes de las zonas que sobreviven a una edad dada o a una cierta edad y los años que que se espera que permanezcan en servicio para los aparatos de varias vidas útiles.

Un entendimiento de las relaciones entre las tasas de fallas anuales de los equipos de distribución, promedio

de vida y vida económica pueden ser obtenidas utilizando este tipo de información; por ejemplo la información para la vida humana en los Estados Unidos pueden ser expresados en formato o forma de una curva de supervivencia como se muestra en la figura 7.1. El promedio de vida esperado es 70.1 años lo cual representa el promedio de vida de la gente.

De tal curva de supervivencia es posible determinar las muertes anuales mostrada al final de la figura 7.1. Para los equipos esto sería la tasa de falla anual o la tasa anual de retiro de servicio. La vida de servicio o los años de servicio útil es usualmente diferente de la duración de la vida del equipo, para los equipos que actualmente estamos interesados en los años antes que sean retirados voluntariamente de servicio o de los cuales se disponga.

Para una persona esto puede ser pensado como los años antes de su retiro o jubilación, la cual es variable.

Algunas personas completan sus años de servicio activo a la edad de 65 y otros se retiran un poco antes debido a salud, fortuna, u otras razones, de tal manera que una curva de supervivencia de los años de vida útil o de servicio útil para las personas o equipos es diferente que la curva de vida. Utilizando la información del retiro de las personas o equipos la curva de supervivencia de vida puede ser modificada a una curva

El curso de la rata de falla de este sistema es difícil identificar debido a la fluctuación de año a año en la seguridad de los rayos, tormentas, ondas calurosas, cambios en la característica de carga y cambios en la práctica de carga.

Usemos el ejemplo de los transformadores de distribución en un sistema de crecimiento para ilustrar las relaciones que pueden ser determinadas entre la vía económica de la rata de falla y promedio de vida.

CASO I

Como condición de referencia consideremos un sistema que tiene ahora diez mil transformadores en servicio y estos son incrementados en una rata del 3% por año en número. Los KVA instalados se van incrementando rápidamente. Asumamos que los transformadores que han sido comprado en el pasado y aquellos que van a ser comprados en el futuro tienen una característica de vida como se ilustra en la figura 7.2 o figura 7.3 y que estos son retirados a una rata instantánea mostrada por Hr en la figura 7.3.

Esto significa que los transformadores tienen una vida promedio de 36,4 años y retirados de servicio a una edad promedio de 25,9 años y ninguno estaría en servicio más allá de los 32 años. La vida promedio de 36,4 años es aquella en la cual serían obtenidas con ninguna política de retiro en realidad.

Estos parámetros de retiro o reemplazo reflejan la condición que los transformadores van en una carga inicial. Esta carga se incrementa hasta que llega a ser tan fuerte la sobrecarga que ellos son cambiados. Cuando los mismos son retirados de servicio van al almacén para su inspección y son desechados si es que ya no son aptos para seguir trabajando o separados para un uso futuro si es que pueden ser reusados.

La curva de retiro de la figura 7.3 reconoce que pocas veces un transformador será removido estrictamente debido a su edad, pero como este es rotado del lugar de servicio a otro lugar, finalmente es voluntariamente retirado para ser vendido o desechado.

Si los transformadores de la figura 7.3 son aumentados para un significativo número de años, una condición de equilibrio se tendrá que lograr si es que un porcentaje constante de transformadores fallara cada año, un porcentaje constante es retirado cada año y un porcentaje constante de nuevos transformadores son comprados cada año, cuando todos los porcentajes son del mismo sistema de corriente.

Es asumido que el número de transformadores en servicio se incrementa en 3% por año y la condición de equilibrio ha sido alcanzada por el inicio del período de estudio en el tiempo en que diez mil

transformadores están en servicio.

Las condiciones de equilibrio son aquellas que la tasa anual del sistema es 0,73%, la tasa de retiro voluntario es 2,92% y el número de nuevos transformadores cargados es 6,65% del número que está en servicio. El promedio de servicio de un transformador está en 24 años.

Si el sistema continúa expandiéndose de la misma manera por 35 años más, el número de transformadores que estarían involucrados al año 1, 10, 35 se los coloca en el CASO I de la tabla 7.1.

Los costos asociados con la continuidad de expansión del sistema con transformadores de 36,4 años de vida promedio y el retiro promedio a la edad de 25,9 años son mostrados en el caso I, de la tabla 7.II

Estos costos son considerados de referencia para comparación con casos futuros.

CASO II

Para mostrar el uso de las curvas de supervivencia, exploremos las condiciones futuras si un transformador de vida más corta es comprado, esto significa variar H_f la tasa de remoción independiente. Esto puede resultar de comprar un transformador de vida corta o uso continuo del mismo transformador básico expuesto a un uso más severo de tal manera que la curva de

supervivencia es cambiada de la figura 3 a la figura 4, esto es reducción de $1/3$ en la vida de un promedio de 36,4 años a 24,7 años.

Para el caso II se supone que los transformadores de vida más larga han sido instalados cada año antes del año cero pero entonces suponga que las unidades de vida más corta fueran instalados cada año desde cero en adelante, entonces el caso II en el cálculo de año por año puede ser hecho para un nuevo grupo de transformadores y para los transformadores que permanecen desde el principio.

La curva propia de supervivencia para cada grupo de transformadores es usada; esto es un proceso de tiempo consumido que lleva por sí sólo a la simulación con la computadora, particularmente un programa de tiempo compartido tal como se usa en este estudio.

Los resultados al año 1, 10 y 35 son tabulados en la tabla I y II. Debido al promedio de vida más corta el número de fallas se incrementan moderadamente durante los años iniciales cuando las mayorías de los transformadores de servicio son todavía del tipo de vida más largo comparados antes que el año cero. Posteriormente los nuevos transformadores que están en servicio solamente pocos años. Hasta por el año 10, la rata de falla de todo el sistema se ha incrementado desde 0,74% hasta 0,87% lo cual es todavía bueno dentro

del rango de variaciones de año por año muchas experiencias debido a las condiciones de clima y a los incrementos anuales de carga.

Pero como los años van en los transformadores desde el original de tal forma que otros más nuevos de vida más corta vienen a obtener que las unidades tengan un porcentaje más alto del número total en servicio.

El promedio de vida de estas nuevas unidades es también incrementado hacia el equilibrio y la rata de falla del sistema se incrementará como se ilustra en la siguiente tabla:

FALLA ANUAL DEL SISTEMA
PARA CASO II

ANO	RATA DE FALLA ANUAL
0	0,74%
5	0,78%
10	0,87%
15	1,05%
20	1,35%
25	1,70%
30	1,91%
35	1,96%

Un resumen del número de transformadores requeridos para el caso II se muestra en la tabla I. Con el énfasis del incremento que se ha puesto en la continuidad de servicio es dudoso, si es que estas ratas de falla son más altas que sea aceptable.

Algunos sistemas han observado que no solamente es el porcentaje de la rata anual de falla, importante en la continuidad de un sistema completo desde un punto de vista de relaciones públicas, sino que el número actual que falla en un año es también importante. Tales fallas no ocurren uniformemente a través del año y algunas plantas han reportado que tanto la mitad de sus fallas anuales pueden ocurrir durante solamente pocos días debido a una tormenta muy fuerte de lluvia o calor, ellos deberán tener suficiente material para cambiar reparar el servicio.

La tabla II muestra la comparación económica del caso II vs. el caso I o considerando solamente el costo presente de las cargas que se llevan en las compras de los transformadores y en la instalación a 400 dólares cada uno y 100 dólares para cada labor de campo de reemplazo de falla o reparaciones de falla. Si los transformadores de vida corta del caso II fueron comprados al mismo precio inicial como los transformadores de vida larga del caso I, cuando ellos hubieran sido entonces habría un incremento de 5.500.000,00 dólares en los costos de valor presente sobre un período de estudio de 35 años.

La diferencia sería hasta mayor si fuera un período de estudio más largo si es que las diferencias en los

costos de futuro y al término del período de 35 años fuera considerado.

Estos costos incrementados son el resultado de algunos factores:

-Ratas de fallas más altas y más transformadores deben ser comprados.

-Ratas de fallas más altas y más cambios de campo de emergencia deben ser hechas por los costos de las cuadrillas de emergencia.

-Promedio de vida más corto en servicio, las cargas que anualmente se llevan en los transformadores de vida más corta son más altas debido a que la recuperación de capital es calculado en 21,4 años en vez de 24 años.

CASO III

Para ilustración más futura el uso de las curvas de supervivencia para analizar grandes grupos de equipos de distribución, determinemos el efecto de establecer una política de retiro más temprana, para los transformadores de vida corta en orden a reducir la rata de falla del sistema.

En el caso III los transformadores con 21,7 años de vida promedio son considerados similares al caso II, pero la edad promedio de retiro está muy reducido por un 1/3 de los 25,9 años a 17,3 años y la edad máxima de retiro reducida en 1/3 de 32 a 21 años.

Esto significa que como comparado con el caso I, ambos; la vida promedio del transformador y la edad de retiro han sido reducidas en 1/3. La curva de supervivencia y la curva de retiro se muestran en la figura 5.

La tabla I muestra que en el año 35 la falla del sistema o la rata de falla del sistema es de 1,13% comparado con 0,73% en el caso I' y 1,26% para el caso II. Esto puede y no puede ser considerado aceptable, esta reducción en la rata de falla es considerada o lograda al comprar y retirar una cantidad mayor, significativamente mayor de transformadores.

La comparación económica para el caso III se muestra en la tabla II; el valor presente total de costo sobre 35 años es 17.100.000 dólares más alto que para el caso I. Para romper la vida más corta de los transformadores debemos comprar e instalar a 18,9% menos que las unidades de vida más larga.

EFFECTO DE LA RATA DE RETORNO Y VALOR PRESENTE

Estudios adicionales fueron hechos con una rata de retorno y valor presente del 7% para proveer una comparación con los casos I, II y III que fueron basados en una rata del 6%. Estos estudios adicionales I',II' y III', fueron usados transformadores y características del sistema de los casos I, II y III.

Los costos resultantes fueron como sigue:

CASO I': \$ 400,00

CASO II': \$ 374,20

CASO III': \$ 331,01

Las diferencias en los costos fueron reducidos ligeramente por el cambio del 6% al 7% en su rata.

RESUMEN DE LOS CASOS I, II Y III

El uso de las curvas de supervivencia ha sido demostrado en la simulación de la conducta de un gran número en crecimiento de transformadores de distribución.

Los cálculos año por año no son complicados pero si tediosos a no ser que una computadora sea utilizada.

Se ha tratado de simplificar el análisis suponiendo ratas de fallas uniformes sobre la vida del equipo; pero esta simplificación tiende a subestimar la rata de falla y las penas económicas de utilizar equipos de vida más corta.

Ahora que la curva de supervivencia año por año y los cálculos económicos han sido programados, es fácil estudiar casos adicionales para estudiar el efecto de diferentes ratas de sistemas en crecimiento, diferentes promedio de vida de los equipos, diferentes políticas

de reemplazo y hasta diferentes formas de curvas de supervivencia.

Las figuras 6, 7 y 8 nos muestran el retardo de tiempo por los efectos acumulados de las diferencias entre los tres casos.

En la figura 6 se muestra el efecto acumulado en la rata de falla del sistema total.

En la figura 7 se muestra el número de transformadores la curva "EN SERVICIO" en el año cero hasta 281.357 al final del año 35.

Las curvas superiores muestran el número total de transformadores nuevos y viejos que fueron acumulándose o requeridos poco a poco para mantener ese servicio.

El caso I requiere un número más pequeño de transformadores, para los transformadores de vida más corta como en el caso II se requiere el menor número de transformadores, y para el caso III se requiere el máximo debido a su política de retiro más temprano, empleado para minimizar la rata de falla del sistema.

Es de interés notar que para los primeros 10 años hay pocas diferencias entre los tres casos. Al año 10 hay un total de 134.386 de transformadores en servicio de los cuales el 50% o 66.056 permanecen del grupo inicial de los transformadores antes del año cero.

El balance del sistema es formado de nuevos transformadores de vida promedio menor que 5 años.

La figura 8 muestra que la diferencia en los costos de valor acumulado presente de las cargas fijas en los tres casos, está también baja en los primeros años, pero se incrementa en los años en ambos casos en dólares y porcentajes.

En estas comparaciones una vida de estudio de 35 años ha sido utilizado para mostrar los efectos acumulados que se vienen o que se forman, y que son significativos cuando se van incrementando después de todo el grupo original que ha sido removido o reemplazado.

No parece apropiado usar un período de estudio más corto. Al final de cualquier período de estudio seleccionado hay diferencia significativa entre los casos que han sido comparado, particularmente los costos futuros requeridos para traerlo a una base comparativa. Además hay una justificación para usar un período de estudio más largo que 35 años, por ejemplo; el infinito, de tal forma que el decrecimiento del factor del valor presente tiene un mayor efecto, hasta más aún entre diferentes planes del período de estudio.

DATOS ESTADISTICOS

En los casos descritos la forma de la curva de supervivencia de transformadores de distribución (figura 2) fue tomada uno de los pocos ejemplos de, o

si no el único publicado de datos estadísticos.

Tal información es obtenida manteniendo estadísticas en:

A. CANTIDADES RETIRADAS (FALLADAS Y REEMPLAZADAS)

1. Siempre identificar la falla y retiro por:

Descripción verbal

Manufactura

Número del modelo

Dato de la remoción

Dato de la fabricación (si no está implícito por las características arriba mencionadas)

Datos de instalación

2. Estado para cada ítem fallado si es que fue:

Causa inicial de falla

Causa contingente

3. En aquellos casos donde la información comparable está disponible en los ítems que han sido operados y este se hable a ser diferenciaciones más detalladas, identificar el ítem removido por alguno o todo de:

Localización del sistema

Falla previa-historia de reparaciones

Porcentaje de la expansión de la "vida útil"

Otro criterios del comportamiento que pueden ser de interés.

B.- UNIDADES EN OPERACION EN EL SISTEMA

1. Como mínimo, obtener la información análoga a A1 en embarques por fecha a la división del sistema que se está tomando en referencia; acoplada con conclusiones con los datos de instalación de estos items.
2. Más favorablemente la planta debería proveer la historia total de todos los equipos en su sistema por un criterio análogo a A1 y con la esperanza de A3.

C. MUESTREO AL AZAR - UNA ALTERNATIVA

Consideraciones deben ser tomadas para después del hecho de examinar de una forma suficiente una muestra al azar de la historia de los equipos y ordenar a fin de obtener información del nivel de falla.

En vista de los datos específicos para los equipos como se indica arriba, mucho puede ser echo para usar unas curvas de supervivencia del tipo Iowa en la técnica descrita para representar las curvas de supervivencia de los equipos.

La figura 9 muestra los resultados de graficar el caso I de los datos actuales de la planta para los transformadores de distribución en el mural derecho (más del 50% de los equipos están sobreviviendo a la

vida promedio) curva de supervivencia del tipo Iowa y curva de frecuencia.

Los datos caen generalmente entre las curvas R2 y las curvas R3. Las desviaciones de las curvas del tipo Iowa son notadas y son debido en parte a la mortalidad infantil.

Hay casos donde las estadísticas en un grupo de aparatos no cubren en un período suficientemente largo de tiempo para desarrollar unas curvas de frecuencia y supervivencia completas.

Aquí los ingenieros de distribución pueden encontrar el expediente para calcular una curva de supervivencia fragmentada que es una curva de supervivencia incompleta en donde no se extiende el porcentaje de supervivencia cero y se acopla este para la curva de supervivencia clasificada; por ejemplo del tipo Iowa.

Cuando la curva de supervivencia del tipo Iowa es seleccionada, los años de servicio promedio, la edad máxima y otras informaciones pertinentes pueden ser extrapoladas.

De lo anterior se puede concluir que:

Se ha descrito un procedimiento donde la curva de supervivencia ha sido utilizada para simular el comportamiento de grandes equipos en sistema de distribución, incluyendo la conducta del sistema por si

mismo y como es afectado por los equipos.

La intención es ilustrar de alguna forma las relaciones entre la rata de falla, el promedio de vida y la vida económica.

Actualmente las plantas están encontrando la presión de incremento para minimizar la distribución de gastos de capital debido a razones como incremento de los costos del dinero y los requerimientos de grandes capitales para otras porciones del sistema.

Reconociendo que estas presiones existen es recreible que los procedimientos aquí descritos permitan una evaluación que puede ser hecho en efecto en los términos más largos para minimizar los gastos de capital en grandes grupos de equipos de distribución, si es que realidad este es el resultado debido a la causa de disminuir la calidad y vida de los equipos.

Los transformadores que se refieren al caso I fueron seleccionados para tener una vida promedio de 24 años de servicio que es menos que la usual de 30 a 33 años para la mayoría de las plantas.

Si una vida más larga ha sido utilizada entonces mayores ganancias o mayores ahorros pueden ser hechos para los equipos de vida más larga. Sin retiros voluntarios los transformadores podrían tener una vida promedio más larga que la de servicio, digamos de 35 a 50 años.

Los ejemplos muestran que comprando transformadores de

vida más larga se ultimarán resultados en incrementos significativos en la falla anual del sistema.

Acortar la vida útil de servicio por retiros más cortos tiende a incrementar los costos de todo el sistema.

Esto aparece ser el contraste con la discusión presente por alguno que sugiere la obsolescencia de la técnica y los cambios del sistema (tales como la tendencia de cambiar las líneas aéreas o subterráneas, la continua tendencia hacia sistemas de distribución, voltajes de distribución más altos como de 4.16 a 13.8, de 13.8 a 23 o 34.5 kv.), vienen a favorecer comprando equipos de vida más corta menos caros, puede ser hasta 10 años de vida. En teoría esto puede sonar fácil, posible, pero nadie todavía ha encontrado como construir este equipo de potencia de este tipo que tenga digamos 10 años de vida promedio, hasta durará 9.99 años sin ninguna falla, fallan rápidamente después del décimo año y cuestan significativamente menos que los equipos de mayor calidad que han sido tradicionales.

Esto es probable que aquellos que hablan de equipos "use y bote desechables que no pueden tomar en cuenta el comportamiento natural de fallas, siguiendo un tipo de curva de supervivencia o mortalidad sobre la vida del equipo.

Los ejemplos muestran que si el equipo es usado para períodos más cortos de tiempo, la recuperación de capital obtenida durante este corto período y luego

desechado, el costo más alto para estos períodos más cortos de uso es muy significativo.

El deseo de mantener o mejorar la continuidad de servicio del sistema lo hace difícil tratar de obtener costos más bajos para disminuir en la vida del equipo y la calidad.

Parece que el porcentaje anual de la rata de falla de todo un tipo dado de equipo en el sistema de energía no es en una medida satisfactoria la de la conducta de ese grupo de equipo.

Como se ilustró en la figura 6 esto tiene un tiempo muy largo de retardo y es sujeto a fluctuaciones anuales relacionados con las severidades del clima y otros factores.

Los ejemplos pueden parecer que tienen cambios muy enfatizados en las curvas de supervivencia como una función del diseño de transformadores y materiales. Pero cambios similares en las curvas de supervivencia pueden ocurrir para un diseño del transformador debido al diferente comportamiento y las condiciones de servicio.

Ejemplos incluirían variaciones en el nivel isoteráunicos a través del país, transformadores en postes tienen mayor exposición a los rayos solares que los transformadores conectados a través de cables o sistemas subterráneos, variaciones en la práctica de carga, invierno vs la carga pico en verano y duraciones

de los picos.

Los procedimientos de determinar los efectos de un cambio en la vida de supervivencia en las ratas de falla resultante y los costos totales del sistema son consecuencia más aplicables que la evaluación de cambios solamente en los diseños de vida de los equipos y políticas de retiro.

Urge que las plantas mantengan sus datos de los equipos de distribución separados en categorías, por edad, por ratas y por fabricaciones; de tal manera que un análisis específico de equipos y conductas del sistema pueden ser hechas en el futuro.

Los muchos componentes que forman un sistema de distribución pueden separadamente parecer empequeñecidos por la comparación de otras partes del sistema de energía. Sin embargo, el efecto total del sistema de distribución en la conducta de todo el sistema con respecto a su inversión, costos de operación y continuidad de servicio, justifica el análisis cuidadoso para obtener un balance óptimo.

Mientras los ejemplos aquí desarrollados utilice transformadores de distribución, los mismos procedimientos y técnicas pueden ser aplicados para otros equipos de distribución, donde los datos del grupo más que datos individuales de ítem por ítem son mantenidos.

Esto incluye capacitores de factor de potencia, cajas

fusibles, reclosers, reguladores de voltaje, cables y terminales de cables.

de supervivencia para años de servicio, y es este tipo de información que vamos a utilizar.

7.5.1 CAUSAS DEL RETIRO DE LOS EQUIPOS.-

Típicamente para un grupo de equipos eléctricos el porcentaje anual de fallas en servicio disminuye para los primeros años seguido de un largo período bajo pero gradual crecimiento de fallas cada año. Finalmente la rata de retiro aumenta rápidamente mientras la degradación y las políticas de retiro tienen efectos en el equipo. La vida de servicio del equipo puede ser dividido en tres fases:

FASE 1: MORTALIDAD INFANTIL

Esto ocurre en los primeros años, cuando fallas a más de las normales ocurren debido a:

- a.- Control de calidad de manufacturas
- b.- Daños y averías en el embarque
- c.- Errores y daño en la instalación
- d.- Mal diseño

FASE 2: VIDA DE MADUREZ

El período cuando los daños ocurren con poca frecuencia.

Gradualmente aumentan con el tiempo debido a:

los transformadores instalados en localidades donde las condiciones de operación son más favorables. También hay diferencia en el diseño del transformador, manufactura, y materiales que podrán resultar de una variación significativa en la vida promedio.

Hasta sin una base estadística de las ratas de falla de curvas de supervivencia para diseños de diferentes transformadores y condiciones de operación vale la pena para ingenieros de Distribución aproximar las curvas y ganar en el interior la economía y aspectos de seguridad en el sistema de grandes grupos del sistema de distribución.

Esta misma clase de información es usada para utilidad financiera y gente en analizar y establecer ratas de reservas de depreciaciones acumuladas para el reemplazo de los equipos.

Las curvas de supervivencias que se revisarán en este capítulo indicarán el porcentaje de aparatos originales que sobreviven en servicio a las edades desde cero hasta un máximo de servicio.

Análisis de cantidades y depreciaciones pueden ser más familiares con datos de supervivencia expresados en dólares.

Un plot de datos estadísticos da de una curva supervivencia como se ilustra en la figura 7.2.

- a.- Capacidad de vida inherente degradada debido a la edad o tiempo de servicio.
- b.- Exceso del uso. Sobrecargas, descargas atmosféricas y fallas.
- c.- Efectos del ambiente no relacionados con el tiempo, catástrofes, tales como, tormentas violentas, accidentes automovilísticos, etc.

FASE 3: PERIODO DE RETIRO

Durante este período el incremento gradual en la falla de la vida madura es excedido por el retiro voluntario de servicio debido a: en la vida madura es excedido por remoción voluntaria debido a:

- a.- Inadecuado
- b.- Obsolescencia
- c.- Término de su necesidad

Cuando estas condiciones actúan sobre cada grupo individualmente, tales como los miles de transformadores de distribución en un sistema de electricidad, ellos no tendrán el mismo número de años de servicio,

Por ejemplo: Los transformadores de distribución que están sometidos a sobrecarga, a cargas atmosféricas y/o cortocircuitos, tendrán una rata más alta de daños, a

El dato en esta figura muestra la experiencia de falla actual de transformadores de distribución en un gran sistema eléctrico. El porcentaje de supervivencia a una edad dada es simplemente la rata o la relación de todas las unidades que sobreviven a esta edad dividido para el tamaño de la muestra original.

El porcentaje del grupo original que falla anualmente como se muestra en la figura 7.2 es la diferencia entre el porcentaje en los puntos medios de los intervalos. Una tercera curva útil es la curva de rata de falla instantánea. Esta curva es simplemente la relación de la curva de frecuencia a la curva de probabilidades de supervivencia en cada edad específica.

COMPARASIONES ECONÓMICAS UTILIZANDO CURVAS DE SUPERVIVENCIA

La pregunta naturalmente llega como que efecto del uso de la alta calidad, de equipos de largo servicio versus la baja calidad y equipos de vida de corto servicio tiene la conducta total y economía de los sistemas de distribución. Se va a mostrar un método para analizar los efectos económicos de los equipos que se están usando con diferentes curvas de vida de servicio.

La situación considerada es aquella que los transformadores de distribución para un sistema en crecimiento para acomodar el incremento anual en número de unidades en servicio reemplazar las unidades que se

van retirando. El análisis considera fallas de la unidad, retiros o reemplazos y la rata de crecimiento del sistema para establecer requerimientos anuales de nuevas unidades y número total de fallas del sistema. Este sistema de crecimiento fue analizado por medio de una computadora digital que usa características de supervivencias separadas del grupo original de transformadores y para aquellos incrementados después de el comienzo del estudio. los mecanismos de la simulación son ampliamente discutidos en el apéndice tres. La aproximación básica es sencilla aunque tediosa debido a que está basada en el examen año por año de un número de unidades requeridos para crecimientos, retiros y reemplazos de fallas.

El análisis económico muestra los efectos del costo presente de los requerimientos de renovaciones futuras o costos de cambios en las características de las fallas de los equipos y políticas de reemplazo.

Dos casos utilizando equipos de corta vida son comparados con un caso base que asume continuos incrementos de unidades las cuales tienen una vida de servicio más largo.

Las dos categorías de costo, esto es los requerimientos de renovación y aquellos debido al mantenimiento de las cargas fijas en la inversión de nuevas unidades, es decir la recuperación de capital, los impuestos y el

seguro y los costos anuales de cambios de las unidades que fallan. Los costos fijos o cargas fijas son calculadas usando una depreciación anual y la rata de costo fijo determinada en la computadora. Esta rata es aplicada en la inversión anual de unidades que se incrementa para el sistema en crecimiento más las unidades necesitadas para reemplazar las unidades en el sistema original o preestudiadas en un periodo.

CAPITULO VIII

COSTOS ORIGINADOS POR FALLAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

8.1 COSTO POR REPOSICION

El costo de reposición se define como el valor actual que se reemplazaría un bien y que cumpla las mismas características.

Este costo es el valor del material, más los valores que demanda el valor de mano de obra y el valor correspondiente a costos indirectos, es decir, es el valor que se reemplazaría un bien hasta su puesta en funcionamiento.

Los costos indirectos son gastos ocasionados por:

- Gastos administrativos
- Almacén
- Utilidades (cuando es concerniente)
- Dirección técnica
- Utilidades
- Imprevistos
- Movilización

Existen varios métodos para el avalúo de bienes en servicios para Empresas Eléctricas y que fueron previamente revisados en la sección 7.3.

Los más utilizados y prácticos para este tipo de avalúo son:

- Costo Unitario
- Costo de Mercado
- Costo original

La razón para que la sustitución sea beneficiosa es que la diferencia del costo anual de las pérdidas durante n años en los cuales puede seguir en servicio el transformador, capitalizado al momento presente sea mayor a la diferencia entre el costo actual del nuevo equipo disminuyendo el precio de venta de la unidad usada, si es que aún lo tiene, es decir si no está depreciado por completo y el valor presente del mismo si se adquiere n años después.

8.2 COSTO TRANSFORMADOR NUEVO

La adquisición de un nuevo transformador involucra:

- 1.- El desembolso necesario para la compra de una nueva unidad.
- 2.- El tiempo que demande la recepción y montaje de esta
- 3.- El tiempo y dinero que demande el retiro de la vieja unidad, en movilización y gastos administrativos.
- 4.- Energía dejada de vender

8.3 COSTO TRANSFORMADOR REPARADO

- 1.- Transporte del transformador al lugar más cercano para su reparación
- 2.- Costo de su reparación
- 3.- Tiempo empleado para su reparación
- 4.- Energía dejada de vender
- 5.- Daño ocasionado al usuario y acción legal que pueda tener por concepto de daños y perjuicios.
- 6.- Transporte del transformador al lugar en donde va a funcionar nuevamente.

8.4 COSTO SOCIAL

- 1.- Servicio asistencial defectuoso y peligroso
- 2.- Robos, asaltos y vandalismo
- 3.- Mal servicio al usuario
- 4.- Destrucción de aparatos eléctricos
- 5.- Limitación de artefactos eléctricos

6.- Pérdida de programas televisivos

7.- Escasa luz origina originan guarida de ladrones

8.5 COSTO PERDIDA DE VENTA DE ENERGIA

En el capítulo II, se vio las tarifas de Emelec a los distintos tipos de usuarios a los que les da servicio. Esto significa los diferentes ingresos que dejara de percibir la E.E.E. por retiro o daño del transformador.

8.6 COSTO DEL PERSONAL

Este costo será muy variado, dependiendo principalmente de las condiciones económicas que esta viviendo un país. Depende mucho de los sueldos que tienen los trabajadores, contrato colectivo, horas de trabajo, distancia de la falla, etc.

Generalmente para cambiar o remover un transformador, se elabora un presupuesto estimativo del trabajo que se va a realizar. Dentro de este presupuesto el supervisor incluirá los gastos por almacenamiento, inspección, transporte, administración, gasto de personal y dirección técnica.

8.6.1 GASTO TRANSPORTE

Todas las mañanas, antes de la jornada de trabajo el camión de la Empresa Eléctrica llena su tanque de combustible donde el jefe de almacén anota el kilometraje de salida para así llevar una estadística de cuantos galones gasta por Km.

Cada carro tiene su cuenta y un record donde indica los sitios visitados y km recorridos.

8.6.2 GASTO ADMINISTRATIVO

El departamento de Distribución tiene un personal netamente de oficina que se encarga de elaborar vales de salidas y entradas de transformadores, records de transformadores removidos; causas y lugar.

Cuando un transformador se quema, un supervisor es el encargado de emitir un informe el lugar de la falla y causa.

También se llena una orden del jefe del Departamento para realizar ese trabajo.

A su vez, cuando el transformador llega a la Empresa, se llena un formulario para entregarlo al almacén y estos a su vez emiten un vale de entrada

del transformador.

De igual manera el personal de taller llena un informe de las condiciones en que se encuentra el transformador.

Todos estos gastos de administración son considerados dentro del presupuesto que se elabora para un cambio de transformador.

8.6.3 GASTO POR PERSONAL

Esto depende de las horas de trabajo que dure el retiro del transformador y la colocación de otro. Generalmente para cambiar e instalar un nuevo transformador se considera $3/8$ de día, es decir 3 horas de duración.

Ahora bien, si la falla es lejana o complicada el tiempo de cambio y reposición puede ser de 4 o más horas.

Otro factor que influye es el número de hombres que se necesita para elaborar el trabajo. Generalmente la cuadrilla esta formada de 4 a 5 hombres, con posibilidad de aumentar el número según cual sea el daño.

8.6.7 MANTENIMIENTO

Prácticamente este rubro no cuenta para hacer el presupuesto de cambio de transformador en caso de falla, puesto que la Empresa Eléctrica no realiza ningún mantenimiento en el lugar donde está instalado el transformador. La Empresa el único mantenimiento que realiza es la ajustar borneras, tratar al aceite y otras cosas pequeñas, pero nunca rebobina si se ha quemado, más bien lo da de baja.

CAPITULO IX

DETECCION Y PREVENCION DE FALLAS EN TRANSFORMADORES

9.1 Señal indicadora de sobrevoltaje

En el capítulo IV habíamos visto los dos tipos de transformadores que ofrecen en el mercado. El CSP o autoprotegido es el transformador que posee la señal indicadora de sobretemperatura.

Esta señal verdaderamente señala la sobrecarga que sufre el transformador en una hora determinada. La señal indicadora queda encendida incluso después que la sobrecarga ha pasado, lo cual va a servir para que el personal de la E.E.E. se de cuenta que ese transformador está sobrecargado y tome las medidas adecuadas para resolver el problema ya sea instalando uno de mayor capacidad o dividiendo circuitos.

Es por esta condición que la Empresa Eléctrica cualquiera que fuere, debería organizar un patrullaje nocturno por todas las calles de la ciudad y observar si estas luces indicadoras están encendidas indicando fecha en que fue observada, para que seguidamente se pase un informe al departamento de distribución y estos se encarguen de hacer lecturas en horas picos para ver la situación real del transformador.

El personal de la E.E.E. tiene el deber de comunicar al departamento de distribución si localizan luces indicadoras encendidas, pero existe el grave problema que estos mismos empleados no comunican esta anomalía puesto que representa más trabajo en el día.

La E.E.E. debería organizar cruzadas radiales para que los abonados o consumidores de diferentes zonas llamen si se presenta un caso similar con el fin de dar mejor servicio e ininterrumpidamente, y lo más importante preservar la vida útil del transformador.

9.2 QUEJAS DE VOLTAJE

Esta es otra alternativa para prevenir fallas en transformadores de distribución. La continua quejas de voltaje deben ser consideradas por la Empresa Eléctrica como mal servicio al usuario con la probabilidad que cause desperfectos y daños en los distintos aparatos de consumo eléctrico.

El principal objetivo es proporcionar económicamente a cada usuario voltaje de acuerdo a las limitaciones de diseño del equipo de utilización.

Hay que recordar que los equipos son diseñados para un voltaje nominal de operación; y a su vez reconocer que

es imposible entregar a cada uno de los usuarios el voltaje exacto requerido, aunque todos tienen los mismos equipos.

Existe lo que se llama voltajes de utilización, que tiene una banda de voltaje (VOLTAGE SPREAD) la cual es inherente a la operación del sistema de distribución.

La banda de voltaje tiene un ancho y una posición respecto al voltaje base que es diferente para cada punto de utilización (CONSUMIDOR).

Para cada sistema eléctrico existe por diseño, un "rango" de operación del voltaje nominal.

Este rango incluye todos los voltajes de operación normal que se consideren satisfactorios para la operación de los equipos.

El rango de operación se divide en tres zonas:

- A.- Zona Favorable
- B.- Zona Tolerable
- C.- Zona Extrema

A.- Zona Favorable

El sistema debe ser diseñado para que la mayoría de los voltajes de operación caigan dentro de esta zona. En esta zona los equipos tienen un funcionamiento completamente satisfactorio.

B.- Zona Tolerable

Es una zona de operación normal, pero no deseable. La operación en esta zona debe ser reducida a pocos usuarios y un corto tiempo. Los equipos muestran no muy buenas características de operación.

C.- Zona Extrema

Operación en esta zona debe ser sólo temporal, como en caso de emergencia, cuando se redistribuye la carga debido a pérdidas de líneas.

Esta zona es de aproximadamente de 2% a 3% arriba y abajo de la zona tolerable.

Todos los transformadores están provistos de un conmutador con taps con regulación de 2 x 2.5% arriba y abajo del valor nominal de alta tensión.

9.3 INCREMENTO DE CARGA

Generalmente el departamento de distribución hace un cálculo de la carga futura que va a alimentar un transformador de distribución.

Pero es necesario también que la Empresa Eléctrica tenga conocimientos de los incrementos de cargas por construcción de nuevas edificaciones o remodelaciones y tener conocimientos de la demanda con que se iniciará dicha obra para así calcular y decidir si el transformador o transformadores actuales están en capacidad de suplir esa nueva carga sin afectar a los demás abonados con interrupciones de sobrecarga.

Existen procedimientos generales para la concesión de servicios a los consumidores. Se ha elaborado un diagrama de flujo, fig.xx, en el cual se muestra de una manera general las dependencias que intervienen en las diferentes etapas que obligatoriamente se cumplen y que es generado por el tipo de servicio requerido.

Para efectos de atención al cliente la Empresa dispone de dos áreas cuyas jurisdicciones son como a continuación se denota:

a) JURISDICCION DE LA SECCION CONTRATOS

Las solicitudes de servicio, sean estas de tipo monofásico bifilar 120 Voltios o monofásico trifilar 120/ 240 Voltios o 208 Voltios, para inmuebles donde ya exista la provisión de servicio por parte de esta Empresa y para demandas no mayores a 10 Kw.

En los casos de solicitudes de servicio en los cuales exista alguna duda respecto a la demanda a ocasionar, inexistencia de líneas, circuitos sobrecargados, calles no delineadas, invasiones, nuevos servicios, remodelación o nuevas construcciones que implique el aumento de medidores, entre otros, originan de una manera obligatoria la emisión de una consulta por parte de la sección contratos.

b) JURISDICCION DE LA GERENCIA COMERCIAL

Las peticiones inherentes a nuevos edificios, pequeña y gran industria, que generalmente requieren servicio para rangos mayores a los 10 Kw, son atendidos directamente por la Gerencia Comercial, es decir no existe limitación de potencia o tensión en la consultas que este departamento se originan. Bien puede tratarse de solicitudes de servicios menores del tipo monofásico bifilar o trifilar o servicios trifásicos a 120/240 voltios o 208 voltios o de servicios especiales para potencias mayores a 440 voltios, 13200 o 69000 voltios.

Al expedirse la solicitud de servicio que el caso requiere, el Departamento Comercial la envía al departamento de Consultas o al departamento de Ingeniería para el trámite correspondiente. En la figura 9.1, se ilustra los procedimientos que cumplen las solicitudes de servicio enviadas ya sea a través de la sección contratos o de la Gerencia Comercial.

Después de todo este proceso de consulta, para el ingeniero de distribución es fácil detectar si un transformador de algún circuito está sobrecargado o que está en capacidad o no de suplir la nueva carga.

Podrá tener decisiones para hacer mejoras en el sector, hacer nuevos circuitos para que no estén

sobrecargadas las unidades.

9.4 Detección de acometidas clandestinas

Un problema social grave de nuestra ciudad son las invasiones indiscriminadas que están sufriendo y que mediante manipuleo político se les otorga toda clase de servicios, sea este eléctrico, agua potable, etc.

En cuanto al servicio eléctrico se trata, ya hemos visto que han creado nuevas tarifas para esta categoría de consumidores que es la de servicio fijo.

Pero muchos nuevos invasores no desean contratar el servicio y cubrir los gastos que este origina fijada por la Empresa, y la solución más cómoda para estos aprovechadores es la de conectar su acometida clandestina para satisfacer sus necesidades eléctricas.

Lo grave del caso es que no pasa con uno, sino que con tres, cuatro e innumerables consumidores, que creen que el transformador es una fuente inagotable de energía eléctrica, y se conectan al secundario sin temor de sobrecargar al transformador y quemarlo, como se puede apreciar en las siguientes fotografías.

Otro problema que pueden originar es que al conectarse su acometida clandestina al secundario, no lo hace una persona con conocimientos y provocan que se originen cortocircuitos, por eso la necesidad de personal que

patrulle zonas marginales para detectar este tipo de acometidas. El problema se presenta cuando personal de la Empresa descubre efectivamente la acometida clandestina y desean desconectarla. Pero moradores de ese sector jurando pacto de protección contra cualquier empleado de la Empresa Eléctrica impiden que se haga efectivo esta desconexión y más aún los sacan corriendo.

La solución quizá, la más efectiva, retirarla con agentes del orden para la protección del personal de la Empresa Eléctrica, que no hace otra cosa que su trabajo.

9.5 Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores

Los transformadores por el hecho de ser máquinas eléctricas sin partes en movimiento, requieren muy poco mantenimiento, pero ciertos tipos de atenciones deben ser realizadas en intervalos definitivos.

A. - PUESTA EN SERVICIO

Aunque los transformadores salen de la fabrica en condiciones de ser conectados a la red es necesario seguir algunas instrucciones, y más si se trata de transformadores que ya han prestado servicio y van a ser conectados nuevamente en un sistema:

- 1.- Asegurarse de que no ha sufrido desperfectos durante el transporte, verificar aisladores de alta y baja y grilletes de bushings.

- 2.- Verificar el nivel de aceite y cerciorarse de que el aceite llegue a un nivel que corresponda al mínimo demarcado para la temperatura ambiente.
- 3.- Si el transformador no ha sido instalado dentro de los 60 días después del despacho, comprobar la rigidez dieléctrica del aceite. Para transformadores de distribución, si esta rigidez es inferior a 30 Kv (para electrodos de 12.5 mm de diámetro y 2.5 mm de separación, a una temperatura ambiente de 25 grados centígrados, se procederá a un secado del transformador y del aceite, preferentemente en cortocircuito.
- 4.- Asegurarse de que la posición del conmutador de tensión, o la conexión de los devanados, corresponde a la tensión de la línea.
- 5.- Verificar la polaridad, cuando se trate de transformadores monofásicos que van a ser conectados en paralelo o van a formar un banco trifásico.
- 6.- Verificar si se trata de transformadores para instalar en postes, que los dispositivos para izarlos y fijarlos (argollas, soportes,

collarines, etc.) se encuentren en buen estado.

- 7.- Asegurarse de que las partes por donde pueda penetrar la humedad o agua, estén bien cerradas o selladas.
- 8.- Asegurarse antes de conectar el transformador, de que todas sus protecciones hayan sido bien seleccionadas y se encuentren listas a operar.

B.- MANTENIMIENTO

- 1.- Se deben efectuar ensayos de la rigidez dieléctrica y formación de sedimentos en el aceite. Estas pruebas se harán mediante muestras tomadas semestralmente.
- 2.- Para transformadores que están sometidos a un servicio intensivo, se recomienda que cada año se filtre el aceite.
- 3.- Síntomas tales como ruidos pocos usuales, niveles altos o bajos de aceite, etc., deben investigarse inmediatamente.
- 4.- Cuando los transformadores estén provistos de termómetros, se debe comprobar su funcionamiento para estar seguros que cualquier aumento de

temperatura de operación bajo carga normal, pueda ser fácilmente observado.

En cuanto a la regularidad de las inspecciones a los transformadores, existen diversos criterios. Algunas Empresas inspeccionan sus transformadores por lo menos una vez al año. Chequean la resistencia a tierra, la corriente circulante y todas las conexiones en esa inspección. Hacen ensayos completos al aceite y en ese caso necesario someten al aceite al proceso de regeneración (centrifugación, filtro-prensa y secado térmico). También efectúan una medida del aislamiento de los devanados y llevan un registro año por año, de los valores obtenidos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como resultado de este estudio se obtuvieron medidas o criterios para prevenir y disminuir fallas en los transformadores de distribución.

Como conclusión podemos anotar que las principales causas que origina el retiro de un transformador es la sobrecarga y cortocircuito en el secundario.

Se pudo comparar que más económico es que un usuario de la zona marginal sea servido por la Empresa Eléctrica gratuitamente, que este venga y se conecte clandestinamente y pueda originar un cortocircuito en el secundario.

El departamento de distribución debería realizar una revisión más detallada sobre nuevas construcciones y ver si el transformador del sector por medio de una prueba de carga está en capacidad de dar servicio al nuevo usuario o es más conveniente retirarlo y poner uno de mayor capacidad.

Así mismo se debería organizar patrullas nocturnas por

diferente sectores de la ciudad para ver si el foco indicador de sobrecarga o sobretemperatura.

Realizar pruebas de carga a esos transformadores para ver que tiempo permanecen sobrecargados y que no les resten vida de servicio, en caso que resulte perjudicial a la vida del transformador proceder su remoción y colocar uno de mayor capacidad.

Otro detalle que hay que anotar es la revisión del transformador antes de su instalación, esto es ver si el nivel de aceite es correcto, que esté en buen estado.

Hacer una revisión por lo menos una vez cada dos años el estado en que se encuentra el aceite.

Exigir a la empresa reconstructora una garantía de por lo menos dos años de perfecto funcionamiento, pues se observó en la estadísticas de fallas que un transformador recién reparado se lo bajaba por no botar corriente, es ahí cuando el personal técnico debe hacer pruebas suficientes que aseguren que el transformador ha sido entregado en buen estado.

Por último que se organicen patrullas para detectar acometidas clandestinas que puedan afectar al buen funcionamiento del transformador, y organizar grupos que don

mantenimiento a los diferentes transformadores que estén instalados en la ciudad.

Estudiar el problema socio-económico que afecta a las zonas marginales sobre el servicio gratuito obligado que tiene que dar la Empresa Eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

An analysis of loss measurements on older distribution transformers (Daniel J. Ward. General Electric Company)

A model for distribution transformer replacement Economics. (Westinghouse).

An economic evaluation of distribution transformers. (General Electric).

Distribution Data Book. (General Electric).

Evaluación de pérdidas en transformadores monofásicos. (INECEL).

Distribution transformers loss evaluation. (Richard E. Stephens, Chairman, Tampa Electric Company).

An economic Analysis of distribution transformer application. (AIEE).

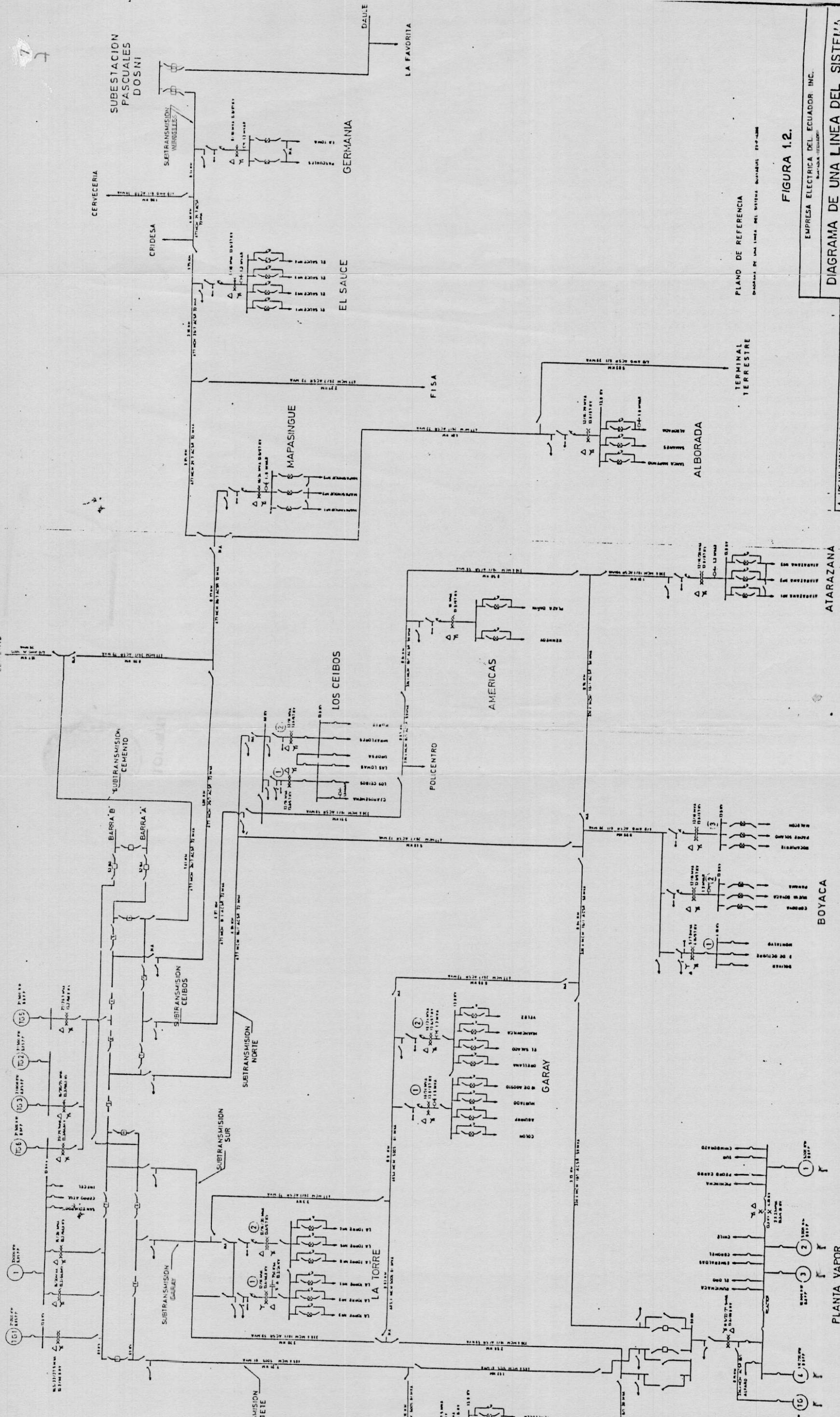
Datos técnicos y Estadísticos. (EMELEC).

Datos Técnicos de transformadores de INATRA.

Guía de carga de transformadores de distribución. (Normas ANSI).

Old Distribution Transformers. (J.O. Sweeny, Distribution Magazine).

CEMENTO



PLANO DE REFERENCIA

FIGURA 1.2.

EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

DIAGRAMA DE UNA LINEA DEL SISTEMA GUAYAQUIL

NO. LINEA	DESCRIPCION	FECHA	REVISOR	PROYECTISTA
1	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
2	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
3	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
4	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
5	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
6	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
7	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
8	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
9	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
10	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
11	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
12	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
13	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
14	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
15	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		
16	ESTACION PASCUALES DOSNI	1958		

ATARAZANA

BOYACA

PLANTA VAPOR



