

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

***DETERMINACION DE LA POTENCIA DE  
TRANSFORMADORES PARA ALIMENTAR  
CARGAS NO LINEALES***

**Tesis Previa a la Obtención del Título de Ingeniero  
Eléctrico en la Especialización de Sistemas Eléctricos  
de Potencia.**

**Juan Carlos Herrera Heredia**

**Junio 1997**

***Dedicatoria :***

***A mi Madre.***

***A mi Hermana.***

***A la Memoria de mi Padre.***

*Ahora descansas espíritu valiente, pero  
tus sueños y enseñanzas aún perduran y  
son un faro que guía mi camino.*

***Agradecimientos :***

***Al Ingeniero Milton Toapanta por su valiosa guía para realizar este trabajo.***

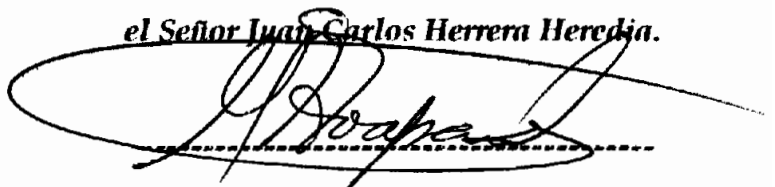
***A mis profesores por los conocimientos recibidos.***

***A todos mis amigos y compañeros que me han impulsado y ayudado a culminar este trabajo. En particular a Adriana por su constante estímulo.***

***Especialmente agradezco a mis Padres , cuyo sacrificio nos ha permitido alcanzar uno de nuestros más grandes anhelos.***

***Certificación :***

***Certifico que el presente Trabajo de Tesis  
ha sido desarrollado en su totalidad por  
el Señor Juan Carlos Herrera Heredia.***

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Milton Toapanta', is written over a horizontal dashed line. The signature is enclosed within a large, hand-drawn oval.

***Ingeniero Milton Toapanta.***

***Director de Tesis.***

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

***DETERMINACION DE LA POTENCIA DE  
TRANSFORMADORES PARA ALIMENTAR  
CARGAS NO LINEALES***

**Tesis Previa a la Obtención del Título de Ingeniero  
Eléctrico en la Especialización de Sistemas Eléctricos  
de Potencia.**

**Juan Carlos Herrera Heredia**

**Junio 1997**

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

***DETERMINACION DE LA POTENCIA DE  
TRANSFORMADORES PARA ALIMENTAR  
CARGAS NO LINEALES***

**Tesis Previa a la Obtención del Título de Ingeniero  
Eléctrico en la Especialización de Sistemas Eléctricos  
de Potencia.**

**Juan Carlos Herrera Heredia**

**Junio 1997**

## INDICE

	<b>PAG.</b>
CAPITULO 1 : INTRODUCCION	1
1.1 GENERALIDADES	1
1.1.1 <i>Historia.</i>	1
1.1.2 <i>Problemas Generados por los Armónicos.</i>	2
1.1.3 <i>Cargas No Lineales en el Ecuador.</i>	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.3 ALCANCE	6
CAPITULO 2 : DEFINICION DE CARGAS NO LINEALES	8
2.1 CARGAS LINEALES Y NO LINEALES. DIFERENCIAS	8
2.1.1 <i>Tipos de Cargas.</i>	8
2.2 REPRESENTACION DE LAS PROPIEDADES NO LINEALES DE LA CARGA.	11
2.2.1 <i>Definiciones Matemáticas y Eléctricas Importantes.</i>	11
2.2.1.1 <i>Función Periódica.</i>	11
2.2.1.2 <i>Funciones de Excitación.</i>	12
2.1.1.3 <i>Series de Fourier.</i>	12
2.1.1.4 <i>Definición de Distorsión.</i>	14
2.1.1.5 <i>Armónicos Característicos.</i>	15
2.1.1.6 <i>Armónicos No Característicos.</i>	15
2.1.1.7 <i>Factor de Potencia de Desplazamiento.</i>	16
2.1.1.8 <i>Factor de Potencia Total.</i>	16



2.2.2 <i>Análisis en Base a Componentes Simétricas.</i>	16
2.2.3 <i>Componentes Simétricas y Cargas No Lineales.</i>	18
2.2.4 <i>Limitaciones del Análisis en Base a Componentes Simétricas Aplicado a Corrientes Armónicas.</i>	20
<b>2.3 TIPIFICACION DE LAS CARGAS NO LINEALES MAS USUALES.</b>	<b>21</b>
2.3.1 <i>Convertidores Estáticos de Potencia.</i>	22
2.3.1.1 <i>Rectificadores.</i>	23
2.3.1.2 <i>Inversores.</i>	33
<i>a) Inversores Monofásicos.</i>	33
<i>b) Inversores Trifásicos.</i>	34
2.3.1.3 <i>Cicloconvertidores.</i>	36
2.3.1.4 <i>Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva.</i>	37
2.3.1.5 <i>Control Electrónico de Fase.</i>	39
2.3.1.6 <i>Fuentes de Potencia en Modo de Conmutación.</i>	40
2.3.1.7 <i>Accionamientos de Modulación por Ancho de Pulso (PWM).</i>	41
2.3.2 <i>Hornos de Arco.</i>	43
2.3.2.1 <i>Hornos de Arco trifásicos.</i>	44
2.3.2.2 <i>Hornos de Arco Monofásicos.</i>	46
2.3.2.3 <i>Generación de Corriente Armónica del Horno de Arco.</i>	46
2.3.3 <i>Soldadoras de Arco Eléctrico.</i>	49
2.3.3.1 <i>Generación de Corriente Armónica en las Soldadoras de Arco.</i>	51
<b>CAPITULO 3 : EFECTO DE LAS CARGAS NO LINEALES EN UN SISTEMA DE POTENCIA.</b>	<b>52</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>52</b>

<b>3.1 ESFUERZOS EN EL AISLAMIENTO DEBIDOS A LOS EFECTOS DEL VOLTAJE.</b>	<b>54</b>
3.1.1 <i>Cuantificación de la Distorsión del Voltaje.</i>	54
3.1.2 <i>Aislamiento y Disrupción.</i>	56
3.1.2.1 <i>Efecto de la Distorsión del Voltaje sobre las Descargas Parciales en Dieléctricos.</i>	56
<b>3.2 ESFUERZOS TERMICOS DEBIDOS AL FLUJO DE CORRIENTE.</b>	<b>62</b>
3.2.1 <i>Cargas R-L.</i>	62
3.2.2 <i>Lámparas de Descarga.</i>	63
3.2.3 <i>Motores.</i>	63
3.2.4 <i>Generadores.</i>	69
3.2.5 <i>Conductores.</i>	74
3.2.6 <i>Capacitores.</i>	77
<b>3.3 OPERACION ANORMAL.</b>	<b>80</b>
3.3.1 <i>Seccionamiento.</i>	80
3.3.2 <i>Fusibles.</i>	81
3.3.3 <i>Artefactos de medida.</i>	81
3.3.4 <i>Convertidores de Potencia y Cargas Electrónicas.</i>	82
3.3.5 <i>Relés de Protección.</i>	82
<b>3.4 RESONANCIA A LA FRECUENCIA DE LAS ARMONICAS.</b>	<b>85</b>
3.4.1 <i>Efecto de la Carga en las Condiciones de Resonancia.</i>	92
<b>3.5 OTROS EFECTOS.</b>	<b>93</b>

<b>CAPITULO 4 : INCIDENCIA DE LAS CARGAS NO LINEALES SOBRE LA VIDA UTIL Y LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR.</b>	<b>95</b>
<b>4.1 PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR.</b>	<b>95</b>
<b>4.1.1 Pérdidas de Carga.</b>	<b>96</b>
<b>4.1.2 Pérdidas en Vacío.</b>	<b>98</b>
<b>4.1.2.a Pérdidas en el Cobre del Primario.</b>	<b>98</b>
<b>4.1.2.b Pérdidas Principales en el Núcleo.</b>	<b>98</b>
<b>4.1.2.c Pérdida por Histéresis (Ph)</b>	<b>99</b>
<b>4.1.2.d Pérdidas por Corrientes Parásitas (<math>P_{ECnucleo}</math>).</b>	<b>99</b>
<b>4.1.2.e Pérdidas Adicionales en Vacío.</b>	<b>100</b>
<b>4.1.3 Pérdidas por Maguetoestricción.</b>	<b>101</b>
<b>4.2 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS EN EL COBRE.</b>	<b>101</b>
<b>4.3 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS POR CORRIENTES DE EDDY.</b>	<b>104</b>
<b>4.4 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS DE DISPERSION.</b>	<b>109</b>
<b>4.4.1 Influencia de la Carga No Lineal Sobre las Pérdidas por Corrientes de Eddy en el Núcleo (<math>P_{ECnucleo}</math>).</b>	<b>110</b>
<b>4.4.2 Influencia de La Carga No Lineal Sobre las Pérdidas por Histéresis (<math>P_H</math>).</b>	<b>113</b>
<b>4.4.3 Pérdidas en el Tanque y Estructura de Sujeción (<math>P_{Ts}</math>).</b>	<b>118</b>
<b>4.5 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL EN LA PERDIDA DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.</b>	<b>122</b>

4.5.1 <i>Clasificación de los Transformadores.</i>	122
4.5.1.1 <i>Transformadores Inmersos en Líquido.</i>	123
4.5.1.2 <i>Transformadores Tipo Seco y Encapsulados en Resina.</i>	125
4.5.1.3 <i>Transformadores Inmersos en Gas.</i>	126
4.5.2 <i>Sistemas de Enfriamiento en los Transformadores.</i>	128
4.5.3 <i>Envejecimiento del Aislamiento y Pérdida de Vida del Transformador.</i>	129
4.5.4 <i>Incidencia de la Carga No Lineal en la Pérdida de Vida de Transformadores Inmersos en Aceite.</i>	131
4.5.5 <i>Incidencia de la Carga No Lineal en la Pérdida de Vida de Transformadores Tipo Seco.</i>	137
4.5.5.1 <i>Análisis Bajo Carga Continua.</i>	139
4.5.5.2 <i>Análisis Bajo Carga Variable.</i>	140
4.6 <b>EFFECTO DE LAS CORRIENTES TRIPLE ARMONICAS EN LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS ESTRELLA - DELTA</b>	142
CAPITULO 5 : DETERMINACION DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR PARA ALIMENTAR CARGAS DE CARACTERISTICA NO LINEAL.	143
5.1 <b>POTENCIA EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR</b>	143
5.2 <b>DETERMINACION DE LA POTENCIA EQUIVALENTE EN FUNCION DE LA DENSIDAD DE PERDIDAS EN LOS BOBINADOS.</b>	146
<i>Ejemplo de Aplicación No. 1</i>	151
5.3 <b>DETERMINACION DE LA POTENCIA EQUIVALENTE EN FUNCION DE LOS DATOS DISPONIBLES DE LAS PERDIDAS TOTALES DE CARGA.</b>	158

<b>5.3.1 Determinación de las Pérdidas por Corrientes de Eddy Nominales Mediante Pruebas de Laboratorio.</b>	<b>161</b>
<b>Ejemplo de Aplicación No.2</b>	<b>165</b>
<b>Ejemplo de Aplicación No.3</b>	<b>168</b>
<b>5.3.2 Algunas Posibilidades de Cálculo de la Potencia Equivalente del Transformador en Función de los Parámetros Disponibles del Transformador.</b>	<b>170</b>
<b>5.3.3 Evaluación Simplificada del Costo de las Pérdidas en el Transformador Debido a Cargas No Lineales.</b>	<b>173</b>
<b>5.3.3.1 Costo del Capital (<math>C_C</math>).</b>	<b>174</b>
<b>5.3.3.2 Costo de las pérdidas en Vacío (<math>C_{pv}</math>).</b>	<b>174</b>
<b>5.3.3.3 Costo de las Pérdidas con Carga (<math>C_{pc}</math>).</b>	<b>175</b>
<b>5.3.3.4 Costo de la Demanda (<math>C_D</math>).</b>	<b>175</b>
<b>Ejemplo de Aplicación No.4</b>	<b>175</b>
<b>5.3.4 Cálculo de la Capacidad Equivalente Conociendo el Contenido Armónico en la Corriente de Varias Cargas No Lineales Conectadas al Transformador.</b>	<b>178</b>
<b>5.4 ANALISIS DE NORMAS DE FABRICACION PARA TRANSFORMADORES SUJETOS A VOLTAJES Y CORRIENTES NO SINUSOIDALES : El factor-K.</b>	<b>179</b>
<b>5.4.1 Definición del factor-K.</b>	<b>181</b>
<b>5.4.2 El factor-K en los Transformadores.</b>	<b>183</b>
<b>5.4.3 Elección del Factor K.</b>	<b>188</b>
<b>5.4.4 Dificultades al Estimar el factor-K.</b>	<b>189</b>

5.4.5 <i>Expansión del factor-K. Análisis con Varias Cargas no Lineales Conectadas al Transformador.</i>	190
<i>Ejemplo de Aplicación No.5</i>	193
5.4.6 <i>Transformadores para Reducción de Armónicos.</i>	196
<b>CAPITULO 6 : SIMULACION MATEMATICA DE APLICACION PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR.</b>	198
<b>6.1 CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA DIGITAL.</b>	199
6.1.1 <i>Ingreso de datos.</i>	199
<b>6.2 REQUERIMIENTOS MINIMOS PARA EL USO DEL PROGRAMA</b>	207
<b>6.3 EJEMPLO DE APLICACION</b>	210
6.3.1 <i>Implementación en NLTRAN del Ejemplo de Aplicación No.1</i>	210
6.3.2 <i>Implementación en NLTRAN del Ejemplo de Aplicación No.2</i>	213
6.3.3 <i>Especificación de un Transformador tipo K.</i>	215
6.3.4 <i>Uso de NLTRAN cuando existen varias cargas. Transformador tipo K.</i>	217
6.3.5 <i>Uso de NLTRAN cuando existen varias cargas. Análisis del Transformador.</i>	219
<b>6.4 ANALISIS DE RESULTADOS.</b>	223
<b>CAPITULO 7 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	229
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	237
<b>ANEXOS</b>	245

***Anexo 1 : NLTRAN : Manual de Usuario.***

***Anexo 2 : Características de algunos tipos de transformadores.***

***Anexo 3 : Listado del Programa.***

# CAPITULO I

## INTRODUCCION

### 1.1 GENERALIDADES

Los armónicos son voltajes y/o corrientes presentes en un sistema eléctrico cuya frecuencia es múltiplo de la fundamental (normalmente 60 Hz). Valores típicos son : la tercera (180 Hz), la quinta (300 Hz), séptima (420 Hz), decimoprimer (660 Hz) y otros.

Por lo tanto se enfrenta a formas de onda de voltaje y/o corriente no sinusoidal.

#### 1.1.1 HISTORIA

Durante mucho tiempo los motores y otras cargas que para su funcionamiento requerían de alguna forma de energía DC podían obtenerla de generadores DC con accionamiento motorizado. El acoplamiento mecánico entre estos dos sistemas permitía el intercambio de energía y al mismo tiempo los aislaba eléctricamente. El principal problema que se presentaba era el gran tamaño físico y el excesivo mantenimiento que requería el sistema.

Con el advenimiento de la electrónica de estado sólido una nueva era en la conversión de energía eléctrica comenzó ya que se hizo posible la construcción de modernos convertidores y accionamientos basados en esta tecnología.

Sin embargo surgieron también nuevos problemas, quizá uno de los principales es el pobre factor de potencia asociado con los rectificadores estáticos; problema que fue corregido añadiendo capacitores en paralelo. Lastimosamente cuando estos bancos de capacitores fueron instalados se crearon problemas de armónicos que involucraban voltajes y corrientes no lineales relacionados con estos capacitores y otros equipos. En la actualidad existen otras cargas que se pueden considerar de característica no lineal.



El amplio uso de cargas constituidas por componentes de estado sólido ha incrementado los niveles de armónicos substancialmente desde hace ya algunos años. Los convertidores de potencia, ya sea rectificadores o inversores, pueden ser considerados como las más importantes fuentes de armónicos en un sistema de potencia.

Entre los equipos que más utilizan esta tecnología se encuentran los accionamientos para motores eléctricos, fotocopiadoras, computadores personales, impresoras láser, fuentes de potencia ininterrumpible (UPS), etc. Los métodos de cogeneración, unidades solares y de viento son otras fuentes serias de armónicos al igual que las lámparas fluorescentes compactas, soldadoras de arco, fundiciones de acero, etc.

### ***1.1.2 PROBLEMAS GENERADOS POR LOS ARMONICOS***

Desde que se comenzó a tomar en cuenta la magnitud de los armónicos generados por la carga se han identificado los siguientes problemas relacionados con estos :

- Fallas en los bancos de capacitores debidos a ruptura dieléctrica o a sobrecarga de potencia reactiva.
- Interferencia con sistemas de control y sistemas de onda portadora que ocasionan operaciones en falso de los mecanismos que trabajan a control remoto tales como protecciones, control de carga y metrología.
- Excesivas pérdidas (y calentamiento) de máquinas de inducción y sincrónicas.
- Sobrevoltajes y excesivas corrientes en el sistema debido a resonancia de los voltajes o corrientes en la red.
- Ruptura dieléctrica de cables aislados resultado de los sobrevoltajes en la red.
- Interferencia inductiva con sistemas de telecomunicaciones.
- Errores en los medidores de energía.
- Señales de interferencia y mal funcionamiento de relés, particularmente en sistemas controlados por estado sólido y microprocesadores.

- Interferencia con controladores de grandes motores y los sistemas de excitación de generadores.
- Oscilaciones mecánicas de máquinas de inducción y sincrónicas.
- Operación inestable de circuitos de disparo basados en la conmutación por detección de cruce por cero.
- Las corrientes armónicas generadas por cargas no lineales no solamente causan calentamiento adicional en los componentes de un sistema de potencia, tales como transformadores y conductores, sino que al mismo tiempo causan distorsiones en el voltaje en virtud de que estas corrientes fluyen por las impedancias de estos equipos.

Todos estos efectos dependen de la fuente que genera los armónicos, de la localización de dicha fuente, factor de coincidencia, factor de utilización del equipo, tipos de conexión y de las facilidades que presente la red para la propagación de tales armónicos.

### ***1.1.3 CARGAS NO LINEALES EN EL ECUADOR***

Algunos criterios de personas entendidas en la materia mencionan que en el Ecuador la cantidad de cargas no lineales todavía no han alcanzado un volumen de importancia para que generen problemas de consideración.

En el presente trabajo se considera que este criterio no es válido por las siguientes razones :

- Una de las principales tareas en cualquier rama de la ingeniería es diseñar y evaluar sistemas basándose en criterios o datos presentes pero también considerando situaciones futuras a las que el sistema estará sometido. Por lo tanto, no considerar la influencia de las cargas no lineales implica ignorar el hecho de que el Ecuador es un país en crecimiento en el que la mayor parte de su tecnología es importada de países tecnológicamente más avanzados que basan su tecnología en electrónica de estado sólido y en artefactos de característica no lineal. De manera que el Ecuador es un país no exento de

problemas causados por cargas no lineales. Problemas que eventualmente irán aumentando en importancia.

- Del informe presentado en el *XIII SEMINARIO DE DISTRIBUCION y V SEMINARIO DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA ELECTRICA. SALINAS Mayo 17 - 18 y 19/95. INFORMACION TECNICA*, " En el Ecuador existen gran cantidad de empresas que fabrican varios tipos de equipos que utilizan elementos electrónicos de potencia, rectificadores, cicloconvertidores, convertidores AC/DC, etc. que inevitablemente originan el apareamiento de voltajes y corrientes distorsionadas ".

El informe también menciona que, de acuerdo al Banco Central del Ecuador, las importaciones realizadas en equipos generadores de armónicos desde el año 1989 son :

EQUIPO	TON. METRICAS	AÑO
Convertidores estáticos	45.53	1989
	136.17	1990
	87.89	1991
Soldadoras eléctricas manuales	111.81	1989
	78.22	1990
	52.72	1991
Hornos industriales de arco	9.88	1989
	20.42	1990
	13.26	1991

**Tabla 1.1 : Equipos generadores de armónicos importados a 1991**

Es importante hacer notar que, según la fuente mencionada, la carga no lineal más importante en el Ecuador son las soldadoras eléctricas. Hasta esa fecha se habían contabilizado 2110 soldadoras eléctricas distribuidas en 362 empresas en todo el país con una capacidad de corriente desde 100 A, la más pequeña, mientras que la más grande es de 24000 A. Debido a los problemas de estiaje presentados en años recientes la importación de UPS con seguridad se ha incrementado. En los últimos años los computadores han llegado a ser una

herramienta básica en toda institución, tanto pública como privada, así como en el hogar. Los niveles de importación de estos artefactos también son elevados.

Como se observa de la información anterior, existe en el país suficiente equipo capaz de generar problemas de corriente y voltaje armónicos en ciertos sectores.

## **1.2 OBJETIVOS**

Los transformadores son el componente de mayor interés cuando se toma en cuenta la influencia de la carga no lineal. El principal efecto de los voltajes no lineales sobre el transformador es la producción extra de pérdidas en el núcleo, lo que ocasiona un deterioro en el aislamiento. Las corrientes no lineales provocan pérdidas extras y mayor calentamiento en los conductores y en partes del transformador concatenadas con el flujo de dispersión tales como tornillos, soportes, tanque, etc.

Este calentamiento reduce la eficiencia y acelera la pérdida de vida del aislamiento debido al calentamiento adicional. Un efecto adicional de la carga armónica sobre los transformadores es la posible oscilación (resonancias a las frecuencias de las armónicas) entre los bobinados y las capacitancias de la línea o cualquier otro capacitor instalado.

Por lo tanto, si se considera la significación económica y la importancia funcional del transformador en un sistema de potencia, es necesario evaluar el impacto de corrientes y voltajes no lineales sobre éste y establecer una metodología de selección de la capacidad de aquel transformador destinado a alimentar cargas no lineales sin pérdida de la esperanza normal de vida.

Ante lo expuesto, el presente trabajo pretende explicar los efectos de las cargas no lineales de características conocidas sobre el transformador y aplicar los resultados anteriores a un modelo matemático para la determinación de la potencia de los transformadores que alimentan este tipo de cargas.

### 1.3 ALCANCE

El presente trabajo servirá de guía para ingenieros, técnicos, departamentos de planificación y diseño de redes eléctricas para determinar la capacidad adecuada de un transformador para alimentar cargas que pudieran tener características no lineales de importancia de manera de garantizar la eficiencia y el periodo de vida útil. También servirá para analizar las características operacionales presentes y futuras de un transformador ya instalado en un ambiente contaminado de armónicos y en base a este análisis tomar las medidas adecuadas para proteger al transformador de efectos dañinos y evitar degradar aún más la vida del transformador.

En base a lo expuesto se han de puntualizar los siguientes parámetros con el propósito de delimitar en forma adecuada el tema :

- Se estudiará las características de las cargas no lineales más usuales en un sistema eléctrico caracterizándolas en función de su contenido armónico.

En el Capítulo 2 se define con claridad a las cargas no lineales estableciéndose la diferencia con las cargas lineales. Se establece una forma matemática de representar las características no lineales de la carga.

En base a esta representación matemática se tipifica a las cargas no lineales más usuales.

- Se determinará los principales efectos que tienen las cargas no lineales en el rendimiento y en la esperanza de vida del transformador que alimenta a dichas cargas.

En el Capítulo 3 se describen los esfuerzos en el aislamiento debido a los esfuerzos del voltaje no lineal, los esfuerzos térmicos debidos al flujo de corriente no lineal, las posibles operaciones anormales y otros efectos que las cargas armónicas producen en los componentes de un Sistema Eléctrico de Potencia.

En el Capítulo 4 se particulariza los efectos de las cargas no lineales sobre el transformador con un análisis de pérdidas en el núcleo, en los bobinados y en las pérdidas de dispersión.

- Se establecerá una metodología de selección de una capacidad equivalente del transformador para alimentar cargas con contenido armónico de importancia disponiendo de valores de las pérdidas en los bobinados provenientes de pruebas de fabricación.

En el Capítulo 5 se detallan los pasos para determinar la capacidad del transformador partiendo de datos obtenidos del fabricante o mediante pruebas de laboratorio. Se analiza también a los transformadores desde el punto de vista del factor K. También se establece una metodología de trabajo con los transformadores tipo K.

- Se implementará un programa digital para aplicación de los resultados obtenidos.

En el Capítulo 6 se utiliza un software digital expresamente elaborado para este trabajo que permite utilizar los criterios matemáticos considerados en los capítulos 2, 4 y 5.

En base a algoritmos se implementa las relaciones matemáticas de estos capítulos y se presenta los resultados en forma de datos, tablas y gráficos que permiten visualizar mejor el comportamiento del transformador.

## CAPITULO 2

### DEFINICION DE CARGAS NO LINEALES

#### *2.1 CARGAS LINEALES Y NO LINEALES. DIFERENCIAS*

En el Capítulo 1 se ha calificado de cargas no lineales a aquellas cargas en las cuales su característica de voltaje y/o corriente no son puramente sinusoidales, es decir que si se descompone en Series de Fourier las ondas de voltaje y/o corriente se encuentra más componentes que la fundamental.

Si bien es cierto este concepto es rigurosamente cierto ahora se profundizará aún más en esta definición y se establecerá parámetros de referencia para establecer de mejor manera qué cargas pueden considerarse como efectivamente no lineales y cuáles no.

#### *2.1.1 TIPOS DE CARGAS*

Los motores de inducción bajo carga, la iluminación incandescente, las cargas de calefacción son lineales por naturaleza. Esto es, la impedancia de cargas es esencialmente constante prescindiendo del voltaje aplicado. Para alimentación alterna, la corriente se incrementa proporcionalmente con el incremento de voltaje y decrece proporcionalmente con la disminución del mismo.

En un circuito puramente resistivo con un factor de potencia unidad la corriente está en fase con el voltaje. En un circuito predominantemente inductivo, con un factor de potencia menor que la unidad, ( típicamente entre 0.8 y 0.95 ) la corriente está en retraso en algún ángulo de fase con el respecto al voltaje. En un circuito predominantemente capacitivo, con un factor de potencia mayor que la unidad, la corriente está en adelanto en algún ángulo de fase con respecto al voltaje.

En cualquiera de estos tres tipos de circuitos (Figura 2.1) la magnitud de la corriente es siempre proporcional a la magnitud del voltaje y además para un

voltaje sinusoidal la corriente también es sinusoidal. Estas son las principales características que definen a las *cargas lineales*.

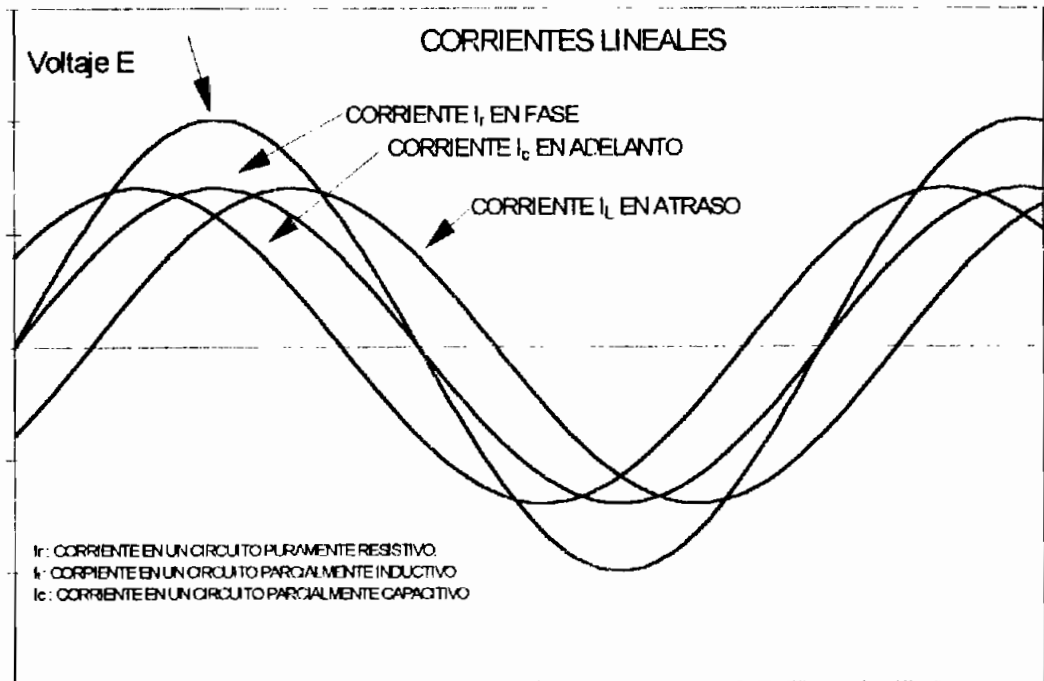


Figura 2.1 : Corrientes y voltajes en un sistema lineal.

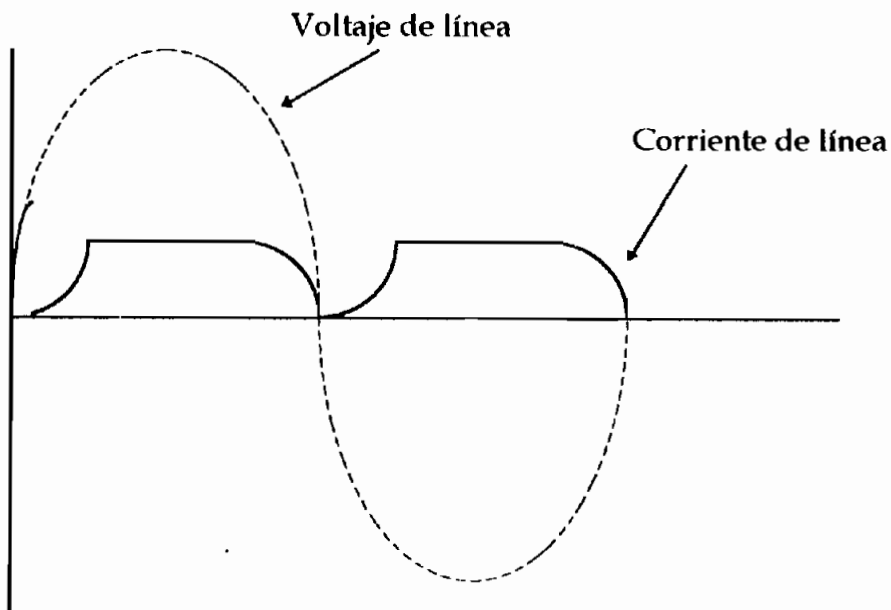
Hasta hace poco todas las cargas fueron lineales y las que no lo eran representaban una porción tan pequeña con respecto al volumen total de carga que no se tomaban en cuenta en los procesos de diseño y operación de los sistemas eléctricos. Entonces, a raíz de la revolución electrónica, aparecieron las cargas electrónicas, tales como computadores, equipos UPS, y los accionamientos de velocidad variable para motores y equipos similares.

Estas cargas electrónicas son en su mayoría no lineales y han alcanzado importancia suficiente como para no tomarlas en cuenta en los sistemas de distribución.

Una *carga no lineal* es una en la cual la corriente de carga no es proporcional al voltaje instantáneo (Figura 2.2). Muchas veces, la corriente de carga no es continua. Puede ser conmutada en solo una parte del ciclo, tal como en un circuito de tiristores; o la corriente puede ser pulsada, como en un circuito



rectificador controlado, un computador , o derivada hacia un UPS. El más grande efecto de las cargas no lineales es el crear considerable distorsión armónica en el sistema. Estas corrientes armónicas causan excesivo calentamiento en el núcleo de hierro magnético de los transformadores y motores. Los armónicos de orden impar se suman en el neutro del sistema y algunas de las corrientes tipo pulso no se cancelan en el neutro, aún cuando las tres fases del sistema estén cuidadosamente balanceadas. El resultado es la sobrecarga en los conductores neutros. También, muchas de estas cargas no lineales tienen un bajo factor de potencia, incrementando el costo de la utilización de la potencia cuando se llega a un factor de potencia penalizado.



**Figura 2.2: Forma de corriente en un sistema no lineal.**

Las corrientes de carga no lineales son no sinusoidales, y aún cuando la fuente de voltaje sea una onda sinusoidal perfecta, las cargas no lineales distorsionarán esta onda de voltaje haciéndola no sinusoidal.

En base a lo expuesto, se pueden rescatar las siguientes diferencias entre cargas lineales y no lineales :

CARGAS LINEALES	CARGAS NO LINEALES
La corriente de carga es completamente proporcional al voltaje.	La corriente de carga no es proporcional al voltaje.
Si el voltaje de alimentación es sinusoidal la corriente también es sinusoidal.	Aún con voltaje de alimentación sinusoidal la corriente puede no ser sinusoidal.
Las ondas de voltaje no se ven afectadas por las ondas de corriente.	Las ondas de voltaje se distorsionan debido a las ondas de corriente.

Tabla 2.1 : Diferencias eléctricas entre cargas lineales y no lineales.

El sobrecalentamiento de los conductores neutros, fallas en los transformadores, mal funcionamiento de los generadores y fundida de motores son algunos efectos de las cargas armónicas aún cuando estas pudieran estar aparentemente dentro del rango de capacidad de los equipos mencionados.

## 2.2 REPRESENTACION DE LAS PROPIEDADES NO LINEALES DE LA CARGA.

Es necesario cuantificar las propiedades no lineales de la carga en términos matemáticos de manera que sea posible utilizar estas características en un modelo más general que permita cumplir con los objetivos planteados. En otras palabras, es necesario tener una base matemática que indique cuán no lineal es una carga en términos numéricos.

### 2.2.1 DEFINICIONES MATEMATICAS Y ELECTRICAS IMPORTANTES

A continuación mencionan algunas definiciones matemáticas y eléctricas que son de utilidad en el presente trabajo :

**2.2.1.1 Función Periódica :** Es una función para la cual  $f(t) = f(t + nT)$ ,  $n = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \pm 4 \dots$ , para todo valor de  $t$  siendo  $T$  un período de tiempo. La constante mínima que satisface esta relación se denomina Período de la función.

**2.2.1.2 Funciones de Excitación :** Las fuentes primarias de energía eléctrica son los generadores de voltaje alterno y los acumuladores o baterías, que proporcionan voltaje continuo. Las expresiones matemáticas que describen al voltaje entregado por las fuentes, en función del tiempo, se denominan *Funciones Elementales de Excitación* y pueden ser representadas de la siguiente manera :

$$\text{Fuentes de alterna : } v ( t ) = V_{\text{máx}} \cdot \text{sen} ( \omega \cdot t + \Psi ) \quad (\text{ec.2.1})$$

$$\text{Fuentes de continua : } v ( t ) = V \quad (\text{ec.2.2})$$

La función sinusoidal está caracterizada por su amplitud (  $V_{\text{máx}}$  ), frecuencia angular (  $\omega = 2\pi \cdot f$  ) y por el ángulo de fase (  $\Psi$  ). El período de la función es  $T$  y su inversa es igual a la frecuencia (  $f = 1/T$  ).

La función de voltaje continuo, llamado también *Función Paso*, tiene un amplitud constante (  $V$  ) y un periodo  $T$  considerado infinito, por lo que su frecuencia es igual a cero.

Las funciones de excitación derivadas de funciones elementales se denominan *Funciones Complejas* o *Distorsionadas* y normalmente son periódicas. Son funciones de excitación obtenidas a partir de las funciones elementales con la ayuda de convertidores de energía eléctrica.

**2.2.1.3 Series de Fourier :** Toda función periódica  $f ( t )$  puede expresarse mediante una Serie de Fourier si cumple con las llamadas Condiciones de Dirichlet que exigen :

- a. La función  $f ( t )$  debe tener un número finito de discontinuidades en un periodo.
- b. La función  $f ( t )$  debe tener un número finito de máximos y mínimos en un período.
- c. La integral del valor absoluto de  $f ( t )$  en un período es finita, es decir :

$$\int_0^T |f(t)|.dt = \text{finita} < \infty \quad (\text{ec.2.3})$$

d. Una función  $f(t)$  que satisface las condiciones *a.* y *b.*, se denomina *continua por tramos*, en el intervalo finito  $0 < t < T$ .

La Serie de Fourier contiene un término constante y un número infinito de términos seno y coseno cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

*Toda función periódica compleja, que cumpla con las condiciones de Dirichlet, puede ser representada por una Serie de Fourier :*

$$f(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [A_n \cos(n.w.t) + B_n \cdot \text{sen}(n.w.t)] \quad (\text{ecs. 2.4})$$

$$f(t) = A_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [C_n \cdot \text{sen}(n.w.t + \Psi_n)]$$

Donde los coeficientes están dados por :

$$A_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t).dt = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(wt).d(wt)$$

$$A_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t). \cos(n.w.t).dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(wt). \cos(n.w.t)d(wt)$$

$$B_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t). \text{sen}(n.w.t).dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(wt). \text{sen}(n.w.t)d(wt) \quad (\text{ecs. 2.5})$$

$$C_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2}$$

$$\Psi_n = \tan^{-1} \left( \frac{A_n}{B_n} \right)$$

Mientras mayor sea la cantidad de términos de la Serie de Fourier infinita los considerados en la composición, mayor será la aproximación del resultado a la función compleja original.

El término  $A_0$  corresponde a la magnitud de la componente de frecuencia cero o *Componente Continua*.

El sumatorio agrupa a las funciones sinusoidales de amplitud  $C_n$ , frecuencia angular  $n\omega$  y ángulo de fase  $\Psi_n$ , conocidas con el nombre de *Componente Alterna*. Aquella correspondiente a  $n = 1$  es la *Componente Fundamental* y las otras las *Componentes Armónicas* de orden  $n$ .

La expresión (2.4) define el *Espectro de Frecuencias* de la función  $f(t)$ .

*De acuerdo a lo expuesto, las propiedades no lineales de la carga se pueden representar satisfactoriamente mediante la descomposición de sus ondas distorsionadas o complejas de voltaje y/o corriente en Series de Fourier.*

**2.2.1.4 Definición de Distorsión :** Es muy común cuando se trata con magnitudes eléctricas, especialmente de corriente, cuyas formas de onda han sido descompuestas en series de Fourier trabajar en función de la denominada ***Distorsión Armónica Total (DAT)*** que está definida como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las magnitudes de los componentes armónicos de la función dividida para la magnitud de la componente fundamental. La componente fundamental es la frecuencia de interés y se asume como la mayor componente. En sistemas de potencia la frecuencia fundamental es la frecuencia del sistema de potencia.

Entonces :

$$DAT = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f} \quad (\text{ec. 2.6})$$

donde  $I_h$  es la magnitud de cada componente armónica.

$h$  es el número de armónico, 2, 3, 4, etc.

$I_f$  es la magnitud de la componente fundamental ( $h=1$ ).

La relación entre la magnitud de las componentes armónicas y el DAT es no lineal y magnitudes de DAT mayores al 100 % son posibles.

Haciendo uso de la definición de DAT se puede establecer, incluso de manera intuitiva, cuán distorsionada está una forma de onda de voltaje o corriente. En sistemas de potencia con un porcentaje significativo de cargas no lineales se presentan altos valores de DAT.

Cuando se trabaja con sistemas de potencia es de interés conocer la magnitud de la componente fundamental y/o los componentes de distorsión.

Generalmente se conoce el valor eficaz (RMS) de la onda y la DAT. Utilizando la definición de DAT es conveniente separar el valor total RMS en sus componentes fundamental y de distorsión armónica :

$$\text{Componentes Armónicas} = \sqrt{\sum I_h^2} = \text{DAT} * I_{\text{RMS}} * \sqrt{\frac{1}{1 + \text{DAT}^2}} \quad (\text{ec. 2.7})$$

$$\text{Componente Fundamental} = \sqrt{I_{\text{RMS}}^2 - \sum I_h^2} \quad (\text{ec. 2.8})$$

**2.2.1.5 Armónicos Característicos :** Son aquellos armónicos producidos por un equipo conversor semiconductor en el transcurso de su operación normal.

**2.2.1.6 Armónicos no Característicos :** son aquellos armónicos que se producen en un equipo conversor semiconductor en el transcurso de una operación anormal. Estos pueden ser el resultado de frecuencias oscilantes; una demodulación de los armónicos característicos y la fundamental; un desbalance en el sistema alterno de potencia; ángulos de retardo asimétricos (en los convertidores estáticos, el ángulo de retardo es el tiempo, o medida angular, en el que se atrasa el punto de conmutación por control de la fase); o por la operación de un cicloconversor.

**2.2.1.7 Factor de Potencia de Desplazamiento :** El componente de desplazamiento del factor de potencia es la relación entre la potencia activa de la componente fundamental, en vatios, a la potencia aparente de la componente fundamental, en voltamperios (incluyendo la corriente de excitación del transformador que alimenta al sistema convertidor).

**2.2.1.8 Factor de Potencia Total :** Es la relación entre la potencia total de entrada, en vatios, a los voltamperios totales de entrada al convertidor.

Esta definición incluye el efecto de los componentes armónicos en la corriente y voltaje (distorsión armónica), el efecto del desplazamiento de fase entre la corriente y el voltaje y la corriente de excitación de los transformadores. Los voltamperios son el producto de los valores eficaces (rms) de la corriente y el voltaje.

El factor de potencia se determina en los terminales de alterna (AC) del convertidor.

## **2.2.2 ANALISIS EN BASE A COMPONENTES SIMETRICAS**

Las corrientes en un sistema de distribución trifásico con neutro puesto a tierra están desfasadas entre sí 120 grados eléctricos, son iguales en magnitud, se suman vectorialmente y se cancelan en el conductor neutro puesto a tierra. Por tanto no circula corriente por el neutro.

Las componentes simétricas son un método de resolver sistemas con fasores desbalanceados mediante el uso de conjuntos de fasores balanceados tal que su suma vectorial proporciona el conjunto original de fasores desbalanceados. De acuerdo al Teorema de Fortescue, los fasores desbalanceados de un sistema trifásico pueden ser analizados mediante tres sistemas de fasores balanceados : los componentes de *secuencia positiva*, *secuencia negativa* y *secuencia cero*.

1) Los componentes de *secuencia positiva* consisten en entres fasores que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales, con igual magnitud y desplazados unos de otros por 120 grados eléctricos. Si asume una

secuencia de fases A-B-C para los fasores originales, los componentes de corriente de secuencia positiva pueden ser representados por

$$I_{a+} \angle 0A \quad I_{b+} \angle 120A \quad I_{c+} \angle 240A$$

2) Los componentes de *secuencia negativa* consisten en tres fasores que tienen secuencia de fase opuesta a los fasores originales, con igual magnitud y desplazados unos de otros por 120 grados eléctricos. Los componentes de corriente de secuencia negativa pueden ser representados por :

$$I_{a-} \angle 0A \quad I_{b-} \angle 240A \quad I_{c-} \angle 120A$$

3) Los componentes de *secuencia cero* son todos iguales en magnitud y están en fase. Estos componentes existen en todas las fases o de hecho no existen en ninguna, no existen componentes de corriente de secuencia cero monofásicos.

Los componentes de corriente de secuencia cero pueden ser representados por :

$$I_{a0} \angle 0A \quad I_{b0} \angle 0A \quad I_{c0} \angle 0A$$

Estos componentes pueden ser sumados vectorialmente para representar cualquier sistema de corrientes desbalanceadas representando el sistema original como :

$$I_A = I_{a0} \angle 0A + I_{a+} \angle 0A + I_{a-} \angle 0A \quad (\text{ec. 2.9})$$

$$I_B = I_{b0} \angle 0A + I_{b+} \angle 120A + I_{b-} \angle 240A \quad \text{ec. 2.10}$$

$$I_C = I_{c0} \angle 0A + I_{c+} \angle 240A + I_{c-} \angle 120A \quad (\text{ec. 2.11})$$

En un sistema trifásico balanceado, con una carga conectada en delta, las corrientes de secuencia positiva y negativa viajan a lo largo de los conductores de fase hacia la fuente. Estas corrientes son atenuadas por la impedancia del circuito de distribución. Las corrientes de secuencia cero no poseen un camino monofásico para fluir y por lo tanto no lo hacen.



En un sistema trifásico balanceado con el neutro conectado a tierra y con una carga conectada en estrella, las corrientes de secuencia positiva y negativa, todas de igual magnitud y desfasadas 120 grados eléctricos, se suman vectorialmente y se cancelan en cualquier punto común de conexión, tal como el conductor neutro común o el neutro de la barra. Esta situación se muestra a continuación :

$$I_{a+} \angle 0A + I_{b+} \angle 120A + I_{c+} \angle 240A = 0 \text{ A} \quad (\text{ec. 2.12})$$

$$I_{a-} \angle 0A + I_{b-} \angle 240A + I_{c-} \angle 120A = 0 \text{ A} \quad (\text{ec. 2.13})$$

Las corrientes de secuencia cero, sin embargo, iguales en magnitud y en fase, se suman en el neutro común como se muestra a continuación :

$$I_{a0} \angle 0A + I_{b0} \angle 0A + I_{c0} \angle 0A = 3(I_{a0} \angle 0A) \quad (\text{ec. 2.14})$$

Las corrientes de secuencia cero fluyen por el conductor del neutro y provoca algunos problemas en el sistema de distribución incluyendo una posible sobrecarga del conductor del neutro, alta caída de voltaje entre el neutro y tierra y la circulación de corriente en los bobinados delta de los transformadores delta - estrella de los transformadores de distribución.

### 2.2.3 COMPONENTES SIMÉTRICAS Y CARGAS NO LINEALES

Las cargas balanceadas en los sistemas de distribución generalmente no se modelan bajo condiciones de falla. Debido a los armónicos generados por cargas no lineales estas se comportan como una falla sostenida como se demuestra si se aplica el análisis en base a componentes simétricas visto anteriormente a las corrientes generadas por dichas cargas.

La característica armónica exhibida por los sistemas de potencia armónicos es la que se muestra en la Tabla 2.2 :

Armónico	Fase A (A)	Fase B (A)	Fase C (A)	Secuencia
1	$I_A \angle 0$	$I_B \angle 120$	$I_C \angle 240$	Positiva
3	$I_{3A} \angle 0$	$I_{3B} \angle 0$	$I_{3C} \angle 0$	Cero
5	$I_{5A} \angle 0$	$I_{5B} \angle 240$	$I_{5C} \angle 120$	Negativa
7	$I_{7A} \angle 0$	$I_{7B} \angle 120$	$I_{7C} \angle 240$	Positiva
9	$I_{9A} \angle 0$	$I_{9B} \angle 0$	$I_{9C} \angle 0$	Cero
11	$I_{11A} \angle 0$	$I_{11B} \angle 240$	$I_{11C} \angle 120$	Negativa
13	$I_{13A} \angle 0$	$I_{13B} \angle 120$	$I_{13C} \angle 240$	Positiva
15	$I_{15A} \angle 0$	$I_{15B} \angle 0$	$I_{15C} \angle 0$	Cero
17	$I_{17A} \angle 0$	$I_{17B} \angle 240$	$I_{17C} \angle 120$	Negativa

**Tabla 2.2 : Relación entre los Armónicos y las Componentes Simétricas.**

En este modelo se ve claramente que la 1era, 7ma, 13era, etc. corrientes armónicas se comportan como corrientes de secuencia positiva, mientras que la 5ta, 11era, 17ma, etc. corrientes armónicas se comportan como corrientes de secuencia negativa y que la 3era, 9na , 15ta, etc. corrientes armónicas, conocidas como las *triple armónicas*, se comportan como corrientes de secuencia cero.

Por lo tanto, en un circuito trifásico balanceado con la carga conectada en delta, las corrientes de secuencia cero o *triple armónicas* no existen mientras que las corrientes de secuencia positiva y negativa fluyen por los conductores de fase hacia la fuente.

En un circuito trifásico balanceado, con el neutro puesto a tierra y con una carga conectada en estrella, las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa se cancelan en los puntos de conexión común. Las corrientes de secuencia cero triple armónicas están en fase a esas frecuencias y todas se suman algebraicamente en el conductor neutro secundario inducen *corrientes de falla a tierra* en los bobinados primarios de los transformadores de distribución conectados en configuración delta - estrella.

#### **2.2.4 LIMITACIONES DEL ANALISIS EN BASE A COMPONENTES SIMÉTRICAS APLICADO A CORRIENTES ARMÓNICAS.**

Se debe notar que las relaciones entre análisis en base a componentes simétricas y las corrientes armónicas es estrictamente empírico. Las soluciones encontradas usando el análisis en base a componentes simétricas están basadas en la premisa de que fasores desbalanceados pueden ser resueltos descomponiéndolos en conjuntos de fasores balanceados. Las soluciones son obtenidas trabajando con cada conjunto de fasores por separado. Usando el principio de superposición se suman estos componentes vectorialmente para obtener el conjunto original de fasores desbalanceados.

Desafortunadamente, el análisis fasorial implica aceptar el hecho de que el análisis en base a componentes simétricas no puede ser aplicado a un sistema de múltiples frecuencias.

El análisis fasorial es un modelo matemático usado para analizar sistemas de una sola frecuencia. Más aún, la definición de componentes de secuencia cero indica que éstos deben existir en todas las fases o de hecho no existir en ninguna. Las corrientes triple armónicas son generadas por cargas monofásicas no lineales independientemente de cualquier otra carga. El hecho de que las corrientes triple armónicas fluyan en una fase no necesariamente implica que estén fluyendo en todas las fases.

La aplicación del análisis en base a componentes simétricas a los sistemas de potencia armónicos debe entenderse como una herramienta para entender el comportamiento de las corrientes armónicas de carga. Mediante la aplicación empírica del análisis en base a componentes simétricas los efectos de la distorsión armónica de la corriente sobre los equipos de un sistema de distribución pueden ser entendidos fácilmente.

### **2.3 TIPIFICACION DE LAS CARGAS NO LINEALES MAS USUALES**

Con el propósito de determinar el efecto de una carga no lineal se debe determinar primero, con la máxima precisión, el espectro de corrientes armónicas inyectadas a la red. Se debe conocer las amplitudes y en algunas ocasiones el ángulo de fase de tales componentes.

Entre los componentes de un sistema de potencia se han identificado aquellos que son fuentes de distorsión armónica :

#### **1) Cargas no lineales**

- a) Convertidores estáticos de potencia**
- b) Hornos de arco.**
- c) Soldadoras de arco eléctrico.**
- d) Cicloconvertidores.**

#### **2) Fuentes con desbalance de fase**

- a) Cargas monofásicas lineales.**
- b) Transformadores en delta abierto.**
- c) Tendido de conductores en configuración no transpuesta.**
- d) Fusibles de capacitor de operación por soplado.**

#### **3) Corrientes de excitación**

- a) Condiciones normales.**
- b) Condiciones de sobreexcitación.**
- c) Ferroresonancia.**

#### **4) Resonancias**

- a) Shunt.**
- b) Serie.**

#### **5) Otras fuentes**

- a) Maniobras de interrupción.**
- b) Iluminación.**
- c) Fallas.**
- d) Energía DC en circuitos AC.**

El objetivo que ahora compete es determinar el espectro de la corriente armónica de las *cargas no lineales* más representativas. Se pretende encontrar expresiones para evaluar la magnitud de las corrientes armónicas. Esta información se puede obtener si se conocen las características de operación de los artefactos que inyectan corrientes armónicas en la red.

### 2.3.1 CONVERSORES ESTATICOS DE POTENCIA

Los conversores estáticos de potencia, por definición, cambian una forma de energía en otra forma de energía. Este cambio está acompañado de conmutaciones periódicas entre los circuitos conductores del conversor. Los conmutadores usados en estos tipos de conversores son diodos (SCRs) o tiristores (GTOs). Generalmente se efectúan combinaciones de conmutadores positivos y negativos con el propósito de conectar una fuente AC a una carga DC.

El voltaje unidireccional resultante casi siempre consiste de los picos de las ondas sinusoidales de entrada al arreglo conversor, con cada pico desplazado ciertos grados eléctricos de acuerdo al número de pulsos del conversor.

El circuito de carga DC y la carga dc por si misma contienen cierto valor de inductancia que ayudan a " suavizar " la corriente en el lado de la carga.

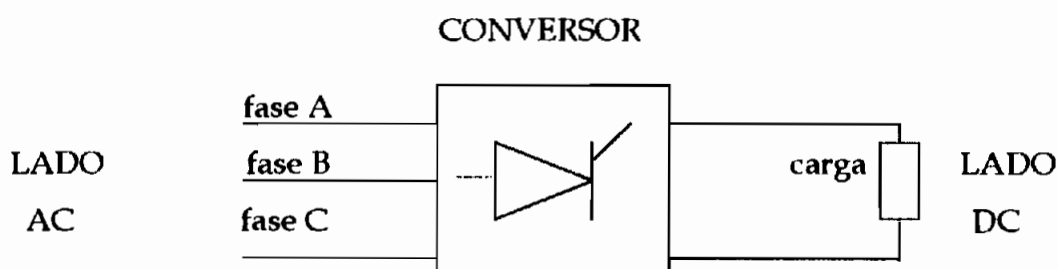
Debido a que no se puede almacenar energía en los elementos del conversor, el balance de energía que entra con respecto a la que se utiliza requiere que se generen armónicos en la energía o potencia de entrada y , por tanto, corrientes armónicas que fluyen a través de las líneas de alimentación.

Los conversores estáticos de potencia se manifiestan en distintas formas en función de las diversas aplicaciones : Rectificadores, inversores, cicloconvertidores, ya sea monofásicos, trifásicos, tipo puente, de 6 o 12 pulsos, etc.; todos estos con una característica en común : ser no lineales. Requieren corriente del sistema de característica no lineal. Todos, sin embargo, están

gobernados por las mismas leyes básicas que permiten analizar los efectos de su no linealidad.

### 2.3.1.1 RECTIFICADORES

Los conversores estáticos, en general, generan corrientes y voltajes armónicos tanto en el lado DC, es decir en el lado de la carga de los conversores, y en el lado AC, es decir en el lado de alimentación a dichos conversores. Esta situación se puede entender mejor si se analiza el siguiente gráfico (Figura 2.3) :



**Figura 2.3 : Esquemmatización simplificada de la conexión de un convertidor.**

Es en el lado AC donde se ubican las fuentes de alimentación a los conversores. Aquí puede encontrarse un transformador que alimenta al convertidor y a otras cargas, que pueden ser o no otras cargas no lineales. Entonces, para el transformador, el convertidor es una carga y lo que interesa conocer es el contenido armónico de la corriente de carga que se refleja en el lado AC y más concretamente el contenido armónico de la corriente por las fases A, B o C.

La Figura 2.4.a muestra una alimentación trifásica suministrando energía a un sistema rectificador tipo puente. La Figura 2.4.b enseña la forma de corriente ideal en el lado de alterna, AC (ignorando los efectos de la inductancia en el circuito de alterna). Esta forma está basada en la suposición de que la corriente en el lado de continua (DC) no posee rizado (carga inductiva) y que la corriente DC se transfiere de una fase a otra en el instante en el que el voltaje de la fase que entra excede al voltaje de la fase que sale (en el transcurso del tiempo).

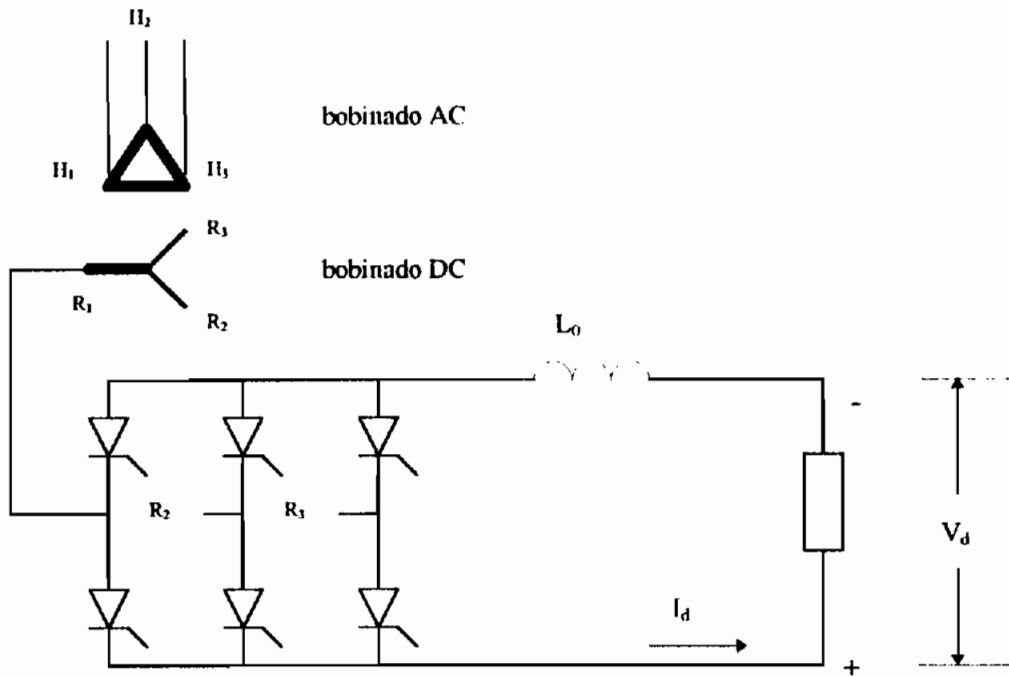


Figura 2.4.a

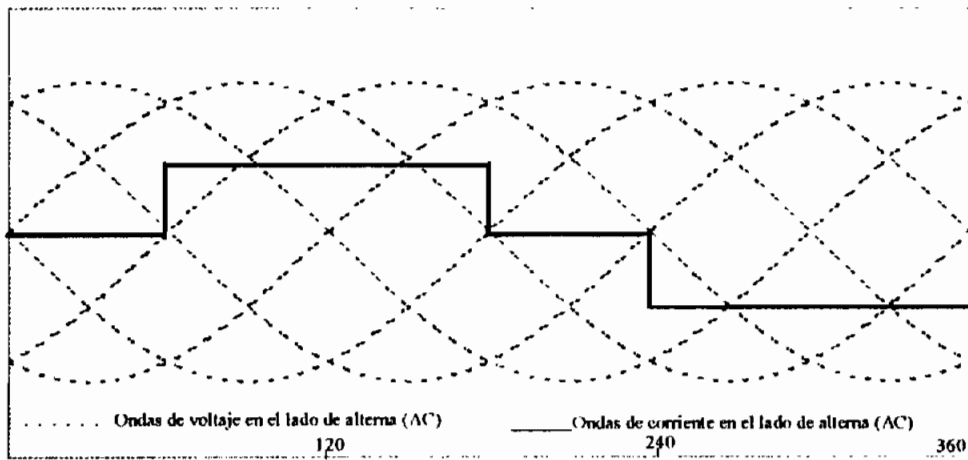


Figura 2.4.b

Figura 2.4 : Conversor de 6 pulsos y formas de onda de voltaje y corriente en el lado de alterna.

Un conversor de  $p$  pulsos genera armónicos característicos en la corriente en el lado AC del orden :

$$h = p.n \pm 1, \text{ donde } n = 1, 2, 3, 4, 5, \dots \dots \dots \quad (\text{ec. 2.15})$$

así mismo, la magnitud de tales corrientes armónicas es inversamente proporcional al número de armónico para ondas cuadradas ideales :

$$I_h = \frac{I_1}{h}, \text{ donde } I_1 \text{ es la magnitud de la corriente fundamental. (ec. 2.16)}$$

mientras que en el lado DC genera armónicos característicos del orden  $h = p.n$

El número de pulsos en un convertidor es el número de conmutaciones no simultáneas por ciclo del voltaje alterno de entrada. El orden de un armónico es el número de veces que su frecuencia es múltiplo de la fundamental, es decir, aquella que corresponde a la red de alimentación. En nuestro caso tal frecuencia es 60 Hz.

El término " armónicos característicos " define a todos aquellos armónicos descritos por la ecuación (ec. 2.15) mientras que los " armónicos no característicos " son aquellos de otros órdenes.

Una corriente rectangular de corrientes como la que se presenta en la figura 2.4.b implica cero inductancia o inductancia infinita en el circuito AC que alimenta al rectificador. En este caso, el voltaje no se deforma. Cuando está presente una inductancia de valor finito, la corriente no se transfiere de una fase a otra instantáneamente, en lugar de eso hay un período de traslape (o conmutación) durante el cual dos elementos están conduciendo. Durante el traslape se produce un cortocircuito transitorio entre los dos elementos que están conduciendo. Este cortocircuito se interrumpe debido a la corriente inversa en el elemento que está en el periodo de salida de conducción.

Previo a cualquier análisis es necesario hacer las siguientes consideraciones :

- Los voltajes de alimentación en el lado AC son balanceados, sinusoidales y de secuencia positiva, por lo tanto no tienen armónicos, excepto el primero (componente fundamental).



- La corriente en el lado DC es absolutamente constante, sin rizado, como consecuencia de una reactancia infinita.
- Las inductancias de conmutación son iguales en las tres fases.
- El ángulo de traslape de los tiristores es el mismo para cada conmutación.
- Las corrientes en el lado AC tienen la misma forma para todas las fases pero están desplazadas en un ángulo de  $120^\circ$  de la fundamental, en un sistema trifásico, y en general un ángulo de  $(360^\circ / \#fases)$ .
- Como resultado de lo anterior y del hecho de que la diferencia de fase del  $h^{\text{ésimo}}$  armónico es  $h$  veces el ángulo de la componente fundamental, los armónicos en el lado AC tienen las siguientes secuencias de fase (Tabla 2.3) :

Secuencia	Ordenes (h)
Cero ( 0 )	0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, ....., 3.n
Positiva( 1 )	1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, 22, 25, ....., 3.n + 1
Negativa( 2 )	2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23, 26, ....., 3.n - 1

**Tabla. 2.3 : Armónicos en función de la secuencia de fase.**

- Los armónicos no característicos de orden  $3.n$  ( triple armónicos) no pueden existir.

Los convertidores de mayor utilización para aplicaciones industriales son aquellos de 6 o 12 pulsos. El valor eficaz (rms) de cada armónico característico de corriente puede ser calculado con la relación<sup>(25,48)</sup> :

$$I_h = \frac{\sqrt{3} \cdot V \cdot F(u, \alpha)}{\pi \cdot \omega \cdot L \cdot h} , \quad \circ \quad (ec.2.17)$$

$$I_h = \frac{\sqrt{6} \cdot I_d \cdot F(u, \alpha)}{\pi \cdot h [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + u)]} \quad (ec. 2.18)$$

donde el significado de los símbolos puede ser entendido mejor si se analiza el gráfico (Figura 2.5) :

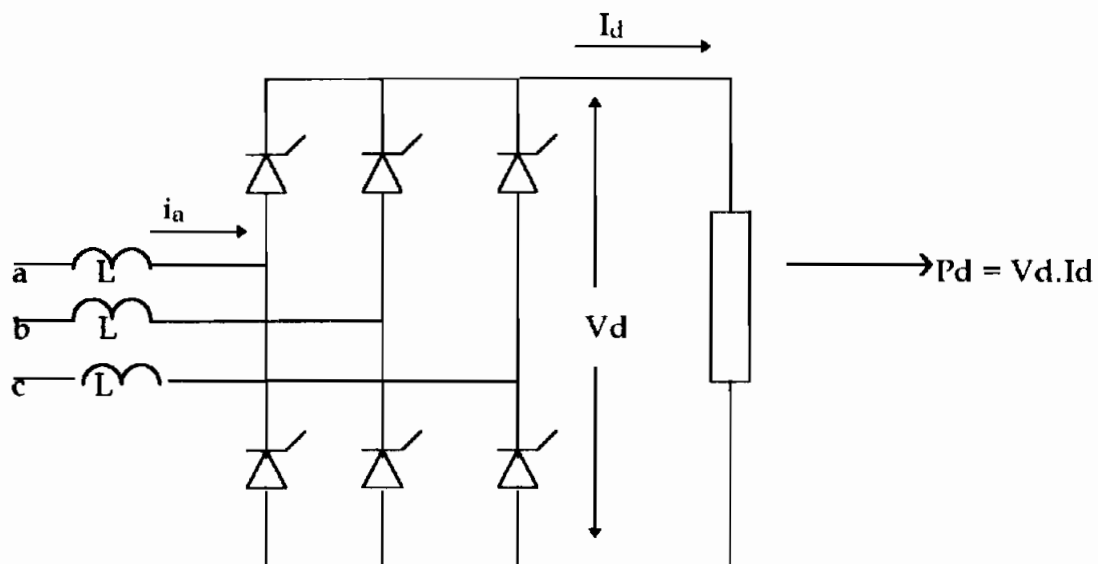


Figura 2.5.a

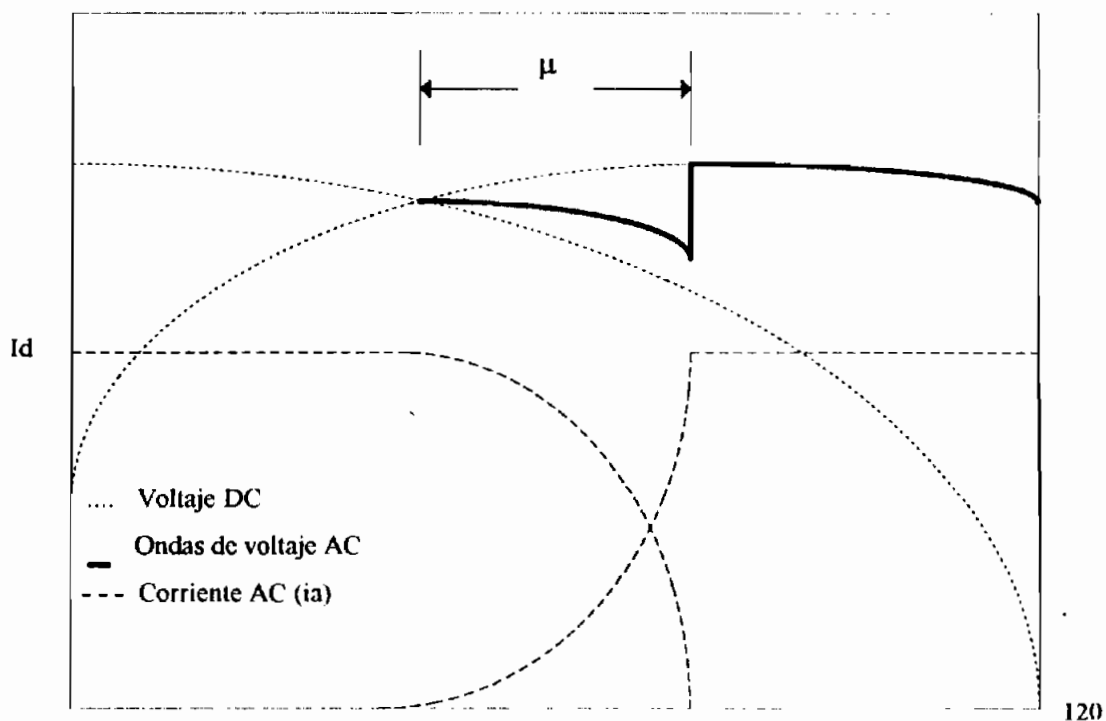


Figura 2.5.b

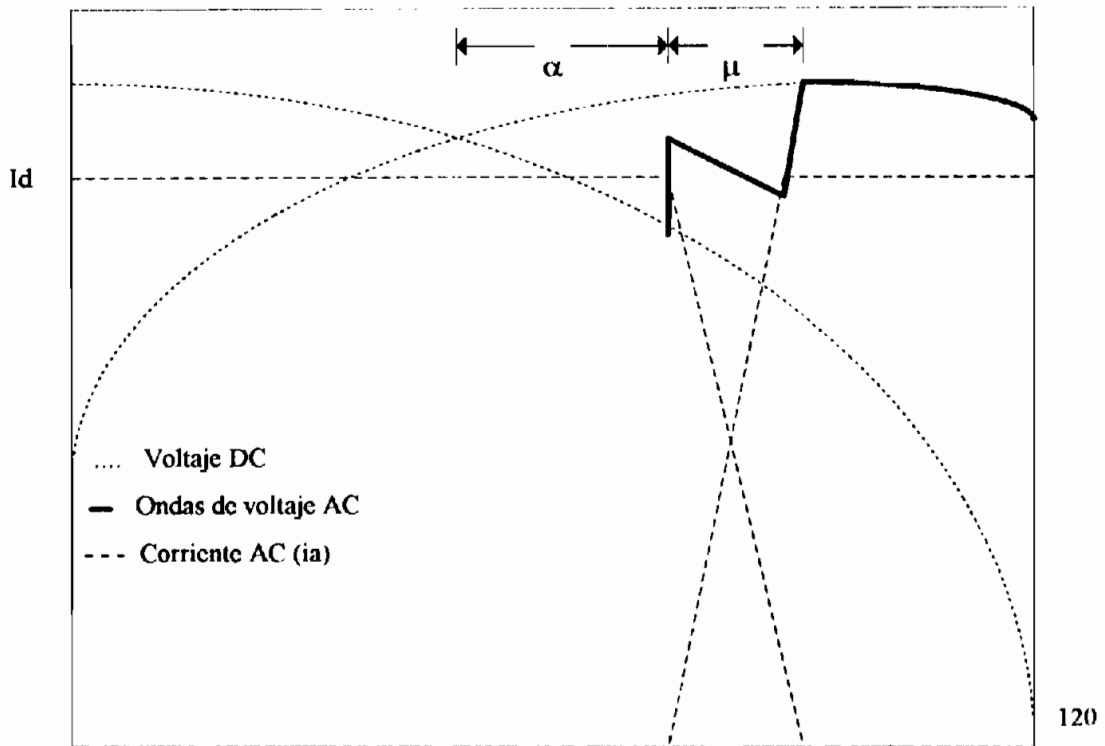


Figura 2.5.c

Figura 2.5 : Conmutación en un convertidor de 6 pulsos para dos ángulos de disparo.

La figura 2.5.a muestra el circuito equivalente de un convertidor de 6 pulsos, en la figura 2.5.b se analiza el comportamiento de la conmutación para el rectificador cuando el ángulo de disparo  $\alpha=0$  (como pudiera ser el caso de un rectificador no controlado) y en la figura 2.5.c se hace el mismo análisis para un ángulo de disparo distinto de cero (como habitualmente sucede en un rectificador controlado).

$V$  es el voltaje línea-línea en el lado AC del convertidor.

$\omega L$  es la reactancia equivalente de cortocircuito.

$F(u, \alpha)$  es el ángulo de traslape

$I_d$  es la corriente dc (componente medio).

$$F(u, \alpha) = \left[ S_1^2 + S_2^2 - 2S_1S_2 \cos(2\alpha + u) \right]^{1/2} \quad (\text{ec. 2.19})$$

$$S_1 = \frac{\sin\left(\frac{(h+1)u}{2}\right)}{h+1} \quad S_2 = \frac{\sin\left(\frac{(h-1)u}{2}\right)}{h-1} \quad (\text{ecs.2.20})$$

$u$  es el ángulo de conmutación o de traslape (es el intervalo, expresado en unidades del ángulo eléctrico en el cual dos trayectos de arco son recorridos simultáneamente por la corriente), gobernado por la siguiente ecuación de conmutación:

$$\cos(\alpha) - \cos(\alpha + u) = \frac{\sqrt{2} \cdot I_d \cdot \omega L}{V} \quad (\text{ec. 2.21})$$

donde  $\alpha$  es el ángulo de disparo.

La condición en la que se generan más armónicos es aquella en la que el ángulo de disparo  $\alpha$  es igual a cero y la potencia de salida es máxima. El voltaje de salida será :

$$V_d = \frac{3V(1 + \cos(u))}{\sqrt{2} \cdot \pi} = \frac{P}{I_d} \quad (\text{ec. 2.22})$$

Substituyendo (ec. 2.22) en (ec. 2.21) se obtiene :

$$\cos(u) = \left[ 1 - \frac{2 \cdot \pi \cdot \omega L \cdot P}{3V^2} \right]^{1/2} \quad (\text{ec. 2.23})$$

La última expresión es muy conveniente para evaluar las corrientes armónicas como función de la potencia del convertidor P. Si  $\alpha$  es igual a cero se obtiene:

$$I_h = \frac{2.P.F(u,0)}{h(1 - \cos^2(u)).V.\sqrt{3}} \quad (\text{ec. 2.24})$$

La última expresión puede ser escrita en por unidad si se considera que :

$$S = \sqrt{3}.V.I$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}.V}$$

Haciendo la relación  $I_h / I_B$  se obtiene :

$$I_{hpu} = \frac{2.P.F(u,0)}{S_B(1 - \cos^2(u)).h} \quad (\text{ec. 2.25})$$

La expresión anterior es válida para encontrar el módulo de las componentes armónicas de la corriente cuando al ángulo de disparo es igual a cero. Este caso se presenta en todos aquellos rectificadores trifásicos no controlados de  $p$  pulsos.

El caso más general, cuando el ángulo de disparo es diferente de cero, se presenta en todos aquellos rectificadores trifásicos controlados y la ecuación que se aplica a estos casos es la (ec. 2.18).

Si bien es cierto que los diferentes espectros de frecuencia expuestos fueron derivados en base de algunas consideraciones expuestas al inicio del párrafo podría pensarse que la más cuestionable es aquella de suponer la no presencia de rizado en la corriente DC del convertidor, esto implica un reactor de inductancia infinita. Sin embargo, en la realidad, una inductancia práctica no sobrepasa 1 H de magnitud, de manera que la precisión es aceptable.

El otro extremo se presenta cuando se considera una reactancia cero. En la siguiente tabla (Tabla 2.4) se compara las magnitudes de los armónicos bajo la condición de reactancia infinita y reactancia cero para un rectificador de 6 pulsos con cero reactancia de conmutación y carga resistiva. Se observa

diferencias muy pequeñas. Los resultados para una inductancia de valor práctico estarían en el rango intermedio.

Orden del armónico	Magnitud de la corriente armónica		Diferencia (%)
	$L_d = 0$	$L_d = \infty$	
1	+1.000	+1.000	0
5	-0.226	-0.200	+13
7	-0.113	-0.143	-21
11	+0.091	+0.091	0
13	+0.065	+0.077	-16
17	-0.0567	-0.0588	-4
19	-0.0454	-0.0526	-14
23	+0.0412	+0.0435	-5
25	+0.0349	+0.0400	-13

**Tabla 2.4 : Espectros armónicos en un convertidor de 6 pulsos bajo condición de reactancia infinita y reactancia cero en el lado de la carga.**

**DEFORMACION DEL VOLTAJE :** La deformación en la onda de voltaje es causada por la acción de conmutación en el rectificador (Figura 2.5). La forma de onda de corriente es el resultado de esta deformación. Tradicionalmente, la forma de onda de la corriente ha sido la base para cualquier análisis de armónicos y la deformación en el voltaje se calcula de la relación  $I_x Z$  para cada armónico. La magnitud de la deformación en el voltaje en puntos cercanos a la fuente de potencia es proporcional a la impedancia del sistema en ese punto. El ancho de la deformación corresponde al ángulo de conmutación<sup>(48)</sup> :

$$\mu = \cos^{-1} \left[ \cos(\alpha) - (X_s + X_t) I_d \right] - \alpha \quad (\text{ec. 2.26})$$

donde :  $X_s$  es la reactancia del sistema en p.u. en la base del convertidor.

$X_t$  es la reactancia del transformador en p.u. en la base del convertidor.

$I_d$  es la corriente DC en por unidad en la base del convertidor

**MULTIPLICACION DE FASES** : Los niveles de armónicos pueden ser reducidos mediante la multiplicación de fases del convertidor. Si  $m$  secciones constituidas por rectificadores de seis pulsos tienen :

- Transformadores de alimentación de las mismas relaciones de transformación.
- Transformadores con impedancias idénticas.
- Sus fases están desplazadas exactamente  $60/m$  grados una de otra.
- Están controladas exactamente por el mismo ángulo de disparo, y
- Toman la misma porción de corriente DC de carga,

entonces los únicos armónicos presentes serán los armónicos característicos, definidos por la relación (Ecuación 2.15).

Sin embargo, nunca dos rectificadores son idénticos en todos los aspectos. Por lo tanto, en la práctica, los armónicos no característicos están siempre presentes en la medida en que los requisitos antes mencionados no se cumplan.

Por ejemplo, dos rectificadores de 6 pulsos desplazados  $30^\circ$  trabajando unidos forman un rectificador de 12 pulsos cuyo menor armónico será en  $11^{\text{er}}$  , mientras que tres rectificadores desplazados  $20^\circ$  resultan en un rectificador de 18 pulsos cuyo menor armónico generado será el  $17^{\text{mo}}$  , finalmente, cuatro rectificadores desplazados  $15^\circ$  producen un rectificador de 24 pulsos con el  $23^{\text{er}}$  armónico como el menor producido.

Sin embargo, cargas tales como inversores ya sea de frecuencia constante ó ajustable y sistemas para controlar el deslizamiento en los motores de rotor bobinado tienen fuentes de corriente DC independientes del sistema rectificador. Estas corrientes DC, con su respectivo rizado, algunas veces entran en sincronismo con el sistema rectificador y otras no. Los armónicos en el lado de alterna (AC) debidos a este tipo de carga no pueden ser reducidos por la multiplicación de fases. Es más, tales cargas pueden producir armónicos fraccionarios en el circuito de alterna (AC).

### 2.3.1.2 *INVERSORES*

A esta categoría pertenecen los *INVERSORES* usados para convertir energía DC en AC . Aplicaciones comunes para estos convertidores podrían encontrarse en células fotovoltaicas en conjunción con cargadores de baterías convencionales. La cada vez creciente demanda en el uso de fuentes de energía renovables ha traído como resultado el uso de variadas topologías circuitales para acondicionar la energía. Los inversores se usan cada vez con más frecuencia para este propósito.

Los *inversores* se encuentran disponibles en configuración monofásica y trifásica y su salida puede ser una senoide pura con un factor de potencia muy cercano a la unidad o, por el contrario, puede contener armónicos característicos y no característicos con factores de potencia tan bajos que puede causar inaceptables niveles en la calidad de la energía a tal punto que se llegue a causar interferencia con otros circuitos de control.

Estos *inversores* pueden actuar como fuentes de corriente ligadas a la red eléctrica ó como fuentes de voltaje unidas al sistema eléctrico a través de una impedancia en serie, generalmente una inductancia, para limitar la corriente entre el inversor y la red.

Los *inversores* se clasifican en :

- 1.- Conmutados por Línea.
- 2.- De Modulación por Ancho de Pulso (PWM auto conmutados).
- 3.- De Auto - Conmutación por Enlace de Alta frecuencia.
- 4.- De Auto - Conmutación por Control de la Amplificación del Pulso de Transferencia.

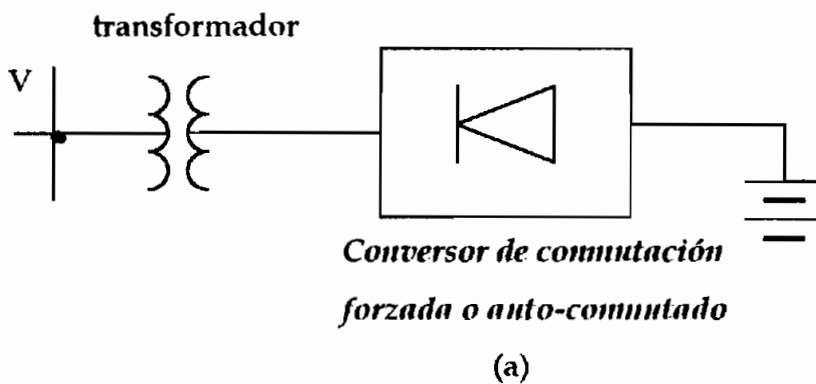
***INVERSORES MONOFASICOS*** : Los inversores monofásicos para generación dispersa generalmente se encuentran en potencias nominales menores a los 10 kW y rara vez causan problemas a la red siempre y cuando se hallen en pequeñas cantidades. Pero si el número se incrementa en demasía sobre un

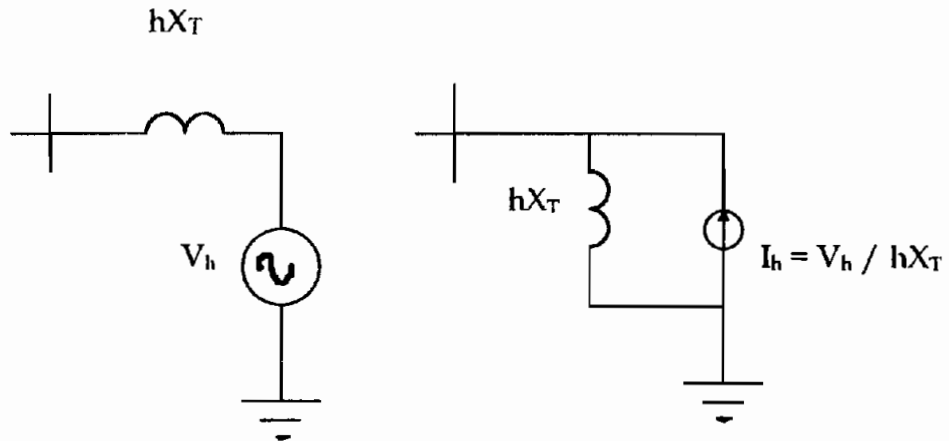


mismo alimentador inevitablemente habrán problemas por el exceso de armónicos.

**INVERSORES TRIFASICOS** : Los inversores trifásicos para generación dispersa se encuentran típicamente en potencias desde los 10 kW hasta 1 MW e incluso mayores. Por lo general suelen causar inaceptables formas de onda de salida si éstas poseen altos niveles de armónicos. Así como en los inversores monofásicos, los trifásicos pueden ser conmutados por línea o auto - conmutados (algunas veces llamados de conmutación forzada). También, como en los inversores monofásicos, en los trifásicos los armónicos de salida dependen de un sinnúmero de variables : el propio medio ambiente armónico del sistema eléctrico donde se encuentra el inversor, voltajes de línea desbalanceados, separaciones de fases no uniformes, altos o bajos niveles de voltaje, altos o bajos niveles de impedancia en las líneas y algunas variables más.

Una forma aproximada para determinar los armónicos de corriente inyectados se ilustra a continuación (Figura 2.6) :





(b)

Figura 2.6 : Circuito equivalente de un inversor.

En el esquema anterior se muestra esquemáticamente el convertidor (Figura 2.6a) y el circuito equivalente para el  $h^{\text{ésimo}}$  armónico (Figura 2.6.b).

Debe conocerse el funcionamiento específico del modo de operación del convertidor. Es necesario conocer el espectro de voltajes generados por el convertidor así como la manera en la cual el voltaje de control se obtiene. La magnitud de los armónicos no está necesariamente asociada con la potencia máxima.

Como una primera aproximación, se puede considerar la siguiente relación<sup>(25,48)</sup>:

$$V_h = \frac{0.1V}{\sqrt{3}} \quad (\text{ec. 2.27})$$

La cual podría conducir a:

$$I_h = \frac{10S_T}{\sqrt{3} \cdot V_h (X_T \%)} \quad (\text{ec. 2.28})$$

donde  $X_T\%$  es la reactancia en cortocircuito del transformador asociado al inversor en porcentaje de su propia base,  $S_T$  (MVA).

por tanto :

$$I_{h^{pm}} = \frac{10.S_T}{H.S_B.(X_T\%)} \quad (\text{ec. 2.29})$$

### 2.3.1.3 CICLOCONVERSORES

Los cicloconvertidores o convertidores AC - AC convierten energía de una fuente  $m$  - fásica de una frecuencia dada para alimentar a una carga que requiere una fuente  $n$  - fásica de otra frecuencia diferente.

Los cicloconvertidores tienen un amplio espectro de aplicación como por ejemplo en hilanderías y en los accionamientos lineales para motores compensadores de potencia reactiva. Se han llegado a utilizar cicloconvertidores en molinos de fábricas de cemento con una potencia de 8 MVA. Se utilizan también en la industria minera.

La corriente armónica inyectada por los cicloconvertidores a la red tiene un único tipo de espectro. Las expresiones para obtener las corrientes armónicas que genera un cicloconvertidor son extremadamente complejas y tienen que ver con las relaciones de frecuencia a las cuales trabaja el convertidor. A diferencia de los rectificadores de  $p$  pulsos que generan corrientes armónicas con el espectro definido por la ecuación (ec. 2.15), los cicloconvertidores generan frecuencias armónicas características definidas por la relación<sup>(19)</sup> :

$$f_h = (p.m \pm 1).f \pm 6.n.f_0 \quad (\text{ec. 2.30})$$

donde  $n = 0, 1, 2, 3, 4, \dots$

$m = 1, 2, 3, 4, \dots$

$f_h$  son las frecuencias armónicas inyectadas en el sistema A.C.

$f_0$  es la frecuencia de salida del convertidor.

$f$  es la frecuencia fundamental.

Debido a desbalances en la carga y a asimetrías entre los voltajes de fase y el ángulo de disparo, se presentan frecuencias armónicas no características de orden :

$$f_h = (p.m \pm 1).f \pm 2.n.f_0 \quad (\text{ec. 2.31})$$

Puesto que la frecuencia de salida varía también cambia el espectro armónico de la corriente, por tanto, los filtros armónicos son inefectivos.

El tratamiento práctico del problema todavía no ha sido abordado con profundidad en la literatura.

#### **2.3.1.4 COMPENSADORES ESTATICOS DE POTENCIA REACTIVA.**

Los reactores de control por tiristor (TCR, *thyristor-controlled reactor*) suelen usarse como un compensador estático en conexión shunt en sistemas de distribución y en otras aplicaciones para mantener los niveles de voltaje, reducir el *flicker*, mejorar el factor de potencia, corregir los desbalances de fase y mejorar la estabilidad en los sistemas de potencia.

En la Figura 2.7 se muestra la conexión típica de un TCR en un sistema de potencia.

La corriente del reactor, la cual contiene únicamente una pequeña componente en fase debido a las pérdidas de potencia, se atrasa al voltaje alrededor de 90°.

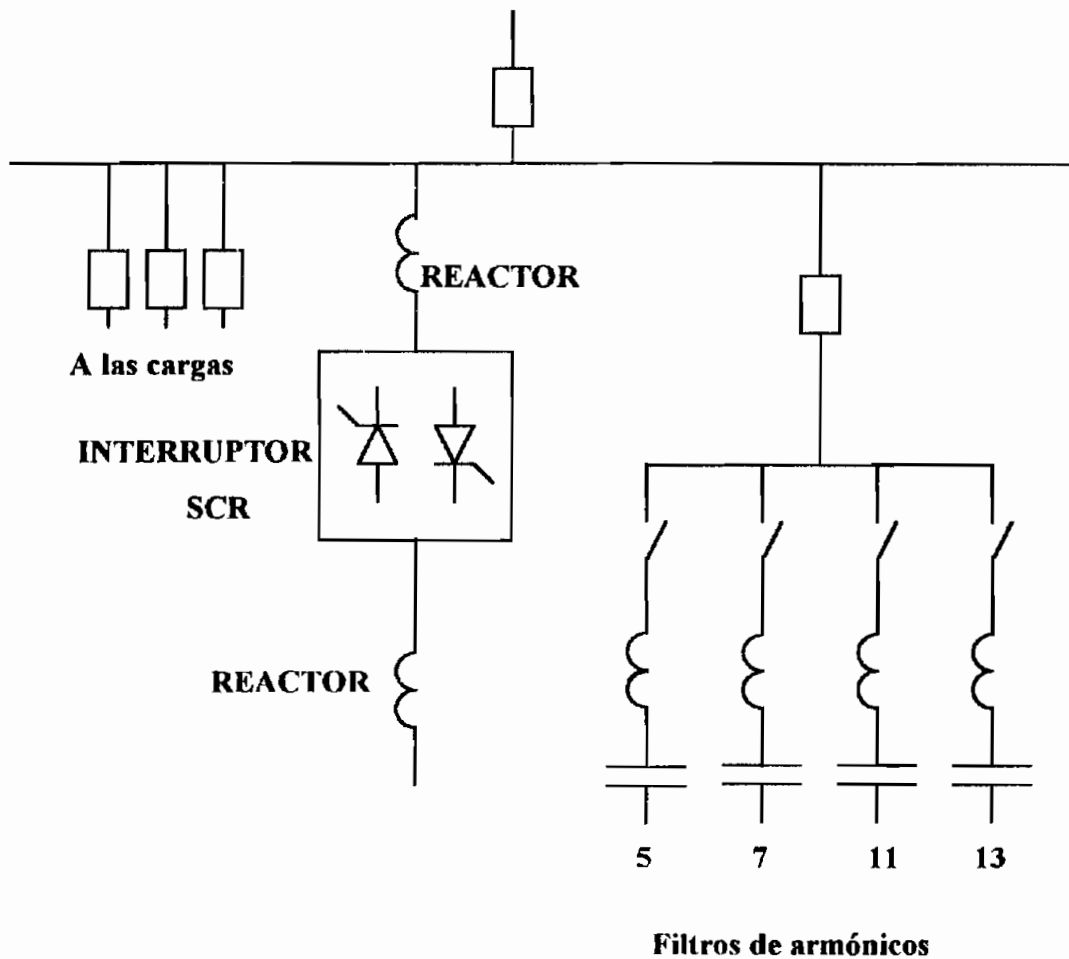


Figura 2.7 : Conexión típica de un TCR

La corriente de conducción plena es sinusoidal, sin embargo, el retardo de compuerta de los tiristores no únicamente reduce la magnitud de la corriente sino que altera su forma de onda. Las corrientes armónicas producidas por la conducción parcial serán de orden impar si el ángulo de disparo es balanceado para ambos tiristores. El valor eficaz (rms) de las componentes armónicas está dado por<sup>(48)</sup> :

$$I_h = \frac{4 V}{\pi X} \left[ \frac{\text{sen}(h+1)}{2(h+1)} \alpha + \frac{\text{sen}(h-1)}{2(h-1)} \alpha \right] \cos(\alpha) \frac{\text{sen}(h\alpha)}{h} \quad (\text{ec. 2.32})$$

donde  $h = 3, 5, 7, \dots$

$V$  es el voltaje fundamental línea - línea.

$X$  es la reactancia inductiva total de los reactores en cada fase.

$\alpha$  es el ángulo de disparo.

La Tabla 2.5<sup>(3)</sup> muestra las amplitudes máximas de los armónicos hasta el vigésimo quinto. Hay que notar que el valor máximo no ocurre al mismo ángulo de retardo. Asumiendo condiciones balanceadas los valores, expresados en porcentaje de la componente fundamental en conducción plena, son los mismos por fase para la corriente de línea. Los valores entre paréntesis son los triple armónicos que estarán presentes en las corrientes de fase pero no en las corrientes de línea, si las condiciones son balanceadas. Sin embargo, en un horno de arco típico, o en un sistema con soldadoras de arco, donde las condiciones de desbalance prevalecen especialmente durante los periodos de arco activo, algunas componentes triple armónicas pueden aparecer en las corrientes de línea como fasores que se suman a los armónicos propios de la línea.

Orden del Armónico	Magnitud	Orden del Armónico	Magnitud	Orden del Armónico	Magnitud
1	100	11	1.05	21	(0.29)
3	(13.78)	13	0.75	23	0.24
5	5.05	15	(0.57)	25	0.2
7	2.59	17	0.44		
9	(1.57)	19	0.35		

Tabla 2.5 : Amplitudes Máximas de las Corrientes Armónicas en los TCR.

### 2.3.1.5 CONTROL ELECTRONICO DE FASE

El control del flujo de potencia a las cargas mediante el control de fase por tiristores crea corrientes armónicas. Los TCR, analizados en el párrafo anterior, son simplemente un caso especial de control electrónico donde el factor de

potencia es esencialmente cero. Las cargas tipo calefacción, las cuales poseen casi un 100% de factor de potencia de desplazamiento, algunas veces son controladas por control de fase mediante tiristores. La forma de onda resultante no llega a ser la correspondiente a un 0% de factor de potencia pero si presenta armónicos impares.

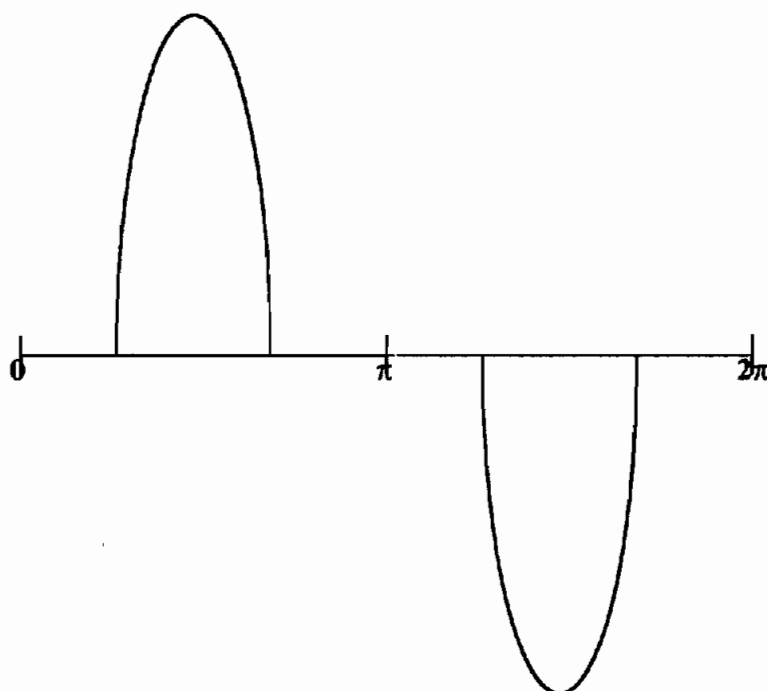
Excepto por la aplicación en los TCR, las cargas usualmente no son ni inductancias puras ni resistencias puras. Para el caso general en que las cargas poseen factores de potencia entre el 0% y el 100% los valores de las corrientes armónicas estarán entre los valores correspondientes a estos dos casos extremos.

### 2.3.1.6 FUENTES DE POTENCIA EN MODO DE CONMUTACION

El equipo electrónico más reciente utiliza fuentes de potencia en modo de conmutación (*Switch Mode Power Supplies*) para proveerse de voltaje. Esta es una fuente económica de voltaje que no se ve afectada por cambios menores en el voltaje del sistema de potencia. Se alimenta a un capacitor que supe de voltaje a la circuitería electrónica. Puesto que la carga, vista desde el sistema de potencia, es un capacitor, la corriente en el sistema de alimentación es discontinua. Esto es, la corriente fluye únicamente en parte del ciclo. La Figura 2.8 muestra la forma de onda de corriente. El espectro de corriente armónica de la onda se muestra en la Tabla 2.6

Armónico	Magnitud	Armónico	Magnitud
1	1.000	9	0.157
3	0.810	11	0.024
5	0.606	13	0.063
7	0.370	15	0.079

**Tabla 2.6 : Espectro Armónico Típico de una Fuente de Potencia en Modo de Conmutación**



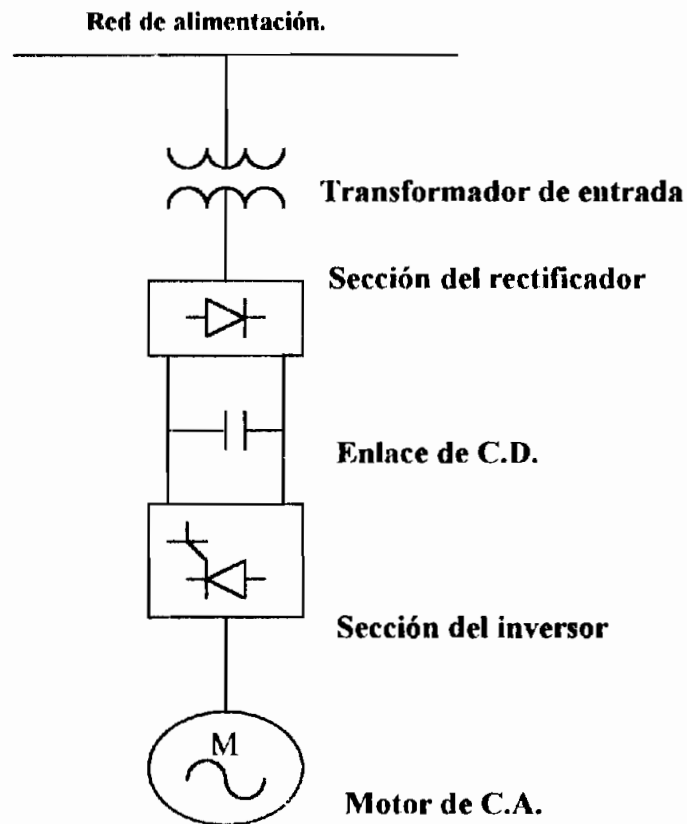
**Figura 2.8 : Onda de Corriente en una Fuente de Potencia en Modo de Conmutación.**

### **2.3.1.7 ACCIONAMIENTOS DE MODULACION POR ANCHO DE PULSO (PWM).**

Con la llegada de los tiristores GTO de alta potencia, se puede encontrar accionamientos PWM para potencias de hasta 10 000 Hp. Los convertidores para este tipo de accionamientos se pueden obtener en las configuraciones de fuente de voltaje (Figura 2.9) o en la de fuente de corriente.

En particular, el accionamiento con fuente de voltaje da lugar a varios beneficios. La sección del rectificador, con diodo no controlado, rinde un alto factor de potencia del lado de la línea (cerca de la unidad). También se reduce la distorsión detectada por la red eléctrica, ya que los diodos siempre tienen un ángulo efectivo de disparo de cero. La salida de la fuente de voltaje PWM del inversor produce una corriente cercana a la senoidal.



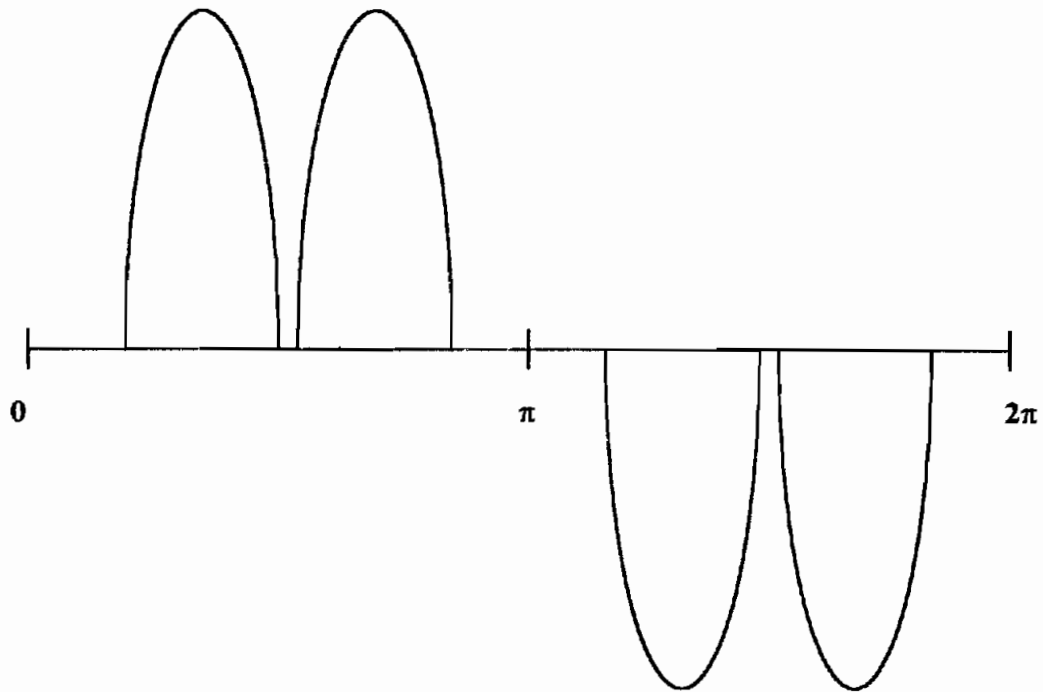


**Figura 2.9 : Accionamiento de Inversor PWM de Fuente de Voltaje.**

Una aplicación única de los accionamientos PWM de fuente de voltaje es su empleo en sistemas de accionamiento en secciones coordinadas. En virtud de que el voltaje en el enlace de C.D se mantiene en un valor constante, se pueden conectar varias secciones a la misma sección rectificador/enlace de C.D. Esto puede conducir a ahorros significativos en dinero y en espacio.

Este accionamiento es diferente de la mayoría de convertidores estáticos de potencia debido a que posee la etapa rectificadora a diodos, lo que le proporciona un alto factor de potencia de desplazamiento, pero en contraparte posee un gran capacitor en la sección de enlace para regular el voltaje en la red de D.C. Como resultado, a cargas ligeras (entre el 30 y 50%) la corriente únicamente fluye cuando la salida de voltaje de los diodos rectificadores está por sobre el voltaje del capacitor. A cargas ligeras, la corriente en el circuito de alterna, es decir en el lado de la línea, es discontinua.

La Figura 2.10 muestra esta forma de onda. La forma es similar a la de una *fuerza de Potencia en Modo de Conmutación* excepto que ésta es una corriente trifásica con un alto contenido de quinta armónica. Conforme la carga del accionamiento se incrementa la corriente se va haciendo continua.



**Figura 2.10 : Forma de Onda de Corriente para un Accionamiento PWM de Seis Pulsos Bajo Carga Ligera (Corriente Discontinua).**

### 2.3.2 HORNOS DE ARCO

Los dos tipos de hornos de arco de uso común son el horno trifásico y el horno monofásico.

El horno trifásico se utiliza en la producción de aceros aleados mientras que el monofásico se utiliza para la fabricación de piezas fundidas no ferrosas. Se utilizan ambos tipos de hornos para la fabricación de piezas fundidas en hierro gris de alta calidad. Sin embargo, se prefiere el uso de hornos de inducción de gran tamaño de los tipos sin núcleo y con núcleo.

El incremento de temperatura se logra ocasionando un arco eléctrico dentro de la cámara del horno.

### **2.3.2.1 HORNOS DE ARCO TRIFASICOS**

Los tamaños estándar de estos hornos varían de 250 a 80 000 kVA con un intervalo de carga de 500 lb a 250 toneladas. Predominan los tamaños de 1000 a 5000 kVA.

El arco en cada fase se mantiene entre la punta de un electrodo de una fase y la carga. La carga sirve así, como electrodo común para los tres arcos y hace la conexión del circuito trifásico en ese punto, es por eso que también se usa el término "horno de arco directo".

La característica voltamperimétrica del arco es negativa y se necesita un elemento estabilizador para el circuito. La reactancia sirve para limitar la circulación de corriente en el circuito cuando un electrodo toca la carga. Esta reactancia es la reactancia total del circuito desde los terminales del horno hasta el punto del sistema de energía en el que se mantiene constante el voltaje. En consecuencia, un horno instalado en el extremo de una línea alimentadora larga es un problema diferente al de un horno instalado adyacente a una subestación grande.

La operación de un horno de arco depende del elemento estabilizador del circuito sólo en lo que respecta a asegurar la operación. La limitación de las fluctuaciones de corriente es un problema del servicio de energía y es de carácter individual para cada lugar. La resistencia del circuito es también un factor por considerar y el valor real de la corriente de cortocircuito será menor que el indicado.

El circuito del horno de arco (que contiene resistencia y reactancia) funciona a voltaje constante y alimenta una carga de factor de potencia unidad, el arco o los arcos. La energía máxima del circuito ocurre a factor de potencia 0,707. La

energía máxima en el arco ocurre a un factor de potencia más alto del circuito, un valor que depende de la constante del circuito.

La capacidad del equipo eléctrico de una instalación de horno de arco trifásico varía para un tamaño dado del horno, la clase de servicio y en algunos casos de acuerdo con las condiciones del servicio de energía. El equipo eléctrico comprende :

- Un transformador de potencia de relación variable.
- Reactores, si son necesarios.
- Un regulador automático de corriente
- Un tablero de control para el operador.
- Los motores de los electrodos y los motores de inclinación.
- Un interruptor automático para la línea principal e interruptores de desconexión.

Las características que distinguen al transformador de un horno de arco del transformador de potencia convencional son :

- Servicio individual.
- Requerimiento nulo de regulación
- Una amplia gama de voltajes relativamente bajos en el secundario y las corrientes correspondientes relativamente altas en el mismo.

No existen criterios para la estabilidad en las limitaciones de corriente en los circuitos de los hornos de arco, y por tanto, no hay valores estándar para la reactancia en estos circuitos. Como regla general se acostumbra una reactancia del 40 al 60%.

La reactancia inherente al circuito de un horno grande (500 kVA y mayores) puede ser suficiente para las necesidades. Las instalaciones pequeñas requieren en mayor o en menor medida una reactancia suplementaria. La reactancia normal de los transformadores de 60 Hz para hornos varía de 5 a 7%.

### **2.3.2.2 HORNOS DE ARCO MONOFASICOS**

El horno de arco monofásico más común es el horno basculante automático. Los tamaños estándar van hasta capacidades de 600 kW inclusive para fundir 4000 libras de chatarra de acero frío en 90 minutos.

Las características de la carga de un horno de arco monofásico son similares a las de los hornos de arco trifásicos. Sin embargo, como no hay arco entre un electrodo y la carga, el funcionamiento inicial del horno monofásico es un poco mejor que el del horno de arco trifásico. El factor de potencia promedio del horno monofásico es de 70 a 80 %

El equipo eléctrico para los hornos de arco monofásicos es similar al de los hornos de arco trifásicos. Por lo general sólo se emplea un voltaje de operación.

### **2.3.2.3 GENERACION DE CORRIENTE ARMONICA DEL HORNO DE ARCO**

Las corrientes armónicas se producen cuando los voltajes armónicos del arco se aplican entre el electrodo y la impedancia del transformador del horno. Estas corrientes armónicas se inyectan en el sistema y usualmente no causan problemas excepto si el sistema se vuelve resonante para alguna de las frecuencias predominantes. En este caso, la corriente armónica puede excitar al circuito resonante produciendo altos valores RMS y picos del voltaje que pueden degradar y/o dañar equipo y eventualmente llevar a fallas en los equipos.

Los hornos de arco pueden ser representados como fuentes de voltaje armónico en serie con una impedancia. Esta impedancia es aquella de los conductores del secundario y los electrodos en el horno de arco.

El circuito que se presenta a continuación puede utilizarse para un análisis armónico del horno de arco<sup>(21)</sup> :

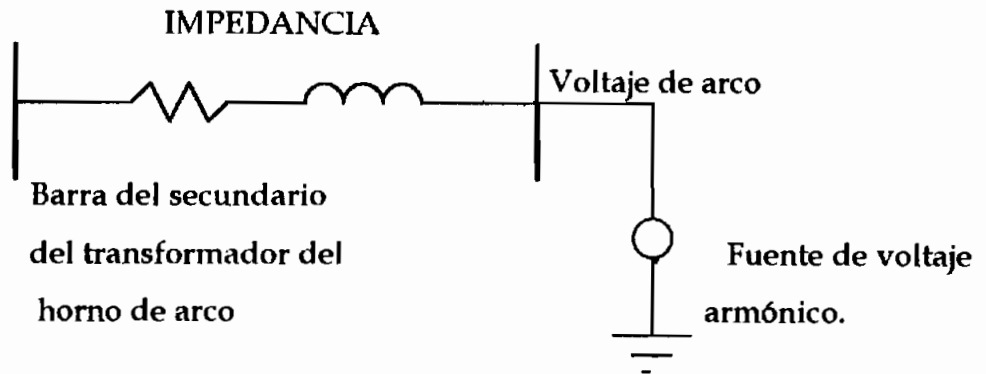


Figura 2.11 : Circuito equivalente de un horno de arco.

Los armónicos producidos por los hornos de arco son impredecibles debido a la variación ciclo por ciclo del arco. La corriente de arco no es periódica y los análisis efectuados hasta ahora revelan espectros armónicos con frecuencias de ordenes enteros y fraccionarios. Sin embargo, mediciones armónicas han demostrado que entre las frecuencias de orden entero predominan las de ordenes menores, empezando con la segunda armónica y terminando con la séptima, que predominan sobre las demás de orden entero y sobre las de orden fraccionario. También se ha encontrado que la amplitud de las componentes armónicas decrece con el orden.

No existe información detallada de la generación de corriente armónica en el horno de arco. Se dispone de datos típicos que pueden ser aplicados a un amplio rango de hornos de arco.

En la referencia (72) se indican valores para las corrientes armónicas en los hornos de arco que van de la segunda a la séptima armónica (las cuales son realmente las principales en este tipo de cargas), salvo la sexta. Para la armónicas sexta y de la octava a la vigésimo quinta se asumen magnitudes de la corriente armónica del orden del  $(10/n)\%$  de la fundamental, dando niveles de corriente armónica que están de acuerdo con mediciones realizadas para las corrientes armónicas de bajo orden en este tipo de cargas y que son inversamente proporcionales al número de la armónica.

Los hornos de arco se consideran como una fuente de corriente. La corriente de frecuencia fundamental para un horno trifásico de  $S$  (VA) potencia nominal a un nivel de voltaje  $V$ , es:

$$I_1 = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (\text{ec. 2.33})$$

En base a lo expuesto, el espectro típico de corriente armónica para el horno de arco es:

Armónico	Corriente (p.u)
1 (fundamental)	1.0000
2	0.0354
3	0.0368
4	0.0176
5	0.0297
6	0.0167
7	0.0134
8	0.0125
9	0.0111
10	0.0100
11	0.0090
12	0.0083
13	0.0077
14	0.0071
15	0.0067
16	0.0062
17	0.0059
18	0.0056
19	0.0053
20	0.0050
21	0.0048
22	0.0045
23	0.0043
24	0.0042
25	0.0040

**Tabla 2.7 : Espectro armónico típico de un horno de arco.**

La norma IEEE - 519 hace una distinción entre el arco en la etapa inicial del proceso (arco activo) y el arco en la etapa estable del proceso de fundición (arco estable). En la etapa del *arco estable* la distorsión en la corriente disminuye

existiendo menor presencia de armónicos, algunos órdenes se eliminan incluyendo los armónicos de órdenes fraccionarios.

En la Tabla 2.8 se muestra el espectro armónico de la corriente en un horno de arco haciendo la distinción entre estas dos etapas. Hay que recalcar que cada horno exhibe un diferente espectro armónico, sin embargo los valores mostrados en la Tabla 2.7 como en la Tabla 2.8 pueden utilizarse en estudios de armónicos cuando no se conoce las características del caso particular bajo análisis.

Corriente armónica como porcentaje de la fundamental					
	ORDEN DEL ARMÓNICO				
CONDICION DEL ARCO	2	3	4	5	7
Arco Activo	7.7	5.8	2.5	4.2	3.1
Arco Estable	0.0	2.0	0.0	2.1	0.0

**Tabla 2.8 : Espectro armónico de un horno de arco según IEEE - 519**

### **2.3.3 SOLDADORAS DE ARCO ELECTRICO**

La soldadura de arco se basa en el hecho de que una junta soldada puede conseguirse mediante la unión de partes metálicas aplicando calentamiento localizado y sin ejercer presión en las partes de interés.

Los métodos de ejecución de la soldadura de arco se clasifican en :

- 1.- Arcos de corriente directa, un electrodo, metálico o de carbón.
  - a. De arco sin protección.
  - b. De arco protegido.
- 2.- Arcos de corriente alterna, electrodos metálicos.
  - a. Arco sin protección, un electrodo.
  - b. Arco protegido, un electrodo.
  - c. Arco protegido, dos electrodos (proceso del hidrógeno atómico).



El *arco de continua* se adapta prácticamente a cualquier clase de servicio de soldadura. El voltaje de arco varía con el tipo de electrodo, entre 15 y 40 V. El generador rotatorio de C.D., en unidad de un solo operador, con característica de caída de voltamperios, accionado por cualquier tipo de unidad motriz primaria, se fabrica en capacidades de 159 a 600 A, capacidad usual de 40 V en voltaje de carga, en todos los tamaños. El campo de aplicación especial para este equipo es en donde el servicio de cada circuito de soldadura de arco es poco frecuente, como por ejemplo, 25% del tiempo o menos.

Otro tipo de fuente de energía para soldadura de C.D. es un rectificador del tipo seco que se emplea en conjunto con un transformador multifásico de reactancia de alta fuga. Muchas de estas soldadoras del tipo rectificador utilizan rectificadores de selenio que son enfriados por aire forzado.

El campo de la soldadura de arco con C.A. es prácticamente el mismo que el de la soldadura de arco con C.D. El equipo estándar para soldadura de arco de C.A. con operador único es un transformador monofásico de frecuencia estándar, que en ocasiones tiene varios taps de voltaje, y una reactancia ajustable. En general, se incluyen capacitores para corregir el factor de potencia del circuito a un valor cercano a la unidad entre la mitad y tres cuartas partes de la carga. Los terminales de soldadura están limitadas a alrededor de 90 m de radio a causa de la caída de voltaje. El equipo estándar incluye capacidades dentro del intervalo de 150 a 1000 A, 30 a 40 V.

Las consideraciones que afectan la selección entre corriente directa y entre corriente alterna son principalmente las siguientes :

- 1.- Eficiencia. La de la corriente alterna es mayor (85%). Las eficiencias de corriente directa con equipo rotatorio y con rectificador son alrededor de 65% con carga. También, las pérdidas sin carga para la corriente directa y la corriente alterna de rectificador son menores que la pérdida sin carga del equipo de C.D.

- 2.- El factor de potencia de corriente alterna y de la corriente directa de rectificador es bajo (alrededor de 40% en atraso) y puede corregirse por medio de capacitores.
- 3.- La deflexión magnética del arco (expulsión magnética) no es tan pronunciada con el arco de C.A. Este fenómeno da problemas a menudo al funcionar con arcos de C.D de altos valores de corriente. El arco de C.A. permite tener corriente más alta y electrodos más grandes en tales casos, con la consecuente velocidad mayor de aplicación de la soldadura.

### **2.3.3.1 GENERACION DE CORRIENTE ARMONICA EN LAS SOLDADORAS DE ARCO.**

Al igual que con los hornos de arco, la generación de armónicos en las soldadoras de arco es un fenómeno particular para cada aparato. No existe forma de predecir con exactitud el comportamiento armónico para un determinado tipo de soldadora puesto que cada operación de soldadura es distinta a la anterior. Puede mencionarse que en las soldadoras únicamente existe un periodo de *arco activo* similar, al producido en los hornos de arco pudiendo ser útil la información detallada en la Tabla 2.8, con las precauciones del caso.

## CAPITULO 3

### EFECTO DE LAS CARGAS NO LINEALES EN UN SISTEMA DE POTENCIA

#### **INTRODUCCION**

El efecto de una o más fuentes de armónicos en un Sistema de Potencia depende principalmente de las características de respuesta a la frecuencia del sistema. Las cargas no lineales más usuales que se han descrito en el *CAPITULO 2* pueden ser representadas generalmente como fuentes de corriente armónica. Por tanto, la distorsión armónica del voltaje en el Sistema de Potencia dependerá de las características de impedancia en función de la frecuencia vista por las fuentes de corriente armónica.

La capacidad de respuesta a la frecuencia del sistema se ve influenciada por varios factores :

La *Capacidad de Corriente de Cortocircuito* del sistema es una indicación de la impedancia del sistema a la frecuencia fundamental en un determinado punto. Para alimentadores inductivos ésta también es una medida de la impedancia del sistema a un determinado armónico cuando se la multiplica por el orden de ese armónico. Los sistemas que poseen elevadas capacidades de cortocircuito poseen menor distorsión del voltaje para una determinada corriente armónica que un sistema con una capacidad de cortocircuito débil para la misma corriente armónica.

Los *Bancos de Capacitores*, utilizados para controlar los niveles de voltaje y mejorar el factor de potencia, y los *Cables Aislados* son los componentes que afectan principalmente la capacidad de respuesta a la frecuencia del sistema. La conexión de los capacitores puede originar condiciones de resonancia (serie y paralelo) que pueden incrementar los niveles de armónicos.

La capacitancia de las líneas de transmisión y cables aislados están también en paralelo con la inductancia del sistema. Por tanto, tienen un comportamiento

similar con los bancos de capacitores. Generalmente los bancos de capacitores predominan en los sistemas industriales y en sistemas de distribución aéreos.

La *Característica de la Carga* del sistema tiene dos efectos importantes en la respuesta de frecuencia del sistema :

- 1.- La parte resistiva de la carga ocasiona amortiguamiento (damping) que afecta a la impedancia del sistema en frecuencias cercanas a la de resonancia. La carga resistiva reduce la amplificación de los niveles armónicos para frecuencias cercanas a las de resonancia paralela.
- 2.- Las cargas motorizadas y otras cargas dinámicas que contribuyen a la capacidad de cortocircuito del sistema pueden alterar las frecuencias a las que la resonancia ocurre. Estas cargas se representan en paralelo con las inductancias de cortocircuito cuando se está calculando las frecuencias de resonancia. Las cargas motorizadas no ofrecen un amortiguamiento significativo a los picos de resonancia.

NOTA : En el párrafo 3.4 se analiza en detalle el fenómeno de resonancia en relación con las corrientes armónicas.

Las *Condiciones de Balance o Desbalance del Sistema* afectan también a las características de respuesta de frecuencia del mismo. Cuando las condiciones del un sistema eléctrico (fuentes de energía, bancos de capacitores, cargas, características de la línea, fuentes de armónicos) están completamente balanceadas, como habitualmente sucede en los sistemas industriales, se pueden emplear modelos de secuencia positiva para evaluar las características de respuesta a la frecuencia del sistema. Solo bajo condiciones balanceadas las corrientes armónicas poseen características de secuencia.

Cuando las condiciones del sistema no están del todo balanceadas, como habitualmente sucede en los sistemas de distribución y transmisión, debe hacerse un análisis considerando esta situación. Fuentes desbalanceadas de armónicos tales como fuentes monofásicas, bancos de capacitores monofásicos, sistema de cargas desbalanceadas, etc. se presentan con facilidad. Incluso aquellas líneas de transmisión donde no se ha hecho transposición pueden ser origen de desbalance. En todos estos casos debe hacerse una representación

trifásica del sistema para su análisis. En estos sistemas, cada armónico posee sus propias componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

El grado con el cual los armónicos pueden ser tolerados depende de la susceptibilidad de la carga (o de las fuentes de potencia) a éstos. El equipo menos susceptible a los armónicos es aquel destinado principalmente a calentamiento. En este caso hasta la energía armónica es utilizada y por tanto es completamente tolerable. El equipo más susceptible es aquel que para su diseño o construcción se asumió que estaría alimentado por una fuente de alimentación perfectamente (o muy cercana a la) sinusoidal. El tipo de carga que usualmente cae entre estos dos extremos de susceptibilidad es la carga motorizada. Muchas cargas tipo motor son relativamente tolerantes a los armónicos.

Aún en el caso de menor susceptibilidad los armónicos pueden ser peligrosos. Estos pueden, por ejemplo, causar esfuerzos térmicos o dieléctricos que pueden causar el prematuro envejecimiento del aislamiento eléctrico.

A continuación se analizan los principales efectos de los armónicos en los principales componentes de un sistema eléctrico :

### ***3.1 ESFUERZOS EN EL AISLAMIENTO DEBIDO A LOS EFECTOS DEL VOLTAJE***

#### ***3.1.1 CUANTIFICACION DE LA DISTORSION DEL VOLTAJE***

Existen diversas formas de cuantificar la distorsión en el voltaje. La más común es mediante el Factor de distorsión del voltaje (VDF) . Este método fue definido con el propósito de entender mejor la influencia del contenido armónico para aplicaciones específicas.

El Factor de distorsión del voltaje (VDF) se define como:

$$VDF \equiv \frac{1}{V_1} \left[ \sum_{n=2}^{\infty} V_n^2 \right]^{1/2} \quad (ec. 3.1)$$

donde  $V_1$  es el valor eficaz (rms) de la componente fundamental del voltaje y  $V_n$  es el valor eficaz (rms) del  $n^{\text{ésimo}}$  armónico componente del voltaje.

En aquellos casos en los que se presenta distorsión no armónica, como por ejemplo cuando ciertos circuitos inyectan corriente DC en el sistema o armónicos fraccionarios (aquellos que no son múltiplos de la fundamental), la definición anterior debe considerar este efecto.

Como se puede apreciar, el Factor de Distorsión del Voltaje es una especie de valor eficaz del voltaje y es preferentemente utilizado cuando se trata con un circuito puramente resistivo.

Cuando voltajes con contenido armónico son aplicados a un resistor se tiene que la relación entre la Potencia armónica  $P_h$  a la Potencia de la componente fundamental  $P_f$  es <sup>(4)</sup>

$$\frac{P_h}{P_f} = (VDF)^2 \quad (ec. 3.2)$$

y cuando se trata de circuitos R-L

$$\frac{P_h}{P_f} < (VDF)^2 \quad (ec.3.3)$$

El valor eficaz del voltaje distorsionado, sin embargo, presenta una pobre información acerca de los valores de voltaje pico, los cuales son de interés cuando se estudia fenómenos de aislamiento.

El conocimiento exacto del valor de voltaje pico requiere el conocimiento exacto tanto de la magnitud como del ángulo de fase de la componente fundamental y de las componentes armónicas.

Una descripción adecuada de los efectos que la distorsión del voltaje tiene sobre diversos equipos requiere de una pormenorizada medición de las características del voltaje en lo que tiene que ver con sus características armónicas.

### ***3.1.2 AISLAMIENTO Y DISRUPCION***

Cuando se hacen presentes sobrevoltajes debido a la incidencia de cargas no lineales puede presentarse una directa influencia sobre fenómenos tales como el efecto corona, degradación del aislamiento y disrupción.

Los materiales aislantes utilizados en los aparatos eléctricos tienen origen orgánico e inorgánico. Debido al calentamiento, causado por las pérdidas de la máquina, un deterioro del aislamiento puede ocurrir. Este deterioro se manifiesta por la degradación de las propiedades mecánicas y/o en el cambio de las propiedades dieléctricas del material aislante. Cabe mencionar que no es únicamente el calor por sí mismo el causante del deterioro sino también los pequeños desplazamientos debidos a expansiones y contracciones del alambre y las laminaciones de acero las que también causan deterioro debido a la fricción mecánica.

Cuando la máquina se ve sometida a armónicos se inducen pequeñas vibraciones en el núcleo las cuales pueden agravar el esfuerzo mecánico. La razón para una falla mecánica del aislamiento radica en la pérdida progresiva de flexibilidad. La vida térmica de las máquinas es altamente dependiente del modo de utilización; no cabe duda que las máquinas cuya carga trabaja a frecuencia variable son más susceptibles a una falla mecánica del material aislante.

#### ***3.1.2.1 EFECTO DE LA DISTORSION DEL VOLTAJE SOBRE LAS DESCARGAS PARCIALES EN DIELECTRICOS.***

El proceso de envejecimiento del aislamiento es un problema siempre latente tanto para el fabricante como para el usuario de un equipo eléctrico.

Uno de los más comunes factores que afectan el envejecimiento y la falla del aislamiento lo constituyen las descargas parciales en las cavidades o sobre la superficie de contaminantes sólidos en el dieléctrico. Las descargas también pueden ocurrir sobre la superficie de conductores en gradientes lo suficientemente altos.

La resistencia dieléctrica puede disminuir por defectos en el material aislante, tales imperfecciones pueden ser, por ejemplo, grietas, partículas conductoras embebidas y cavidades gaseosas. Cuando se aplican voltajes de C.A a los dieléctricos la resistencia disminuye continuamente con el tiempo como resultado de descargas parciales. Estas penetran en el aislamiento sólido. Las descargas resultan de rupturas del gas o líquido antes de que ocurra la ruptura del sólido. La resistencia al voltaje, a largo plazo, disminuye con voltaje C.A.; disminuye y se nivela bajo el voltaje umbral (usualmente desplazado) al que ocurren las descargas parciales. Puesto que las descargas parciales en el aislamiento son parte tan importante para la resistencia al voltaje a largo plazo, su detección y medición se ha vuelto muy importante para el control de la calidad y el diseño de los materiales aislantes.

Si las descargas parciales golpean continuamente el aislante dentro de cavidades internas o sobre la superficie el tiempo de falla varía usualmente en forma inversa a la frecuencia aplicada, ya que el número de descargas por unidad de tiempo crece casi en proporción directa con la frecuencia. Pero, en algunos casos, las condiciones ambientales impiden las descargas continuas.

Con voltaje de C.A, cuando hay descargas parciales en la superficie o internamente, en puntos locales de alta concentración de esfuerzo, se presenta una disminución constante de la resistencia dieléctrica y una eventual ruptura bajo esfuerzos eléctricos que se extienden hasta el esfuerzo de umbral de las descargas parciales.

La mayoría de los estudios efectuados hasta el momento centran sus investigaciones asumiendo que se aplican voltajes sinusoidales a los aislantes; sin embargo, es necesario estudiar el efecto de los voltajes distorsionados (con



cierto contenido armónico) sobre las descargas en los dieléctricos.

Para efectuar el estudio se recurre a un modelo elemental, un circuito análogo, mostrado en la Figura 3.1 a continuación :

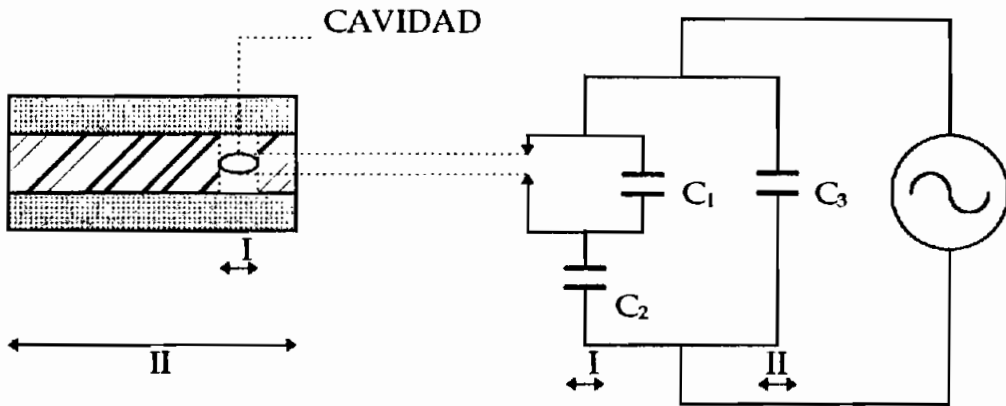


Figura 3.1 : Cavidad en un dieléctrico y su circuito equivalente

El modelo ha analizarse es un dieléctrico con una cavidad representada por una diminuta capacitancia  $C_1$  en paralelo con un espacio de descarga. El dieléctrico en serie con  $C_1$  tiene una capacitancia  $C_2$  y el resto de la muestra posee una capacitancia  $C_3$ .

Cuando un voltaje alterno  $V$  se aplica a lo largo del dieléctrico la caída de voltaje entre las superficies opositoras de la cavidad es :

$$V_c = a.V, \text{ donde } a = \frac{C_2}{C_1 + C_2} \quad (\text{ec. 3.4})$$

Si la amplitud  $a.V_{pico}$  del voltaje  $V_c$  excede la tensión inicial  $V_z$  habrá un ángulo  $\omega\tau_1$ , como se muestra en la figura siguiente (Figura 3.2), al cual  $V_c = V_z$  y en este instante el capacitor  $C_1$  descargará súbitamente a un voltaje residual  $p.V_z$ ,  $p$  es un factor menor a 1.

Después de la descarga se extingue el voltaje de la cavidad y comienza a incrementarse nuevamente hasta alcanzar  $V_z$  al tiempo  $\omega\tau_2$ . El proceso

continúa y el voltaje en la cavidad, en un vacío perfecto y simétrico, alternará entre  $+V_z$  y  $-V_z$ .

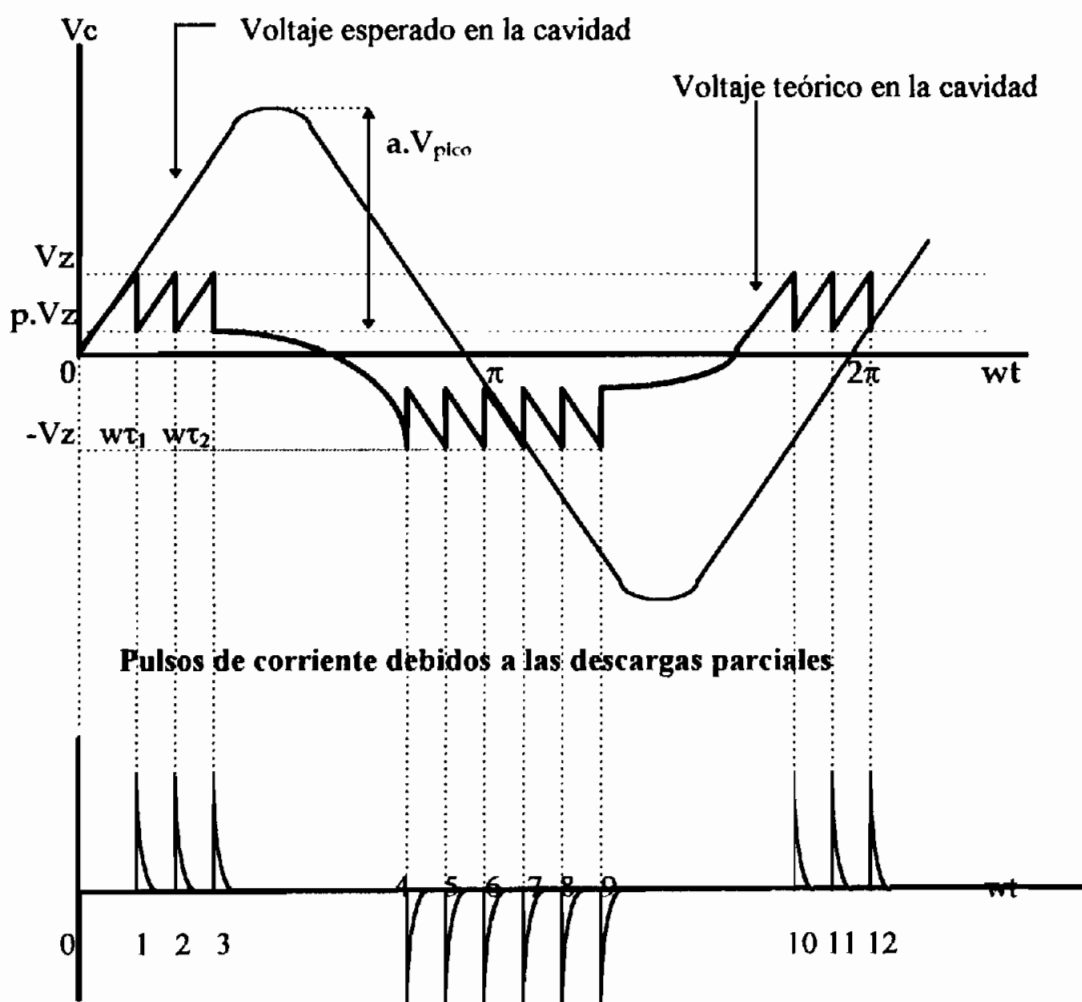


Figura 3.2 : Análisis de voltajes y corrientes para el circuito de la Figura 3.1

El número de descargas por ciclo puede ser aproximadamente<sup>(3)</sup> :

$$n \approx 4 \cdot \frac{a.V_{pico} - p.V_z}{(1-p).V_z} \approx 4 \cdot p \cdot \frac{\frac{a.V_{pico}}{p.V_z} - 1}{1-p} \quad (\text{ec. 3.5})$$

donde  $V_{pico}$  es la amplitud máxima del voltaje aplicado.

Se define el **FACTOR DE CRESTA (F.C)** como la relación entre la amplitud máxima y el valor eficaz (rms) de una función periódica.

$$F.C. = \frac{V_{pico}}{V_{rms}} \quad (ec. 3.6)$$

Substituyendo esta última relación en la expresión que proporciona el número de descargas por ciclo (ec. 3.5) se obtiene :

$$n = 4 \frac{V_{rms}.FC - p.Vz}{(1-p).Vz} \quad (ec. 3.7)$$

$$V_{rms} = \frac{1}{a} \left[ \frac{n.(1-p).Vz}{4} + p.Vz \right] \frac{1}{FC} \quad (ec. 3.8)$$

Al inicio  $n$ ,  $p$  y  $Vz$  son generalmente constantes, de manera que :

$$V_{rms} \propto \frac{1}{FC} \quad (ec. 3.9)$$

La degradación del dieléctrico esta correlacionada con la energía disipada por las descargas. Cuando el voltaje a lo largo de la cavidad cae de  $Vz$  a  $p.Vz$  la energía disipada en la descarga ( $Wd$ ) puede ser evaluada con la expresión<sup>(3)</sup> :

$$\begin{aligned} Wd &\approx \frac{1}{2}(C_1 + C_2)(Vz^2 - p^2Vz^2) \\ Wd &\approx \frac{1}{2}(C_1 + C_2)(1 - p^2).Vz^2 \end{aligned} \quad (ec. 3.10)$$

La energía disipada en un ciclo ( $W$ ) es

$$(ec. 3.11)$$

$$W \approx n.Wd \approx \frac{2p(1-p^2)}{1-p} \left( \frac{a.V_{pico}}{p.Vz} - 1 \right) (C_1 + C_2).Vz^2 = A.V_{pico} - B$$

donde

$$A = 2(1+p)(C_1 + C_2).a.Vz$$

y

$$B = 2.p(1+p)(C_1 + C_2).Vz^2$$

En este modelo, tanto la frecuencia de las descargas parciales como la energía de las descargas son ambas funciones lineales del voltaje aplicado.

Hay que notar que en este modelo no se ha tomado en cuenta variables tales como la forma de la cavidad, la composición química del dieléctrico, la presión del gas y la temperatura de la cavidad. El principal objetivo del modelo es determinar cómo la distorsión del voltaje, reflejado en el valor de su factor de cresta, afecta el fenómeno de descarga en los dieléctricos.

Las descargas parciales en el interior de un dieléctrico ocurren para valores  $V_{rms}$  bajos con altos factores de cresta. El número de pulsos de descarga por ciclo depende sobre todo del voltaje instantáneo. Formas de onda de voltaje con un alto factor de cresta tendrán una alta frecuencia de descargas pero de corta duración en un ciclo, mientras que aquellas que posean un bajo factor de cresta ocasionarán una baja frecuencia de descargas pero de gran duración dentro de un ciclo.

Para ondas no sinusoidales, a factores de cresta grandes se necesita menor voltaje eficaz (rms) para producir efecto corona cuyas pérdidas serán mayores en cuanto el voltaje se incrementa.

Cuando se aplican voltajes con formas de onda distorsionadas estos producen descargas a valores diferentes que si las ondas aplicadas fuesen sinusoidales puras; por ejemplo, una forma de onda distorsionada con un factor de cresta de 3 producirá descargas parciales a un valor de voltaje eficaz (rms) menor al 50% del que se requeriría si la onda fuese sinusoidal.

Del mismo modo, formas de onda de voltaje con valores de cresta altos producen efecto corona más pronunciado a menores valores de voltaje eficaz (rms).

De todo esto se desprende que ondas de voltaje con factores de cresta altos podrían producir calentamiento localizado en ciertas partes del dieléctrico con la posibilidad de que se produzca ruptura térmica aún a bajos valores de voltaje eficaz (rms).

Los capacitores aparecen como el equipo más sensitivo ante sobrevoltajes de tipo armónico cuando se presentan variaciones de voltaje en estado estable que superen el 20% del voltaje pico nominal<sup>(4)</sup>.

### 3.2 ESFUERZOS TERMICOS DEBIDOS AL FLUJO DE CORRIENTE

El flujo de corriente armónica conduce al excesivo calentamiento de todo equipo eléctrico. Este calentamiento se manifiesta en un incremento de temperatura que provoca una reducción en la vida del aislamiento.

Aún cuando este proceso afecta a todo el equipamiento eléctrico los equipos mencionados a continuación son de especial interés :

#### 3.2.1 CARGAS R-L

Es muy significativo el porcentaje de cargas, en un sistema eléctrico de potencia, que corresponden a redes R-L. Estas incluyen, por ejemplo, iluminación incandescente y calentamiento tipo resistivo.

Con la componente fundamental del voltaje constante, el incremento en p.u de potencia debido a la distorsión del voltaje en este tipo de cargas está limitada al factor cuadrático de distorsión.

Las lámparas incandescentes pertenecen a este tipo de cargas y son muy sensibles a los efectos del calentamiento. Una relación matemática que relaciona la vida de la lámpara con el contenido armónico del voltaje es la siguiente <sup>(4)</sup>

$$L = \frac{1}{V^n} = \frac{1}{\left[ V_1^2 (1 + VDF^2) \right]^{n/2}} \quad (ec. 3.12)$$

donde

$L$  : vida de la lámpara incandescente en p.u (tomando como base la vida nominal).

$V_1$  : Valor de la componente fundamental del voltaje en p.u.

$V$  : Voltaje eficaz (rms) en p.u (tomando como base el voltaje nominal).

$VDF$  : Factor de distorsión del voltaje.

Un valor representativo para  $n$  es 13. Se puede notar que grandes factores de distorsión implican una pérdida significativa en la vida de la lámpara y que cambios en la magnitud del voltaje fundamental son más significativos que los cambios en el coeficiente de dispersión.

### **3.2.2 LAMPARAS DE DESCARGA**

Muchos tipos de lámparas de descarga exhiben características no lineales de resistencia, tal es así que su resistencia decrece cuando la corriente aumenta. Estas lámparas tienen una región segura de operación y el balasto está diseñado para operación en cualquier punto de esta región para todas las condiciones de voltaje de línea que encajen dentro del rango de cada lámpara.

Durante la operación normal de la lámpara el balasto funciona como un elemento limitador de corriente en serie. Con balastos inductivos, la influencia de la distorsión del voltaje podría describirse mediante el factor de distorsión. Cabe pensar que pequeños factores de distorsión no son suficientes para desplazar el punto de operación de la lámpara fuera de su región segura.

En los balastos capacitivos la reactancia decrece cuando la frecuencia aumenta, lo que ocurriría por ejemplo cuando el contenido armónico se incrementa. Debido a que el bulbo en si mismo es altamente no lineal no se puede apreciar en forma clara el efecto de la distorsión del voltaje en lámparas cuyos balastos son de tipo capacitivo.

### **3.2.3 MOTORES**

El mayor efecto que las corrientes y voltajes armónicos tienen sobre las máquinas rotativas (de inducción y sincrónicas) es el incremento del calentamiento debido a las pérdidas en el hierro y en el cobre debidas a los armónicos. Las componentes armónicas afectan la eficiencia de la maquinaria eléctrica y también al torque desarrollado.

Las corrientes armónicas en un motor pueden ocasionar el incremento del ruido audible en comparación con el producido bajo excitación sinusoidal. Las componentes armónicas producen distribuciones de flujo en el entrehierro tales que pueden causar o agrandar el fenómeno de *leva* (rechazo a arrancar suavemente) o el de *gateo* (deslizamiento muy alto) en los motores de inducción.

En un sistema de cargas tipo motor o en un grupo turbina - generador, los pares de armónicos, por ejemplo el quinto y el séptimo, tienen el potencial de crear oscilaciones mecánicas. Estas oscilaciones mecánicas resultan cuando la interacción entre las corrientes armónicas y el campo magnético a la frecuencia fundamental producen torques oscilantes que pueden llevar a resonancias mecánicas. En el párrafo 3.2.4 se analiza con más detalle este fenómeno que también afecta a los generadores eléctricos.

En la Tabla 3.1 se muestra los armónicos de ordenes característicos producidos por un convertidor de seis pulsos y el efecto de cada armónico cuando se aplica a los terminales de una máquina rotativa. Cada armónico de voltaje, el 5<sup>to</sup>, 7<sup>mo</sup>, 11<sup>to</sup>, etc. inducen una corriente armónica correspondiente en el estator de la máquina. Cada uno de estos armónicos es una componente simétrica de secuencia positiva o negativa de la corriente total. Estas corrientes inducen calentamiento adicional en los bobinados del estator que se añade al calor producido por la componente fundamental de corriente.

Orden del Armónico	Frecuencia Hz	Secuencia	Armónicos del Estator	Rotación Armónica	Armónicos del Rotor
1	60	+	1	Adelante	-
5	300	-	5	Atrás	6
7	420	+	7	Adelante	6
11	660	-	11	Atrás	12
13	780	+	13	Adelante	12
17	1020	-	17	Atrás	18
19	1140	+	19	Adelante	18
23	1380	-	23	Atrás	24
25	1500	+	25	Adelante	24

Tabla 3.1 : Armónicos de corriente y su efecto en la máquina.

Este grupo de máquinas puede ser caracterizado eléctricamente mediante una baja impedancia frente a los armónicos en comparación con la impedancia efectiva vista por la componente fundamental del voltaje.

Es de aceptación general que la magnitud de la  $h^{\text{ésima}}$  corriente armónica en un motor trifásico de inducción puede ser calculada mediante la relación<sup>(4)</sup>:

$$I_h = \frac{V_h}{hW\omega L_{ln}} \quad (\text{ec. 3.13})$$

donde

$I_h$  : valor eficaz (rms) de la  $h^{\text{ésima}}$  corriente armónica de fase.

$V_h$  : valor eficaz (rms) del  $h^{\text{ésimo}}$  voltaje armónico.

$W\omega$  : frecuencia fundamental de la fuente.

$L_{ln}$  : suma efectiva de las inductancias del estator y del rotor referidas al lado del estator.

La inductancia efectiva tiende a decrecer con el incremento de  $h$  debido al efecto piel. El mínimo valor,  $L_{ln}$  igual a las inductancias internas y externas del estator y del rotor, ocurre cuando las inductancias de las barras internas de la máquina son despreciables.

Bajo estas circunstancias, una relación aproximada, pero valedera, es<sup>(4)</sup> :

$$I_h = \frac{V_h}{hW\omega L_l} \quad (\text{ec. 3.14})$$

Las pérdidas en el motor debidas a las corrientes armónicas están influenciadas por una amplia variedad de parámetros.

Las pérdidas adicionales en el núcleo debidas a la distorsión en el voltaje son despreciables y las referentes los componentes armónicos pueden ser clasificadas en Pérdidas en los bobinados del estator, Pérdidas en los bobinados



del rotor y Pérdidas de dispersión. Todas estas son pérdidas del tipo PR con la resistencia efectiva influenciada por la frecuencia.

Los componentes armónicos deben ser analizados en las tres fases y ser separados en componentes de secuencia positiva y negativa.

Cuando se trata con rectificadores polifásicos balanceados se debe considerar que en general ningún armónico puede contener componentes de secuencia positiva y negativa a la vez. Las frecuencias de las corriente del rotor son entonces<sup>(4)</sup>:

$$f_r = (n-1)f_1 \quad \text{secuencia positiva} \quad (\text{ecs. 3.15})$$

$$f_r = (n+1)f_1 \quad \text{secuencia negativa}$$

El flujo de cada corriente armónica en el estator produce una fuerza magnetomotriz en el entrehierro que induce un flujo de corriente en el rotor de la máquina. Puesto que cada armónico característico puede ser definido en términos de una secuencia positiva o negativa, la rotación que produce puede también definirse en términos de hacia *adelante* o hacia *atrás* con respecto a la rotación normal que imprime la corriente a la componente fundamental. La componente quinta armónica rota en dirección hacia atrás (secuencia negativa), de manera que una corriente armónica será inducida en el rotor con una frecuencia correspondiente a la diferencia rotacional neta entre la frecuencia fundamental y la quinta, es decir la quinta más uno, o la sexta armónica (de acuerdo a las ecuaciones ecs. 3.15). Mientras que el séptimo armónico rotando en dirección hacia adelante (secuencia positiva) induce una corriente en el rotor con una frecuencia correspondiente a la diferencia rotacional neta entre la séptima y la fundamental, es decir la séptima menos uno, o la sexta armónica (de acuerdo a las ecuaciones ecs. 3.15). Por lo tanto, el hecho específico es que la quinta y la séptima armónica se han combinado para producir una corriente sexta armónica en el rotor. La decimoprimeras con la decimotercera armónica también se combinan de la misma manera para producir una corriente decimosegunda armónica y así sucesivamente con pares de armónicos

superiores de acuerdo a las ecuaciones ecs. 3.15. Estas corrientes armónicas inducidas en el rotor se traducen en :

### **1.- Calor adicional en el rotor.**

La cantidad de calor que puede soportar el rotor así como el calor generado en el mismo depende del tipo de rotor involucrado. Las máquinas con rotor bobinado son más afectadas que las de rotor tipo jaula y, entre éstas, las de rotor tipo jaula de ardilla de barra profunda son más afectadas que las de rotor tipo jaula normal. Las pérdidas en los bobinados generalmente son más importantes que las pérdidas en el hierro. El efecto neto de los armónicos es una reducción en la eficiencia y en la vida útil de la máquina. Normalmente, el calentamiento armónico reduce la eficiencia de la máquina al 90 - 95% del que se obtendría bajo condiciones nominales.

### **2.- Torques pulsatorios.**

Los armónicos también pueden ocasionar torques pulsatorios de salida. Esto puede afectar a cargas especialmente sensibles al torque de salida. En aquellos casos en los cuales una cantidad substancial de inercia está acoplada al eje del rotor, como por ejemplo en un grupo motor-generator o en un grupo electrógeno, los armónicos pueden ocasionar resonancia mecánica. El resultado son oscilaciones mecánicas que ocasionan fatiga al eje del rotor y aceleran el envejecimiento del mismo junto con las partes mecánicas conectadas a él.

Un valor aproximado de las pérdidas máximas debidas a los armónicos en el motor puede ser determinada si se asume que :

- La resistencia efectiva de la máquina a cualquier armónico es  $R_2 \sqrt{\frac{n}{2}}$  , donde  $R_2$  es la resistencia del estator más la resistencia de secuencia negativa del rotor.
- La frecuencia del rotor a cualquier armónico es igual a la frecuencia armónica del estator.

La segunda consideración lleva a sobrestimar las pérdidas ocasionadas por los armónicos de secuencia negativa pero subestimar las pérdidas ocasionadas por los armónicos de secuencia positiva. Esta consideración es razonable cuando los armónicos de orden inferior ( $2 \leq h \leq 4$ ) no están presentes, como es el caso general.

Se ha excluido los componentes de secuencia cero para las formulaciones.

Bajo todas estas consideraciones las pérdidas debidas a cada armónico son<sup>(4)</sup>:

$$P_h = 3 \left( R_2 \sqrt{\frac{h}{2}} \right) \left( \frac{V_h}{h W_{OL1}} \right)^2 = \frac{3}{\sqrt{2}} \frac{R_2}{(W_{OL1})^2} \frac{V_h^2}{h^{3/2}} \quad (\text{ec. 3.16})$$

y las pérdidas armónicas totales son<sup>(4)</sup> :

$$P_h = \sum P_h = \frac{3R_2}{\sqrt{2}(W_{OL1})^2} \sum_{h=5}^{\infty} \left( \frac{V_h^2}{h^{3/2}} \right) \quad (\text{ec. 3.17})$$

Las pérdidas armónicas pueden ser representadas como:

$$\frac{P_h}{P_{RL}} = k \sum \frac{V_h^2}{h^{3/2} V_1^2} \quad (\text{ec. 3.18})$$

donde  $P_{RL}$  son las pérdidas de la máquina en el punto normal de operación con alimentación sinusoidal.

Una forma aproximada de la constante de proporcionalidad  $k$  es:

$$k = \frac{(T_S / T_R) E}{(1 - S_R)(1 - E)} \quad (\text{ec. 3.19})$$

donde  $T_s$  es el torque de arranque y  $T_R$ ,  $S_R$  y  $E$  son el torque de la máquina, el deslizamiento y la eficiencia en el punto de operación nominal. En los motores de clase C,  $k$  puede tomar valores de 25 o más.

La última ecuación (ec. 3.19) sugiere la definición de un índice de distorsión para el motor (*IDM*):

$$IDM = \frac{1}{V_1} \left( \sum_{h=5}^{\infty} \left( \frac{V_h^2}{h^{3/2}} \right) \right)^{1/2} \quad (\text{ec. 3.20})$$

donde los armónicos de orden inferior son despreciables.

El uso de esta última ecuación (ec. 3.20) permite un método muy conveniente de comparación entre varios diseños de motores aún cuando no se puede evaluar ningún punto local de sobrecalentamiento.

Las ecuaciones sugieren que los motores de barra profunda o doble jaula podrían ser muy susceptibles al sobrecalentamiento armónico. En la actualidad no hay límites disponibles de la cantidad de calentamiento armónico que un motor puede tolerar.

### 3.2.4 GENERADORES

Es de aceptación general considerar que la impedancia armónica de las máquinas sincrónicas es igual al número de componentes armónicos por la reactancia subtransitoria de la máquina<sup>(4)</sup>. Existe poca documentación acerca de cuál es la trayectoria de las corrientes armónicas en el interior de la máquina y de los puntos locales de sobrecalentamiento para los diversos tipos de máquinas sincrónicas. Los motores sincrónicos de alta velocidad con jaulas de arranque tienen un comportamiento similar al de los motores de inducción frente a los armónicos.

La norma ANSI C50.13-1977 American National Standard Requirements for Cylindrical-Rotor Synchronous Generators define el límite de la magnitud de la corriente de secuencia negativa para un generador operando continuamente a potencia aparente nominal y corriente de fase máxima que no exceda del 105% de la nominal. Estos valores expresan la capacidad de corriente de secuencia negativa por fase, en porcentaje de la corriente del estator, que no reduce la capacidad en kVA de la máquina y se detallan en la siguiente tabla:

**LIMITACIONES DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA PARA GENERADORES**

<b>TIPO DE GENERADOR</b>	<b><math>I_2</math> (%)</b>
<b>Polos salientes</b>	
Con devanado amortiguador	10
Sin devanado amortiguador	5
<b>Rotor cilíndrico</b>	
Enfriamiento indirecto	10
Enfriamiento directo,	
hasta 960 MVA	8
961 - 1200 MVA	6
1201 - 1500 MVA	5

Esta norma no impone ningún límite al contenido armónico.

Pero es el calentamiento armónico del rotor lo que más interesa cuando se trabaja con generadores sincrónicos de rotor cilíndrico, especialmente en máquinas destinadas a servicio industrial debido a que éstas no poseen devanado amortiguador que funcione como un camino de baja resistencia para el flujo de corrientes armónicas.

Las corrientes armónicas transitan principalmente por las aberturas tipo cuña, que están típicamente constituidas por aluminio y/o acero inoxidable y, en menor proporción, por la superficie de los dientes del rotor.

El flujo de corrientes armónicas es similar al flujo en los rotores tipo jaula de ardilla de un motor de inducción en el que las corrientes fluyen axialmente a lo largo del rotor y se cierran circunferencialmente en los terminales.

Las ranuras del rotor no son continuas a lo largo del rotor sino que están típicamente hechas por un número de segmentos localizados uno a continuación de otro. Los puntos de contacto entre estos segmentos de ranuras son punto de calentamiento debido a la circulación de corrientes armónicas.

Otra área de interés son los puntos de contacto donde las corrientes pasan del extremo de una ranura al anillo de retención al extremo del rotor.

Aún para generadores que no están expuestos a armónicos, el diseño del rotor debe permitir el paso de cierta cantidad de corriente de secuencia negativa que se sabe va a producir calentamiento debido a cargas desbalanceadas en el sistema, asimetría en las impedancias de la red y fallas desbalanceadas. El aluminio o el acero inoxidable de las ranuras proveen un camino uniforme de baja resistencia para el flujo axial de las corrientes armónicas.

Refiriéndose a la tabla anterior, los efectos de las corrientes de secuencia negativa  $I_2$  son de fácil determinación no así los efectos de los armónicos de orden superior. En razón de esto, un procedimiento de cálculo se utiliza para convertir un set de armónicos balanceados conocido a un conjunto de corrientes por fase de secuencia negativa en el estator. La siguiente ecuación muestra el proceso de conversión<sup>(5)</sup>:

$$I_{2E} = \left[ \left( \frac{6f}{120} \right)^{1/2} \cdot C_{5,7} \cdot (I_5 + I_7)^2 + \left( \frac{12f}{120} \right)^{1/2} \cdot C_{11,13} \cdot (I_{11} + I_{13})^2 + \dots \right]^{1/2} \quad (\text{ec. 3.21})$$

donde  $I_{2E}$  es la corriente de secuencia negativa equivalente por fase en p.u.

$I_5, I_7, I_{11}, I_{13}$ , etc son las magnitudes de las corrientes armónicas en p.u.

$f$  es la frecuencia fundamental en Hz

$C_{5,7}, C_{11,13}$ , etc son factores de corrección para convertir la máxima intensidad de pérdidas superficiales del rotor en pérdidas superficiales promedio.

Se conoce que los pares de armónicos (quinto y séptimo, decimoprimer y decimotercero, etc) se combinan para producir corrientes armónicas sexta, decimosegunda, etc en el rotor; por lo tanto, en la ecuación anterior, los pares de armónicos se suman y el resultado se eleva al cuadrado de manera de hallar el valor eficaz (rms) de la suma.

Los factores de corrección se obtienen de la siguiente figura (Figura 3.3):

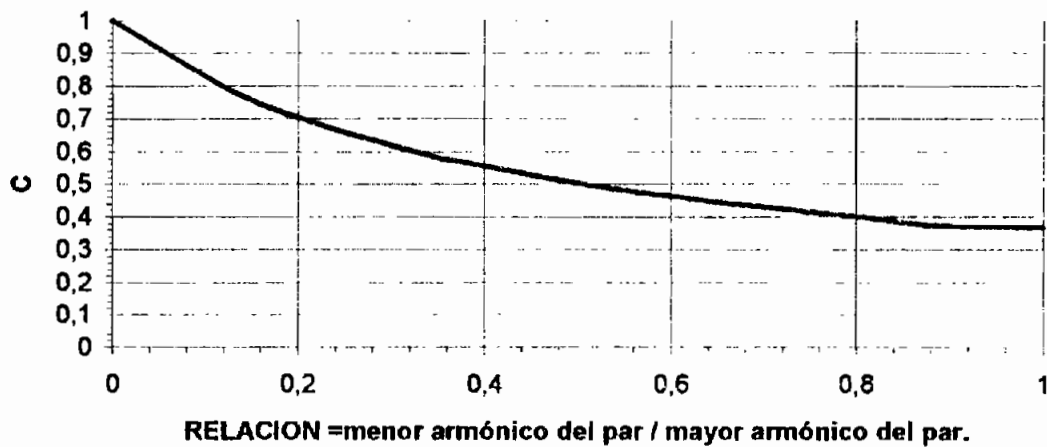


Figura 3.3 : Factores de corrección para la ecuación 3.21

El factor de corrección transforma la máxima intensidad de pérdidas a pérdidas promedio. Si los factores de corrección  $C$  se determinan, el valor calculado de  $I_{2E}$  corresponderá a las pérdidas en el punto de máxima intensidad de pérdidas, asumiendo que está localización es coincidente para los distintos pares de armónicos.

El término de la fórmula que incluye la frecuencia fundamental sirve para tomar en consideración el efecto piel, asumiendo que la profundidad de penetración varía inversamente con la raíz cuadrada de la frecuencia. Hay que notar que la frecuencia base es 120 Hz para este cómputo debido a que el equivalente térmico se relaciona a la secuencia negativa para determinar el calentamiento del rotor.

Las corrientes armónicas también tienen efecto sobre la combinación turbina-generador. La interacción entre corrientes armónicas y el campo magnético fundamental puede producir torques oscilantes que acarrearán oscilaciones mecánicas. Las componentes quinta y séptima de la corriente armónica, por ejemplo, producen un continuo impulso de torsión sobre el rotor del generador.

Este torque oscilante tiene el potencial de estimular en el grupo turbina-generador torsiones oscilatorias, especialmente en los elementos del rotor y en partes flexibles de la turbina. Si la frecuencia de tales oscilaciones mecánicas se acerca a la frecuencia de la alimentación eléctrica podrían producirse altas resonancias mecánicas que se traducirían en altos ciclos de fatiga en el eje de la turbina.

A parte del excesivo calentamiento y de las fallas mecánicas, las corrientes armónicas pueden causar otros serios problemas a las instalaciones de generadores.

Los modernos generadores usan artefactos electrónicos para regular el voltaje de salida, en el control de velocidad del motor primario (para regular la frecuencia de salida), para poner en paralelo los generadores y para distribuir proporcionalmente la carga entre un grupo de generadores.

Muchos de estos artefactos usan circuitos que miden el cruce por cero de las ondas de voltaje y corriente. A 60 Hz esto es correcto, pero, con un alto contenido armónico pueden existir más cruces por cero que los habituales a 60 Hz. Esto causa inestabilidad en el control de frecuencia y velocidad y puede hacer que la puesta en paralelo de varios generadores llegue a ser imposible.

También deben efectuarse lecturas de la carga conectada a cada unidad. Usualmente se determina el valor eficaz (rms) de la corriente de carga a 60 Hz, pero si están presentes corrientes armónicas se obtienen falsas lecturas de carga, unas veces demasiado poco otras veces mucho.



### 3.2.5 CONDUCTORES

El flujo de corrientes no sinusoidales en un conductor causará calentamiento adicional aparte del esperado y que habitualmente es evaluado en relación con el valor eficaz (rms) de la onda.

Esto es debido a dos fenómenos conocidos como " *Efecto Piel* " y " *Efecto de Proximidad* " que varían en función de la frecuencia así como con el tamaño del conductor y el espaciamiento. Como resultado de estos dos efectos, aún a 60 Hz, la resistencia efectiva A.C. ( $R_{ac}$ ) se incrementa por sobre la resistencia de corriente directa ( $R_{dc}$ ), especialmente para grandes conductores. Cuando una corriente de carga armónica fluye por el conductor, la resistencia equivalente  $R_{ac}$  se eleva grandemente amplificando las pérdidas  $P_{R_{ac}}$ .

La razón de la resistencia A.C. a la resistencia D.C. se define por<sup>(5)</sup> :

$$R_{ac}/R_{dc} = 1 + Y_{CS} + Y_{CP} \quad (ec. 3.22)$$

donde  $Y_{CS}$  es la componente de resistencia debida al Efecto Piel

$Y_{CP}$  es la componente de resistencia debida al Efecto Proximidad

El *Efecto Piel* es un fenómeno que se presenta en corriente alterna y que consiste en que la corriente fluye por la superficie exterior de un conductor antes que en su área central. Esto se debe a que las concatenaciones de flujo no tienen una densidad constante a través del conductor tendiendo a decrecer en la superficie exterior del conductor, disminuyendo así la inductancia e incrementando el flujo de corriente por esta área. El resultado es que, debido a una distribución no uniforme de la corriente A.C., la resistencia efectiva del cable es mayor para energía A.C. que para energía D.C.

El componente de resistencia debido al Efecto Piel se puede expresar como :

$$Y_{CS} = f(x) \quad (ec. 3.23)$$

El valor de la función  $f(x)$  puede ser determinado de la Tabla 2 a continuación , una vez que el factor  $x$  se ha determinado de la siguiente relación<sup>(5)</sup> :

$$x = 0.027678 \sqrt{\frac{f \cdot \mu}{R_{dc}}} \quad (\text{ec. 3.24})$$

donde  $f$  es la frecuencia en Hz.

$\mu$  es la permeabilidad magnética del conductor (igual a 1 para un material no magnético).

$R_{dc}$  es la resistencia D.C en  $\Omega / 1000$  ft a la temperatura de operación :

x	F(x)	x	F(x)	x	F(x)
0.0	0.00000	2.0	0.07818	11.0	3.15100
0.1	0.00000	2.1	0.09375	12.0	3.50358
0.2	0.00001	2.2	0.11126	13.0	3.85831
0.3	0.00004	2.3	0.13069	14.0	4.20915
0.4	0.00013	2.4	0.15207	15.0	4.56205
0.5	0.00032	2.5	0.17538	20.0	6.32767
0.6	0.00067	2.6	0.20056	25.0	8.09412
0.7	0.00124	2.7	0.22753	30.0	9.88101
0.8	0.00212	2.8	0.25820	40.0	13.39545
0.9	0.00340	2.9	0.28644	50.0	16.93032
1.0	0.00519	3.0	0.31809	60.0	20.46541
1.1	0.00758	3.5	0.49202	80.0	27.53593
1.2	0.01071	4.0	0.67787	100.0	34.60666
1.3	0.01470	4.5	0.86275		
1.4	0.01988	5.0	1.04372		
1.5	0.02582	6.0	1.39359		
1.6	0.03323	7.0	1.74319		
1.7	0.04203	8.0	2.09445		
1.8	0.05240	9.0	2.44638		
1.9	0.06440	10.0	2.79857		

**Tabla 3.2 : Resistencia debida al Efecto Piel para Conductores Redondos Sólidos y de Capas Concéntricas.**

El *Efecto Proximidad* es causado por el flujo magnético concatenado en el conductor debido a la cercanía de corrientes en un cable multiconductor, cables en un mismo conducto o aún por corrientes inducidas en campos magnéticos cerrados como en conductos de acero, canaletas, etc.

El componente de resistencia debido al Efecto Proximidad puede ser evaluado por<sup>(5)</sup> :

$$Y_{CP} = f(x). Kd^2 \left( \frac{118}{f(x) + 0.27} + 0.312. Kd^2 \right) \quad (ec. 3.25)$$

donde  $f(x)$  está dado en la tabla anterior.

$Kd$  es el diámetro del conductor dividido para el espacio axial entre conductores.

Una vez que la resistencia efectiva A.C. para un conductor y una frecuencia dadas ha sido determinada se puede determinar el grado de decremento en la capacidad del conductor. Si se asume que las pérdidas en por unidad del conductor  $I^2 R_{ac}$  son iguales a 1 se podría determinar el grado de decremento para una corriente  $I^2$  circulando en proporción directa con el incremento de  $R_{ac}$ . Basados en lo anterior se puede afirmar que el factor de decremento en por unidad está dado por :

$$\text{decremento de la capacidad de corriente} = 1/R \quad (ec. 3.26)$$

donde el decremento de la capacidad de corriente está dada en p.u. de la capacidad nominal y  $R$  es la relación A.C. / D.C. a una corriente de carga con una frecuencia dada.

Lo anterior es una aproximación utilizada para analizar ondas sinusoidales con frecuencias mayores de 60 Hz. Si la aproximación se asume, se puede aplicar el principio de superposición para analizar la respuesta térmica de un conductor para una onda distorsionada a 60 Hz, entonces, el decremento de la capacidad para una corriente de carga con contenido armónico se puede calcular como<sup>(5)</sup> :

$$\text{decremento de la capacidad} = \left[ \frac{1}{1 + \sum_{h=2}^{h_{max}} (I_h^2(pu) \cdot R_h)} \right]^{1/2} \quad (\text{ec. 3.27})$$

donde el decremento de la capacidad está dada en p.u. de la capacidad nominal del conductor e  $I_h(p.u)$  es la magnitud de la corriente en p.u. y  $R_h = R_{ac} / R_{dc}$  es la relación para un armónico dado.

### 3.2.6 CAPACITORES

El mayor aspecto a considerar en el uso de capacitores en un sistema de potencia es la posibilidad de que el sistema entre en resonancia. Este efecto será analizado en detalle en el párrafo 3.4.

La reactancia de un banco de capacitores decrece con la frecuencia y, por tanto, el banco actúa como un sumidero para corrientes armónicas elevadas. Este efecto incrementa el calentamiento y el esfuerzo dieléctrico. Frecuentes operaciones de conmutación de componentes magnéticos no lineales tales como transformadores y reactores pueden producir corrientes armónicas que se añaden a la carga normal del capacitor. El resultado del incremento en el calentamiento y el esfuerzo dieléctrico ocasionado por los armónicos se traduce en una disminución de la vida útil del capacitor.

Existen dos normas que gobiernan las características de los capacitores aplicados a la industria : ANSI/IEEE Standard 18-1980 y NEMA CP1-1973. Estas normas contienen limitaciones que no deben ser excedidas si se requiere de un servicio confiable de los capacitores en un ambiente armónico.

Se definen tres categorías específicas de operación de los capacitores relacionadas con la capacidad de potencia reactiva, el voltaje nominal y la corriente eficaz (r.m.s) nominal.

Las normas dictan que los capacitores deberán ser capaces de operar continuamente hasta con un 135 % de su capacidad de potencia reactiva nominal. Este margen está definido con el propósito de permitir :

- 1) El incremento de potencia reactiva causada por voltajes armónicos a los terminales del capacitor.
- 2) El incremento de potencia reactiva causada por un voltaje fundamental que sobrepase el voltaje nominal (+ 10 % máximo de sobrevoltaje continuo).
- 3) El incremento de potencia reactiva causada por la capacitancia excesiva debida a la tolerancia de fabricación. (Las normas permiten de 0 a 15 % de margen de error en la capacitancia de fabricación pero los fabricantes generalmente se imponen un máximo de + 10 % de error.).

La potencia reactiva extra debida a estos tres efectos es aditiva y no debe exceder el 35 % del margen especificado.

La limitación de potencia reactiva puede ser expresada en p.u. mediante la siguiente ecuación<sup>(5)</sup> :

$$k \text{ var}_T(p.u.) \leq 1.35 = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \frac{I_h^2(p.u.)}{h} \right] \quad (ec. 3.28)$$

donde  $k \text{ var}_T(p.u.)$  es la potencia reactiva total en p.u.

$I_h$  es la corriente fundamental o armónica en el capacitor en p.u de la corriente nominal del capacitor.

$h$  es el orden del armónico.

La segunda limitación en la operación del capacitor está relacionada con el voltaje. Las normas se refieren tanto al valor eficaz (rms) como al valor pico del voltaje.

Si se toma en cuenta el contenido armónico la siguiente relación debe ser utilizada para asegurarse que el voltaje a los terminales no exceda el 110 % del voltaje establecido por las normas<sup>(5)</sup> :

$$V_T(p.u.) \leq 110 = \left( \sum_{h=1}^{h_{max}} [V_h^2(p.u.)] \right)^{1/2} \quad (ec. 3.29)$$

donde  $V_T(p.u.)$  es el voltaje eficaz (rms) total a los terminales

$V_h(p.u.)$  es el voltaje fundamental o armónico eficaz (rms) en p.u.

La evaluación del voltaje eficaz (rms) no toma en cuenta el efecto corona sobre la vida del capacitor, la cual es función del voltaje pico - pico. Las normas reconocen como valor de voltaje pico - pico a  $1.2\sqrt{2}$  veces el voltaje eficaz (rms) nominal.

El método para determinar el voltaje pico, dado el voltaje fundamental y el espectro armónico, es la suma aritmética de cada uno<sup>(5)</sup>:

$$V_{TP}(p.u.) \leq 1.2\sqrt{2} = \sqrt{2} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} V_h(p.u.) \quad (ec. 3.30)$$

donde  $V_{TP}(p.u.)$  es voltaje pico total en p.u. a los terminales

$V_h(p.u.)$  es el voltaje eficaz (rms) fundamental y de los armónicos en p.u.

Aunque el método es conservador se toma en cuenta el hecho de que dos ondas diferentes con diferentes valores pico pueden llegar a mostrar la misma distribución de magnitudes del voltaje armónico debido a las diferencias en los ángulos de fase entre algún armónico predominante y la componente fundamental.

La tercera condición de operación establece un límite del 180 % de limitación en la corriente eficaz (rms), esto incluye a la componente fundamental junto con los componentes armónicos. Normalmente esta limitación no debe oponerse a las dos anteriores condiciones de operación.

En un banco de capacitores, el efecto de las componentes armónicas es el de causar calentamiento adicional y pérdidas. Las pérdidas adicionales en los capacitores debidos a los armónicos pueden ser calculadas con la relación<sup>(4)</sup>:

$$L = \sum_{h=2}^{\infty} C \cdot [\tan(\delta)]_h \cdot W_h \cdot V_h^2 \quad (\text{ec. 3.31})$$

donde  $L$  es el incremento de pérdidas.

$h$  es el orden del armónico.

$C$  es la capacitancia.

$[\tan(\delta)]_h$  es el factor de pérdidas.

$W_h$  es  $2\pi$  veces la frecuencia del  $n^{\text{ésimo}}$  armónico.

$V_h$  es el voltaje eficaz (rms) del  $n^{\text{ésimo}}$  armónico.

Dado los componentes armónicos del voltaje de barra donde está localizado el capacitor las corrientes y los niveles de pérdidas pueden ser fácilmente calculados.

Sin embargo, el capacitor por si mismo ejerce una fuerte influencia sobre los voltajes armónicos de barra, particularmente cuando se presentan condiciones de resonancia. Este efecto impone voltajes y corrientes sobre el capacitor que son considerablemente mayores que si no hubiese resonancia.

### **3.3 OPERACION ANORMAL**

Se utiliza el término " Operación Anormal " cuando se refiere a las fallas y mal funcionamiento de equipo eléctrico debido a la distorsión de voltaje y/o corriente y que no tiene que ver con esfuerzos térmicos o efectos en el aislamiento.

Los efectos de una Operación Anormal se encasillan, generalmente, como el comportamiento de un equipo diseñado para operar bajo condiciones de onda no distorsionadas pero que opera un medio distorsionado. La Operación Anormal compromete a un amplio rango de equipos :

#### **3.3.1 SECCIONAMIENTO**

Componentes armónicas en la corriente pueden afectar la capacidad de interrupción de corriente del seccionamiento. El problema radica en que las

componentes armónicas pueden involucrar altas magnitudes  $di / dt$  en los ceros de la corriente haciendo la interrupción más difícil.

La falla en el equipo de seccionamiento se atribuye a la poca capacidad de descarga de las bobinas frente a armónicos de gran magnitud. Debido a que el apagado de las bobinas ayuda al movimiento del arco hacia la cámara de arco, donde la interrupción toma lugar, una operación ineficiente prolonga la vida del arco y eventualmente ocasiona falla el seccionamiento. Fenómenos similares pueden producirse en otros aparatos interruptores de corriente tales como seccionadores bajo carga, seccionadores de circuito, etc. Los interruptores al vacío son menos sensitivos a las corrientes armónicas.

No hay normas específicas para la industria que regulen el nivel de corrientes armónicas que los artefactos de seccionamiento deban interrumpir. Un método que puede ser usado para estimar los máximos niveles de corriente armónica es usando la frecuencia fundamental para determinar el máximo  $di / dt$  para el artefacto seccionador. Esto puede ser trasladado a los máximos niveles de armónicos asumiendo que los armónicos en cuestión están en fase con la componente de frecuencia fundamental.

### **3.3.2 FUSIBLES**

Un contenido significativo de armónicos en la corriente que atraviesa un fusible causa excesivo calentamiento que puede acarrear desvíos en la característica corriente - tiempo del artefacto. Esto puede ser particularmente notable en fallas de poca magnitud.

### **3.3.3 ARTEFACTOS DE MEDIDA**

La metrología y la instrumentación son afectados por la corriente armónica, particularmente si se presentan condiciones de resonancia que produzcan altos niveles de voltajes armónicos. Artefactos con discos de inducción, tales como medidores de energía y relees de sobrecorriente están diseñados para monitorear únicamente la corriente fundamental, pero corrientes armónicas de cargas no lineales y/o desbalances de fases causadas por distorsión armónica



pueden ocasionar operaciones erróneas de tales aparatos. Estudios indican que un contenido del 20 % de quinta armónica puede producir de un 10 % a un 15 % de error en medidores de energía trifásicos. También se ha llegado a determinar que el error puede ser positivo, negativo o muy pequeño cuando se trabaja con terceras armónicas. El error depende del parámetro de medición.

Medidores de estado sólido pueden medir potencia basándose en la forma de onda . En general, una distorsión debe ser severa (>20%) para causar errores significantes.

### ***3.3.4 CONVERSORES DE POTENCIA Y CARGAS ELECTRONICAS***

Una gran cantidad de artefactos utilizan una forma de energía y la transforman en otra partiendo de la frecuencia de la línea y requieren rectificación o conversión de frecuencia. Distorsiones externas pueden afectar el trabajo tanto del conversor de potencia como de las cargas del conversor. La severidad de estos efectos se ve agravada si se considera que los conversores por lo general son, de por sí, fuentes de distorsión.

La Operación Anormal en este tipo de cargas puede ser dividida en dos categorías :

- 1) Operación anormal en la operación del conversor , que puede ser ocasionada por el desplazamiento de los ángulos de disparo debido a errores en el sistema de control debidos a la influencia de los armónicos y también debido a fallas en los semiconductores ocasionados por altos valores  $di/dt$ ,  $dv/dt$  o por efectos del sobrecalentamiento.
- 2) Operación anormal en la operación de la carga del conversor, que puede ser ocasionada por el traspaso del contenido armónico de entrada, a través del conversor, hacia el lado de la carga.

### ***3.3.5 RELES DE PROTECCION***

Los sistemas armónicos afectan los relees de protección de varias formas acarreándolos a operaciones anormales.

Los relés cuyo funcionamiento depende del valor pico de voltajes y/o corrientes o del cruce por cero del voltaje para su operación son obviamente afectados por la distorsión armónica de la forma de onda.

La presencia de corriente de tercera armónica de secuencia cero puede causar que los relés de falla a tierra operen erróneamente.

Los relés estáticos de baja frecuencia son susceptibles a cambios substanciales en las características de operación. En muchos casos, tales cambios, siendo relativamente pequeños, se esperan durante la operación normal y se sabe que van a producir una distorsión moderada.

Dependiendo del fabricante, los relés de sobrevoltaje y sobrecorriente exhiben varios cambios en sus características de operación frente al contenido armónico. Dependiendo del contenido armónico, los torques de operación de los relés pueden invertirse. De igual manera, los tiempos de operación pueden variar ampliamente como función de la frecuencia asociada a la cantidad bajo medición.

Los armónicos pueden afectar las altas velocidades de operación de los relés diferenciales.

El Power System Relay Committee of the Power Engineering Society en su informe titulado "Sine Wave Distortions on Power Systems and the Impact on Protective Relaying" de 1982 afirma que "los relés de protección generalmente no responden a ningún parámetro identificable tal como el valor eficaz (rms) de una magnitud primaria o a la componente de frecuencia fundamental de esa magnitud. Como una consideración relacionada, el desenvolvimiento de un relé a determinadas frecuencias por separado no es una indicación de cómo responderá el relé frente a una onda distorsionada que contenga a aquellas frecuencias. El Principio de Superposición no es aplicable. Un relé con varias ondas de entrada puede ser más impredecible que un relé con una sola entrada cuando se presentan ondas distorsionadas. La respuesta del relé bajo condiciones distorsionadas puede variar aún entre aquellos relés que tienen la misma frecuencia nominal de operación y no solamente dependiendo del fabricante sino entre relés que provienen de un mismo fabricante."

Es, entonces, manifiesta la imposibilidad de definir completamente la respuesta del relé debido a la variedad de relees existentes y a la naturaleza de las distorsiones. No es únicamente el orden del armónico y su magnitud lo que hay que tomar en cuenta sino también en ángulo de fase de las componentes armónicas. Tal es así que un releo puede actuar de diferente manera frente a dos ondas distorsionadas que tengan las mismas magnitudes de componentes armónicas pero que difieran en sus ángulos de fase.

Aún así se pueden rescatar algunas características de operación comunes que muestran los relés frente a los armónicos :

- 1.- Los relés exhiben una tendencia a operar lentamente y/o con altos valores de *pickup*, antes que a operar rápido y/o con bajos valores de *pickup*.
- 2.- Los relés estáticos de baja frecuencia son susceptibles a experimentar cambios substanciales en sus características de operación.
- 3.- En muchos casos, los cambios en las características de operación son relativamente pequeños frente a un moderado rango de distorsión esperado durante la operación normal ( 5% de DAT)
- 4.- De acuerdo al fabricante, los relés de sobrevoltaje y sobrecorriente exhiben cambios diferentes en las características de operación.
- 5.- Dependiendo del contenido armónico, los torques de operación de los relés algunas veces se invierten.
- 6.- Los relés de impedancia balanceada pueden presentar *sobre alcance* o *alcance bajo*, exhibiendo cambios en las características de operación.
- 7.- Los armónicos, algunas veces, imprimen una operación demasiado rápida a los relés diferenciales.

En general, los niveles de armónicos que se requieren para ocasionar operación anormal de los relees son mayores que aquellos niveles que se consideran máximos para otros equipos. Niveles armónicos del 10 % al 20 % son generalmente suficientes para ocasionar problemas con la operación de los relés.

### 3.4 RESONANCIA A LA FRECUENCIA DE LAS ARMONICAS

Un circuito o sistema está, o entra en resonancia cuando la tensión aplicada y la intensidad de corriente que circulan están en fase. En resonancia, la impedancia compleja del circuito se reduce exclusivamente a una resistencia pura  $R$ . Como el voltaje y la corriente están en fase, el factor de potencia de un circuito resonantes es la unidad.

Las condiciones de resonancia en un sistema eléctrico son los más importantes factores que afectan los niveles de armónicos de ese sistema. Como se analizará más adelante, la *Resonancia Paralela* es una alta impedancia al flujo de corrientes armónicas, mientras la *Resonancia Serie* es una baja impedancia al flujo de corrientes armónicas.

Cuando las condiciones de resonancia no son un problema, el sistema tiene la capacidad de absorber cantidades significativas de corrientes armónicas.

Es únicamente cuando las corrientes armónicas se encuentran ante altas impedancias debido a la resonancia paralela que una distorsión de voltaje significativa y amplificación de corriente ocurre. Por tanto, debe analizarse las características de respuesta de frecuencia del sistema para prevenir problemas de resonancia en el sistema.

Las corrientes armónicas tienden a fluir desde las cargas no lineales, productoras de corrientes armónicas, hacia el camino de menor impedancia, usualmente la fuente de energía del sistema (Figura 3.4).

La impedancia de la fuente de energía generalmente mucho menor que los caminos en paralelo que ofrecen las cargas. Sin embargo, las corrientes armónicas suelen dividirse dependiendo de las relaciones de impedancia. Los armónicos de órdenes superiores pueden fluir hacia los capacitores que presentan una baja impedancia a las bajas frecuencias.

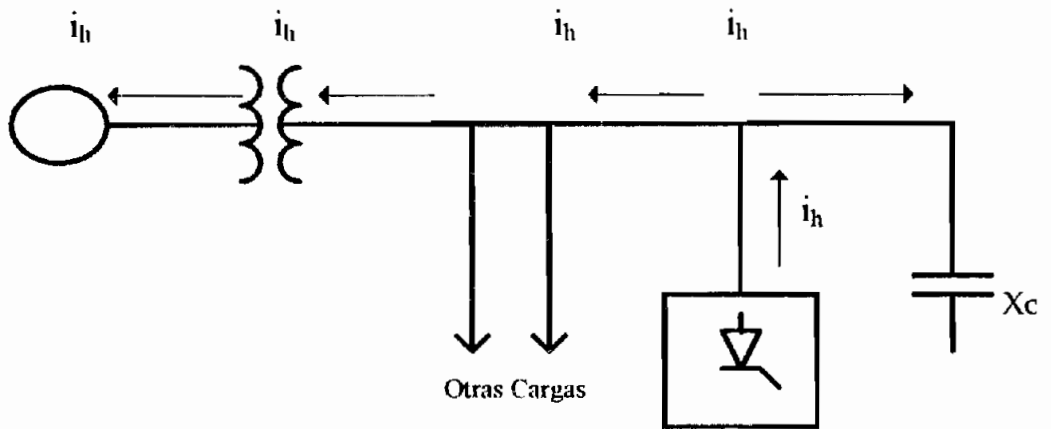


Figura 3.4 : Flujo Normal de Corrientes Armónicas

Si se considera la aplicación de capacitores junto con los armónicos generados por ciertos componentes de un sistema de potencia es necesario tomar en consideración el problema potencial de que se produzcan condiciones de resonancia. La reactancia inductiva se incrementa en proporción directa con la frecuencia mientras la capacitiva decrece directamente con ella. A la frecuencia de resonancia de un circuito inductivo - capacitivo (LC) la reactancia inductiva será igual a la capacitiva.

Existen dos formas de resonancia a considerarse : *Resonancia Serie* y *Resonancia Paralela*.

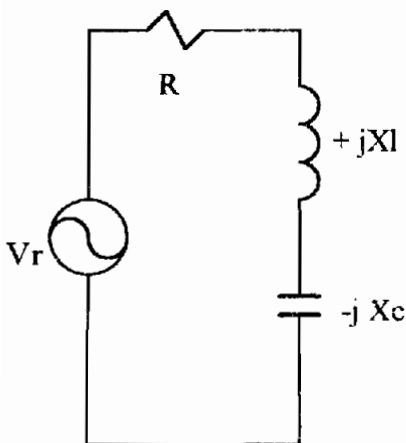


Figura 3.5.a

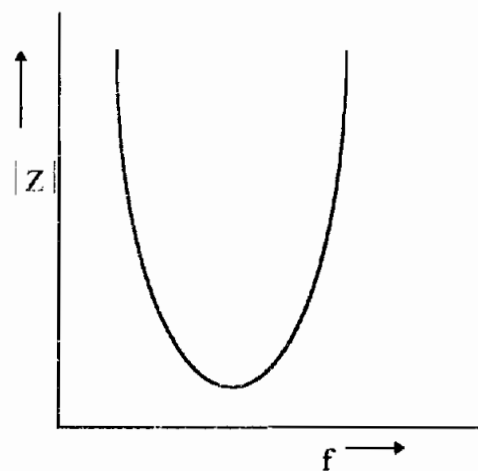


Figura 3.5.b

Figura 3.5 : Resonancia serie

Para el circuito serie de la figura a continuación (Figura 3.5.a) , la impedancia total a la frecuencia de resonancia se reduce al componente de resistencia, únicamente. Para el caso en que esta componente es pequeña fluyen altas corrientes a una determinada frecuencia de excitación. En la parte (Figura 3.5.b) de la figura se gráfica la impedancia en función de la frecuencia del circuito serie.

Por tanto, la *Resonancia Serie* es un resultado de la combinación serie de un banco de capacitores y la línea o la inductancia del transformador. La resonancia serie presenta un camino de baja impedancia a las corrientes armónicas y tiende a actuar como una "trampa" a cualquier corriente armónica que esté en sintonía. La resonancia serie puede ocasionar altos niveles de voltaje distorsionado entre la inductancia y la capacitancia en un circuito serie.

Un ejemplo de un circuito serie es aquel que posee un capacitor conectado entre él y el centro de carga, en el secundario, como se muestra en la Figura 3.6. En él aparece un circuito serie visto desde el lado del transformador :

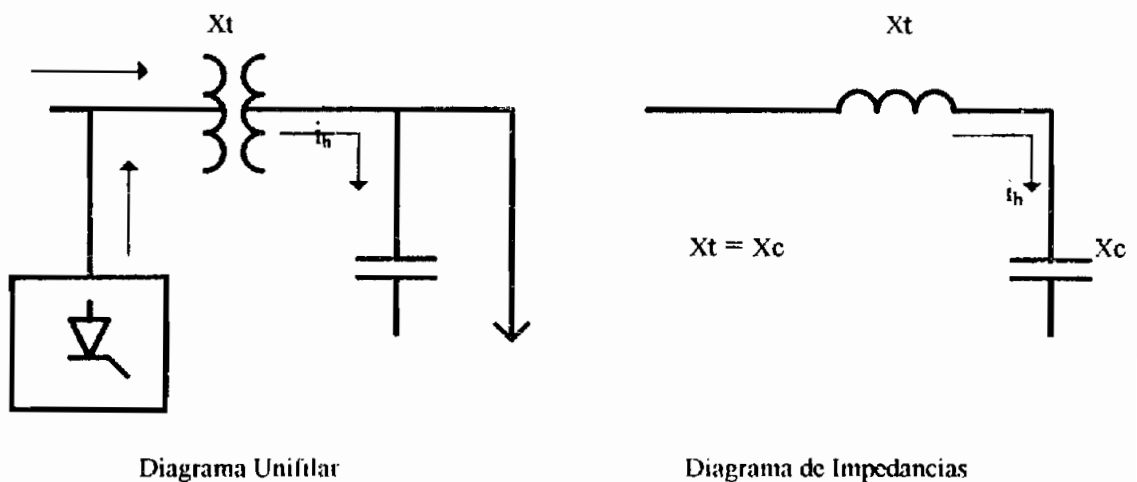


Figura 3.6 : Ejemplo de un circuito serie.

La *Resonancia Paralelo* es similar a la Resonancia Serie en el hecho de que para la frecuencia de excitación la reactancia capacitiva es igual a la inductiva. Sin embargo, la impedancia en paralelo es esencialmente diferente. En la sección (Figura 3.7.b) de la siguiente figura se ilustra la impedancia en función de la frecuencia del circuito paralelo de la sección (Figura 3.7.a). A la frecuencia de

resonancia la impedancia es muy alta y cuando la excitación de la fuente ocurre a la frecuencia de resonancia circula una alta corriente entre el capacitor y el inductor hacia la fuente, que puede ser pequeña en comparación.

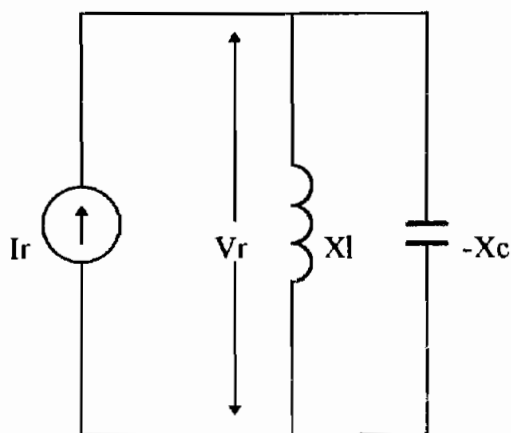


Figura 3.7.a

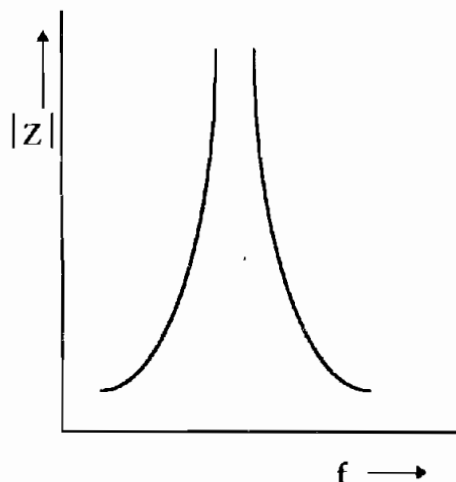


Figura 3.7.b

Figura 3.7 : Resonancia paralela

Cuando en un sistema de potencia que utiliza algún tipo de rectificadores se utilizan capacitores en paralelo existe la posibilidad de resonancia entre el capacitor y la reactancia del sistema de potencia (Por conveniencia se considerara a los rectificadores como fuentes de corriente armónicas así los capacitores y el sistema de potencia están en paralelo).

Si las reactancias del capacitor y el sistema de potencia son cercanamente iguales a una determinada frecuencia, generada por el rectificador, la combinación en paralelo entra en resonancia representando una alta impedancia al flujo de corriente armónica. Como resultado, un relativamente alto voltaje armónico existirá en virtud de la corriente armónica fluyendo a través de la aparente alta impedancia.

Si la combinación de los bancos de capacitores y la inductancia del sistema resultan en una resonancia paralela cerca de uno de los armónicos característicos generados por la carga no lineal, la corriente armónica excitará a un circuito tipo "tanque" causando la amplificación de corriente que oscila entre la energía almacenada en la inductancia y la energía almacenada en la

capacitancia. Esta elevada corriente oscilante puede causar distorsión en el voltaje e interferencia telefónica en aquellos distribuciones circuitales donde la red telefónica se halla cerca del circuito de distribución. En la Figura 3.8 se representa una condición de resonancia paralela :

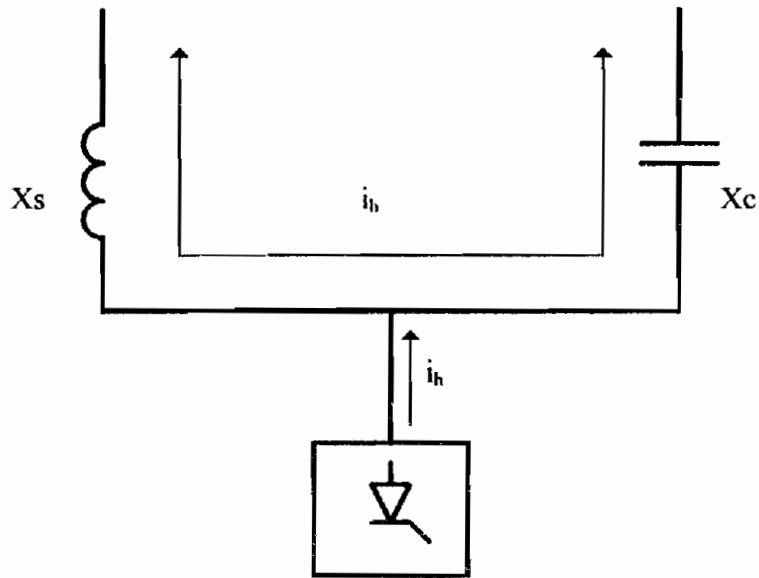


Figura 3.8 : Ejemplo de un circuito paralelo.

Cuando la resonancia se presenta, la magnitud de la corriente armónica en el sistema y el capacitor llega a ser mucho mayor que la corriente generada por el rectificador. La corriente puede ser lo suficientemente alta para fundir los fusibles del capacitor, lo que en la práctica serviría para identificar un posible fenómeno de resonancia.

La siguiente expresión puede ser utilizada para determinar una resonancia armónica potencial con un banco de capacitores en un sistema radial<sup>(6)</sup> :

$$h \cong \sqrt{\frac{MVA_{sc}}{MVAR_c}} \quad (\text{ec. 3.32})$$

donde  $h$  es el orden del armónico

$MVA_{sc}$  es la capacidad de cortocircuito del sistema.

$MVAR_c$  es la capacidad nominal del capacitor

La anterior relación (ec. 3.32) se ha graficado a continuación :



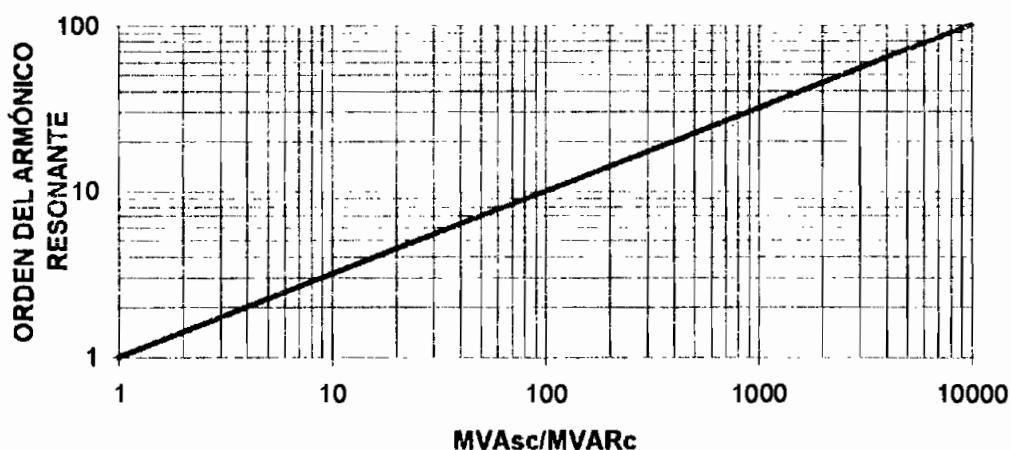


Figura 3.9 : Gráfico de la ecuación 3.32

La ecuación anterior (ec. 3.32) puede ser aproximada a :

$$h \cong \sqrt{\frac{MVA_T \times 100}{MVA_{Rc} \times \%X}} \quad (\text{ec. 3.33})$$

donde  $MVA_T$  es la capacidad nominal del transformador, y

$$\%X = X_T + X_{SIS}$$

siendo  $X_T$  la reactancia del transformador en porcentaje mientras que  $X_{SIS}$  es la reactancia equivalente del sistema en porcentaje de la capacidad nominal del transformador.

En la figura a continuación (Figura 3.10) se ha graficado la ecuación anterior (ec. 3.33) con el propósito de determinar la capacidad del transformador crítico que lleva a la resonancia. Debido a que los rectificadores de 6 pulsos tienen en común el quinto y el séptimo armónico, la resonancia a estos armónicos debe ser específicamente abordada.

**ORDEN DEL ARMONICO RESONANTE EN FUNCION DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR PARA UNA CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO DADA**

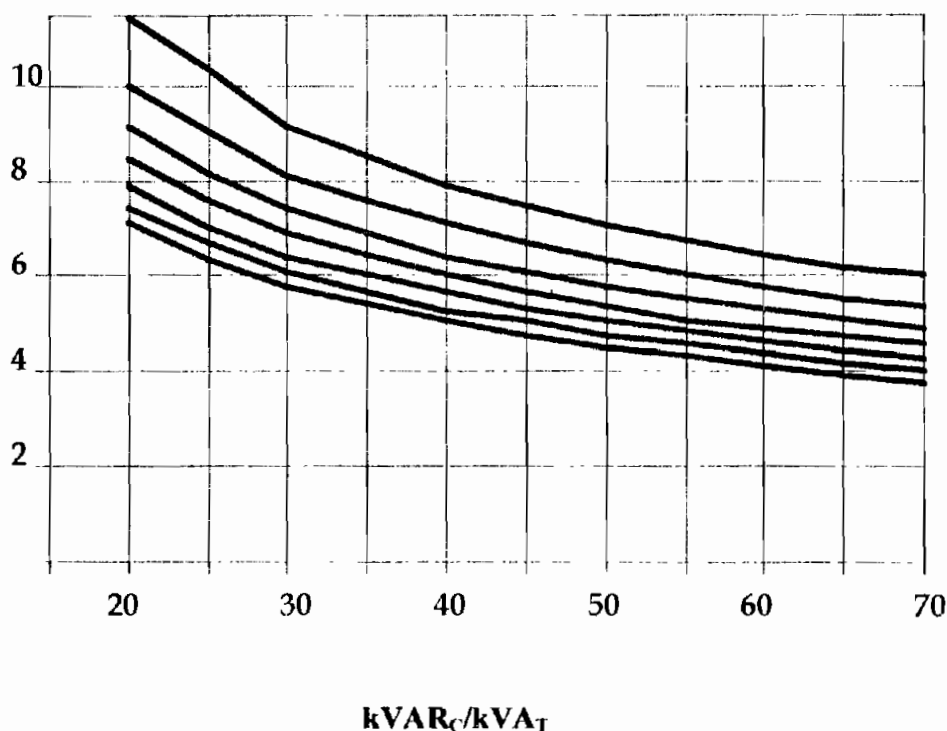


Figura 3.10 : Gráfico de la ecuación 3.33

Nota : En la Figura 3.10 la impedancia de corto circuito y la capacidad del capacitor están en porcentaje de la capacidad en MVA del transformador.

$\%X = (\%X_T + \%X_{SIS})$  en base del transformador.

El eje de las ordenadas corresponde al ORDEN DEL ARMONICO RESONANTE.

Para el caso de transformadores de subestación utilizadas en la industria (500 - 2000 kVA) si la reactancia  $X_{SIS}$ , de la ecuación anterior (ec. 3.33), no se conoce puede asumirse igual a  $\frac{1}{2}$  hasta 1 por ciento de la capacidad corriente de corto circuito del sistema.

Los valores de  $X$  iguales a 6 a 7 por ciento también pueden utilizarse como una aproximación para  $\%X$  en la ecuación anterior.

En aplicaciones que involucran transformadores de alta potencia la capacidad de corriente de corto circuito debe ser calculada.

La figura anterior (Figura 3.10) está limitada a aplicaciones en sistemas radiales. Para arreglos más complejos, los cuales utilicen capacitores en sitios dispersos, la determinación analítica de la distribución armónica es mucho más difícil y requiere el uso de recursos de computación para estudiar el flujo de la corriente armónica. La variedad de sitios en los que se coloque capacitores provoca multiplicidad de combinaciones para las cuales la resonancia puede ocurrir.

### 3.4.1 EFECTO DE LA CARGA EN LAS CONDICIONES DE RESONANCIA

La carga no tiene un efecto significativo en las características de respuesta de frecuencia del sistema excepto en el rango de frecuencias cercanas a las de resonancia. En la Figura 3.11 se ha representado los componentes de carga vistos desde el primario de un sistema de distribución. Cada uno de estos componentes puede ser importante para un análisis armónico.

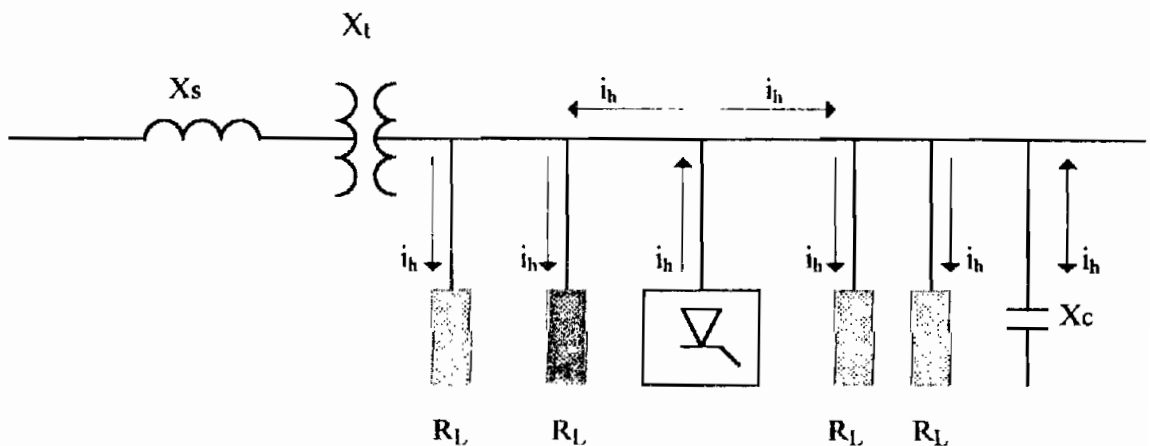


Figura 3.11 : Sistema eléctrico de potencia típico.

El transformador reductor se representa por su reactancia de dispersión serie y la resistencia en el circuito. Con armónicos de orden inferior, la reactancia de dispersión es pequeña en comparación con la impedancia de carga (resistencia).

Sin embargo, con armónicos de órdenes superiores, la reactancia del transformador reductor llega a ser muy grande comparada con la carga.

El transformador esencialmente aísla a la carga a frecuencias armónicas altas.

La componente resistiva de la carga llega a ser muy importante en condiciones de resonancia del sistema. El camino de resistencia (que es de baja impedancia) es elegido por los armónicos cuando el sistema entra en resonancia paralela. Por tanto, en condiciones de resonancia paralela, se presentan altos niveles de carga en el sistema en un camino de baja impedancia.

### **3.5 OTROS EFECTOS**

Niveles de armónicos en un Sistema de Potencia pueden también ocasionar otros problemas en otro tipo de equipo y que todavía no se han analizado. Algunos de estos problemas son :

- Ruido, como resultado de armónicos en el audio. Puede ocurrir que los sistemas de onda portadora de las líneas de transmisión, así como los sistemas telefónicos y de adquisición de datos sean afectados. El ruido puede causar problemas a muchos kilómetros de la fuente. Puede crearse interferencia electromagnética (EMI) en sistemas telefónicos y de comunicación y ocasionar costosos errores en los sistemas de transmisión de datos.
- Sistemas de control remoto pueden operar erróneamente como resultado de la existencia de armónicos junto a la señal portadora.
- Los armónicos pueden ocasionar saturación del núcleo de algunos transformadores de potencial, lo que puede ocasionar errores de medición. En el caso de transformadores de corriente la influencia de la relación de transformación es pequeña, sin embargo, el ángulo, y consecuentemente la potencia y la energía, pueden ser afectados.

- La presencia de armónicos de secuencia cero en los conductores neutros y en los artefactos puestos a tierra puede ocasionar el decremento en la capacidad de estos equipos.
- Altos niveles de ruido audible y arcos ocasionales en transductores de voltaje en capacitores de acoplamiento se han detectado en presencia de componentes armónicos.

## CAPITULO 4

### INCIDENCIA DE LAS CARGAS NO LINEALES SOBRE LA VIDA UTIL Y LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR

#### 4.1 PERDIDAS EN EL TRANSFORMADOR

En la operación de cualquier dispositivo o sistema físico pasivo, se requiere más potencia en los terminales de entrada que la que se obtiene en los terminales de salida. La diferencia entre las potencias de salida y entrada se llama pérdida de potencia. La relación permisible de la pérdida de potencia, a la potencia de salida deseada, depende esencialmente de la magnitud de la potencia de salida y de la potencia específica. La magnitud de la potencia de pérdida varía desde un porcentaje significativo de la potencia de salida, hasta una fracción muy pequeña de ésta. Lo primero ocurre en dispositivos de pequeña potencia en donde la máxima transferencia de potencia es el objeto primordial. La segunda ocurre en dispositivos de potencia grande y en dispositivos y en sistemas en donde resulta económicamente esencial mantener pequeñas las pérdidas.

Las pérdidas que se producen en las máquinas eléctricas se traducen en fuentes de calentamiento que elevan la temperatura de sus diversos componentes; devanados, aislamientos, paquetes de chapa, etc., y constituyen por lo general la causa limitadora de la potencia que podría obtenerse de la máquina en cuestión.

Estas mismas pérdidas implican un gasto de energía no utilizada que encarece el servicio y, por tanto, repercute desfavorablemente en la economía del sistema.

Las pérdidas de potencia que ocurren en los transformadores son :

- 1.- Pérdidas en los bobinados (llamadas pérdidas de carga), generalmente, de cobre ( $I^2R$ ).

- 2.- Pérdidas en el núcleo de acero debidas al campo magnético (llamadas pérdidas en el núcleo o pérdidas en vacío).
- 3.- Magnetoestricción.

#### **4.1.1 PERDIDAS DE CARGA**

Si corriente directa pasa a través de los bobinados conductores del transformador se producirán pérdidas  $I^2R$  simples, donde  $R$  es la resistencia DC en los bobinados. Sin embargo, si una corriente alterna AC de la misma magnitud pasa a través de los bobinados conductores se producen pérdidas adicionales.

Cuando los bobinados del transformador transportan corriente alterna A.C cada conductor se rodea por un campo electromagnético cuya amplitud es directamente proporcional a la magnitud de la corriente. En la Figura 4.1 se muestra un corte transversal del núcleo, bobinados, soportes y tanque de un transformador junto a un esquema del campo compuesto producido por corriente A.C fluyendo por los bobinados conductores.

Cada conductor metálico concatenado con el flujo electromagnético experimenta un voltaje interno inducido que ocasiona que corrientes parásitas o de Eddy fluyan en ese conductor. Las corrientes de Eddy producen pérdidas que son disipadas en forma de calor produciendo un incremento adicional de temperatura en el conductor y en los circundantes.

Este tipo de pérdidas extras, a parte de las pérdidas  $I^2R$  son frecuentemente llamadas PERDIDAS DE DISPERSION.

Si bien la totalidad de las pérdidas extra son pérdidas por corrientes de Eddy, la porción en los bobinados es usualmente llamada Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados ( $P_{EC}$ ) y la porción exterior a los bobinados es llamada Pérdidas de Dispersión Adicionales o simplemente Pérdidas de Dispersión ( $P_{dis}$ ).

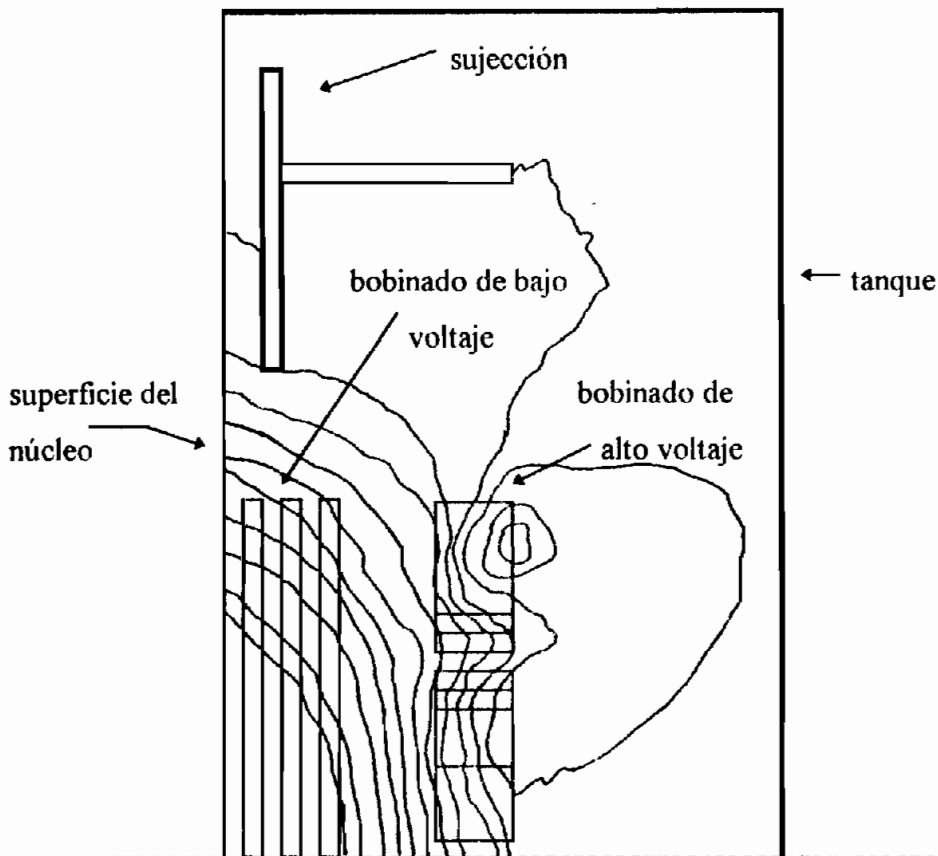


fig. 4.1 : Campo Electromagnético Producido por una Corriente de Carga en el Transformador.

Las pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados conductores son proporcionales al cuadrado de la amplitud del campo electromagnético (o al cuadrado de la corriente de carga que produce el campo) y al cuadrado de la frecuencia AC.

Las Pérdidas de Dispersión Adicionales son generalmente proporcionales a la corriente elevada a una potencia generalmente menor a 2, porque la profundidad de penetración del flujo electromagnético al interior de otras partes metálicas (usualmente acero) varía con la amplitud del campo.

En los transformadores modernos las pérdidas por corrientes de Eddy más las pérdidas de dispersión cubren aproximadamente el 0.5% de la potencia



nominal mientras que las pérdidas  $I^2R$  abarcan aproximadamente el 1.5% de la potencia nominal.

En párrafos posteriores se analiza con más detalle la influencia de las Pérdidas de Dispersión en el núcleo y en otras partes estructurales del transformador.

#### **4.1.2 PERDIDAS EN VACIO**

Se deben al voltaje aplicado y se relacionan con el diseño del núcleo y de los materiales magnéticos seleccionados.

En vacío o sin carga, en el transformador se producen las siguientes pérdidas :

- Pérdidas en el cobre del primario
- Pérdidas principales en el núcleo
- Pérdidas adicionales en vacío

La frecuencia del voltaje aplicado es predominante en el valor de estas pérdidas por lo que debe ser lo más cercana a la de diseño.

Los diseños de transformadores modernos consideran un rango de aproximadamente 0.25% a 0.5% de la potencia nominal para este tipo de pérdidas.

##### **4.1.2.a Pérdidas en el cobre del primario**

La pérdida en el cobre en vacío  $I_0^2 \cdot r_1$ , con  $I_0$  la corriente del primario en vacío y  $r_1$  la resistencia del primario, pueden ser despreciadas porque incluso en transformadores de baja potencia con corriente relativamente intensa estas pérdidas suelen ser menores que el 2% de las totales en vacío. Por consiguiente se puede admitir que la potencia en vacío es prácticamente utilizada por completo como pérdidas en el hierro o acero del núcleo.

##### **4.1.2.b Pérdidas principales en el núcleo**

Las dos componentes de pérdidas principales en el núcleo son la pérdida por histéresis  $P_h$  y la pérdida por corrientes parásitas en el núcleo  $P_{RCnucleo}$

### ***Pérdida por Histéresis ( $P_h$ )***

La pérdida por histéresis se origina por las propiedades magnéticas de los materiales ferrosos. Cuando tiene lugar una variación cíclica de flujo en un material ferroso, una cantidad de energía proporcional al área del ciclo de histéresis, se disipa en el material por cada ciclo completo de variación de flujo.

La pérdida por histéresis varía con la frecuencia y la densidad de flujo y puede ser representada solamente por una relación basada en datos experimentales. Normalmente se expresa por :

$$P_h = K_h \cdot \text{Vol} \cdot f \cdot B_{\text{máx}}^\sigma \quad (\text{ec. 4.1})$$

En donde  $K_h$  es una constante propia del sistema de unidades que se está usando, Vol es el volumen del núcleo,  $f$  es la frecuencia en ciclos por segundo,  $B_{\text{máx}}$  es el valor máximo de la densidad de flujo;  $\sigma$  se llama en el exponente de Steinmetz y tiene un rango de valores desde 1.5 hasta aproximadamente 2.5 para los aceros usuales que se usan en máquinas electromagnéticas.

### ***Pérdidas por corrientes parásitas ( $P_{EC\text{núcleo}}$ ).***

Las pérdidas por corrientes parásitas ocurren cuando un material conductor experimenta una variación del campo magnético a través del mismo : el núcleo de acero es tal material. Como resultado de los voltajes inducidos según la ley de Faraday en el acero, diversas corrientes circulan en éste. Estas corrientes se llaman corrientes parásitas. Dan por resultado pérdidas por  $I^2R$  en el material del núcleo, de donde se deriva su nombre de pérdidas por corrientes parásitas y son parte de las Pérdidas de Dispersión Adicionales. En general, la expresión analítica para las pérdidas por corrientes parásitas es muy complicada y, por lo tanto, difícil de trabajar con ella. Bajo las condiciones usuales de frecuencia de máquina y densidad de flujo, la siguiente expresión produce buenos resultados si la constante de proporcionalidad  $K_e$  se obtiene de datos experimentales apropiados:

$$P_{\text{EX núcleo}} = K_e \cdot \text{Vol} \cdot f^2 \cdot TL^2 \cdot B_{\text{máx}}^2 \quad (\text{ec. 4.2})$$

en donde Vol es el volumen del núcleo, f es la frecuencia en ciclos por segundo, TL es el espesor de las láminas, normal a la dirección del campo magnético y  $B_{\text{máx}}$  es nuevamente la densidad máxima de flujo en el material. Es por esta razón que, para reducir las pérdidas por corrientes parásitas, los núcleos de acero de los transformadores son laminados.

#### **4.1.2.c Pérdidas adicionales en vacío**

Las pérdidas de esta clase son :

- a) Pérdidas en las chapas debidas a los cambios de estructura durante el trabajo mecánico;
- b) Pérdidas en las juntas y pasadores debidas a la desigualdad de distribución del flujo magnético;
- c) Pérdidas en los componentes constructivos, es decir, en pernos, refuerzos, abrazaderas u horquillas de sujeción, tanque de aceite, etc. que son parte de las Pérdidas de dispersión adicionales;
- d) Pérdidas en el aislamiento de los transformadores de alta tensión.

Las pérdidas adicionales en vacío no pueden ser calculadas con precisión. Por consiguiente, hasta ahora, se las calcula utilizando datos tabulados que toman en cuenta dichas pérdidas adicionales.

En los transformadores construidos con acero laminado en caliente todos los tipos de pérdidas adicionales en vacío comienzan a aumentar bruscamente cuando la densidad de flujo en el núcleo excede de 1.5 wb/m<sup>2</sup>. Para las densidades usuales de flujo en el núcleo del transformador, es decir 1.45 - 1.47 wb/m<sup>2</sup> las pérdidas adicionales alcanzan del 15 al 20 % de las pérdidas principales.

### 4.1.3 PERDIDAS POR MAGNETOESTRICCION

Son pérdidas debidas a la radiación sonora a causa de los cambios en las dimensiones físicas en el núcleo de acero, originadas por la variación de la densidad de flujo en el núcleo. Las laminaciones de acero del núcleo sufren elongaciones y contracciones (magnetoestricción) al variar el flujo que pasa por ellas. Esta magnetoestricción es no lineal e independiente de la dirección del flujo. Por tanto, el ruido se emite en múltiplos pares de la frecuencia de excitación, es decir, 120, 240, 360 Hz, etc., para un sistema de potencia de 60 Hz. Las componentes armónicas decrecen en magnitud, al subir el modo de vibración. Sin embargo, un transformador sobreexcitado o de resonancia en el núcleo puede producir una tercera frecuencia anormalmente alta o frecuencias armónicas de orden más elevado.

El porcentaje de pérdidas de este fenómeno es insignificante por lo que su estudio detallado queda fuera del alcance de este estudio.

### 4.2 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS EN EL COBRE.

Del circuito equivalente monofásico del transformador, mostrado en la Figura 4.2, se puede obtener las pérdidas en el cobre para el  $h^{\text{ésimo}}$  armónico en función de las pérdidas en el cobre para la componente fundamental (60 Hz)<sup>(10)</sup>:

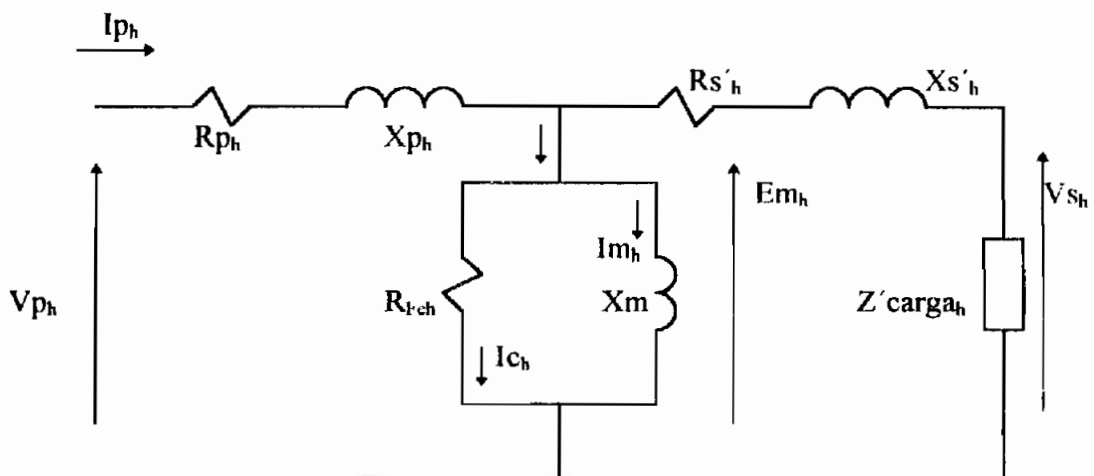


Figura 4.2 : Circuito equivalente armónico del transformador.

$$\frac{W_{\Omega h}}{W_{\Omega 1}} = \left[ \frac{V_{p_h}}{V_{p_1}} \right]^2 \left[ \frac{R_{p_h} + R_{s'_h}}{R_{p_1} + R_{s'_1}} \right] \frac{\left( R_{p_1} + R_{s'_1} + R_{c \arg a'_1} \right)^2 + w^2 \left( L_{p_1} + L_{s'_1} + L_{c \arg a'_1} \right)^2}{\left( R_{p_h} + R_{s'_h} + R_{c \arg a'_h} \right)^2 + (h.w)^2 \left( L_{p_h} + L_{s'_h} + L_{c \arg a'_h} \right)^2} \quad (\text{ec. 4.3})$$

$$\text{siendo } Z_{c \arg a'_h} = R_{c \arg a'_h} + (j.h.w)L_{c \arg a'_h} \quad (\text{ec. 4.4})$$

Debido a que generalmente :  $R_{c \arg a'_h}, R_{c \arg a'_1} \gg R_{p_h}, R_{p_1}, R_{s'_h}, R_{s'_1}$  se obtiene:

$$\frac{W_{\Omega h}}{W_{\Omega 1}} = \left[ \frac{V_{p_h}}{V_{p_1}} \right]^2 \left[ \frac{\left( R_{c \arg a'_1} \right)^2 + w^2 \left( L_{p_1} + L_{s'_1} + L_{c \arg a'_1} \right)^2}{\left( R_{c \arg a'_h} \right)^2 + (h.w)^2 \left( L_{p_h} + L_{s'_h} + L_{c \arg a'_h} \right)^2} \right] \quad (\text{ec. 4.5})$$

La magnitud de la  $h^{\text{ésima}}$  componente armónica de corriente en el primario será igual a :

$$I_{p_h} = \frac{V_{p_h}}{Z_h} \xrightarrow{\text{entonces}} Z_h = \frac{V_{p_h}}{I_{p_h}} \quad (\text{ec. 4.6})$$

$$\text{donde } Z_h = \sqrt{\left( R_{p_h} + R_{s'_h} + R_{c \arg a'_h} \right)^2 + (h.w)^2 \left( L_{p_h} + L_{s'_h} + L_{c \arg a'_h} \right)^2}$$

(ec. 4.7)

En la última expresión (ec. 4.7) , cuando  $h = 1$  se obtiene la componente de impedancia para la frecuencia fundamental (60 Hz) :

$$Z_1 = \sqrt{\left(Rp_1 + Rs_1' + Rc \arg a_1'\right)^2 + (\omega)^2 \left(Lp_1 + Ls_1' + Lc \arg a_1'\right)^2} \quad (\text{ec. 4.8})$$

Reemplazando (ec. 4.8) y (ec. 4.9) en (ec. 4.5) se obtiene :

$$\frac{W_{\Omega h}}{W_{\Omega 1}} = \left[\frac{Vp_h}{Vp_1}\right]^2 \left[\frac{Z_1}{Z_h}\right]^2 \quad (\text{ec. 4.9})$$

Finalmente, reemplazando (ec. 4.6) en (ec. 4.9) se obtiene :

$$\frac{W_{\Omega h}}{W_{\Omega 1}} = \left[\frac{Ip_h}{I_1}\right]^2 \quad (\text{ec. 4.10})$$

El mismo análisis puede ser aplicado a transformadores trifásicos en operación balanceada obteniéndose idéntico resultado.

Cambiando de nomenclatura ,  $I^2R$  por  $W_{\Omega}$  se obtiene que las pérdidas en el cobre para el  $h^{\text{ésimo}}$  armónico se determina por :

$$I^2 R_h = I^2 R_1 \cdot \left[\frac{Ip_h}{I_1}\right]^2 \quad (\text{ecs. 4.11})$$

$$I^2 R_h = I^2 R_{nom} \cdot Ip_h(p.u)^2$$

Donde  $I^2 R_{nom} = I^2 R_1$  y representa las pérdidas a la componente fundamental (60 Hz), que es, usualmente, el dato nominal que proporciona el fabricante del equipo.

$Ip_h(p.u)$  es el valor de las componentes  $Ip_h$  en por unidad de la componente fundamental para todo el espectro armónico.

Haciendo el sumatorio de pérdidas para todo el rango de componentes armónicas se obtienen las pérdidas totales en el cobre conociendo el contenido armónico de la corriente :

$$I^2 R = I^2 R_{nom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} I_{p_h} (pu)^2 \quad (ec. 4.12)$$

La última expresión, aunque sencilla, refleja el hecho de que las pérdidas  $I^2R$  se deben a la componente de resistencia D.C de los bobinados y están afectadas por las *magnitudes* de las componentes armónicas mas no por la frecuencia. Si el valor eficaz (rms) de la corriente de carga se incrementa debido a las componentes armónicas las pérdidas  $I^2R$  se incrementan concordantemente.

#### **4.3 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS POR CORRIENTES DE EDDY.**

Las pérdidas por corrientes de Eddy ( $P_{EC}$ ) en los bobinados conductores, como se ha mencionado en el párrafo (4.1.1), engloban a aquellas pérdidas que se producen en los conductores debido al flujo electromagnético. También se producen pérdidas de este tipo en otras partes del transformador (núcleo, tanque, partes estructurales, etc.) que se analizarán en el párrafo (4.4).

Las Pérdidas por corrientes de Eddy dependen del cuadrado de la dimensión de los estratos de conductores perpendiculares al flujo de campo de dispersión. En los extremos de los bobinados el flujo de campo se curva y la mayor porción de la capa rectangular es perpendicular al vector componente al flujo de campo de dispersión. Si se iguala la altura del bobinado primario y secundario se reduce las Pérdidas por corrientes de Eddy en los extremos de los bobinados; sin embargo, la magnitud de tales pérdidas es todavía mayor que las pérdidas en la región media del bobinado debido a la curvatura del flujo de campo. La situación se ilustra en la figura (Figura 4.1).

Aproximadamente iguales alturas del bobinado primario y secundario se logran en la mayoría de los diseños de transformadores. Reduciendo el tamaño de los estratos se reducen las Pérdidas por corrientes de Eddy pero se incrementan las pérdidas óhmicas a no ser que se haga más de un estrato por vuelta. Pero el hacer más de un estrato por vuelta incrementa las Pérdidas por corrientes de Eddy debido a la circulación de corrientes a no ser que se haga transposición de los estratos a lo largo del bobinado.

Los transformadores de menor capacidad poseen inherentemente pequeños estratos debido a las bajas corrientes.

La relación que permite evaluar las pérdidas por corrientes de Eddy ( $P_{EC}$ ) en los bobinados conductores bajo corrientes sinusoidales es<sup>(11)</sup> :

$$1 + \frac{P_{EC1}}{W_{\Omega 1}} = \varphi(\xi) + A \cdot \Psi(\xi) \quad (\text{ec. 4.13})$$

donde :

$$\varphi(\xi) = \xi \frac{\sinh(2\xi) + \sin(2\xi)}{\cosh(2\xi) - \cos(2\xi)}$$

$$\varphi(\xi) = 1 + \frac{4}{45} \xi^4 - \frac{16}{4725} \xi^8 + \frac{88448}{638512875} \xi^{12} - \dots, \quad (\text{ecs. 4.14})$$

$$\Psi(\xi) = 2\xi \frac{\sinh(\xi) - \sin(\xi)}{\cosh(\xi) + \cos(\xi)}$$

$$\Psi(\xi) = \frac{1}{3} \xi^4 - \frac{17}{1260} \xi^8 + \frac{691}{1247400} \xi^{12} - \dots,$$

y con :

$$A = \frac{m^2 - 1}{3}$$

$$\xi = a \sqrt{\left( \frac{\pi \cdot f \cdot \mu_0}{\rho} \right) \left( \frac{h_\tau}{h} \right)} \quad (\text{ecs. 4.15})$$



los símbolos corresponden a:

$P_{ECI}$  son las pérdidas por corrientes de Eddy bajo corriente sinusoidal (usualmente a 60 Hz)

$W_{\Omega 1}$  son las pérdidas  $I^2R_1$  y representan las pérdidas óhmicas a la componente fundamental (60 Hz).

$a$  es la dimensión radial de cada estrato.

$m$  es el número de estratos.

$f$  es la frecuencia de alimentación.

$u_0$   $1.256 \times 10^6$  henrios/metro.

$\rho$  es la resistividad del conductor.

$h_T$  es la altura neta de los conductores en dirección del flujo de dispersión.

$h$  es la altura total del bobinado en dirección del flujo de dispersión.

Se puede notar que si  $\xi < 1.2$  los términos de la serie con exponentes mayores a 4 pueden ser omitidos y las pérdidas por corrientes de Eddy son proporcionales al cuadrado de la frecuencia. Por ejemplo, si  $h_T / h = 0.8$  (valor normal en el diseño de transformadores),  $a = 13.5$  mm y  $f = 60$  Hz, dan un valor de  $\xi = 1.2$ . Sin embargo  $a$  en transformadores rara vez excede los 3mm con lo que la frecuencia que hace que  $\xi = 1.2$ , en estas condiciones, es cercana a 1000 Hz.

Por lo tanto, si se asume que las Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados conductores varían con el cuadrado de la frecuencia, la siguiente relación surge para evaluar dichas pérdidas a la componente fundamental (60 Hz)<sup>(11)</sup>:

$$\frac{P_{ECI}}{W_{\Omega 1}} = \frac{5m^2 - 1}{45} \xi^4 \quad (\text{ec. 4.16})$$

Un análisis similar permite predecir que para muy altas frecuencias las Pérdidas por corrientes de Eddy varían con la raíz cuadrada de la frecuencia. Tal argumento no cambia la precisión del cálculo cuenta puesto que las magnitudes de las corrientes armónicas decrecen conforme aumenta el orden del armónico por lo que su efecto es insignificante para la evaluación de las pérdidas.

Si la corriente que circula por los bobinados tiene cierto contenido armónico se asume que las Pérdidas por corrientes de Eddy varían, además de con el cuadrado de la frecuencia (orden del armónico), con el cuadrado de la corriente eficaz (rms) de la corriente que produce el flujo, que es precisamente la corriente no lineal. *Es esta característica la que puede causar excesivas pérdidas en los bobinados y por lo tanto incrementos anormales de temperatura en los transformadores que alimentan cargas no lineales.*

De acuerdo a lo anterior se puede establecer la siguiente relación<sup>(5)</sup>:

$$P_{EC} = P_{EC1} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2 \cdot h^2 \quad (\text{ec. 4.17})$$

donde  $I_1$  es la componente de corriente a la frecuencia fundamental (60 Hz).

Una vez obtenidas las Pérdidas por corrientes de Eddy a la frecuencia fundamental mediante la ecuación (ec. 4.16) se puede utilizar la ecuación (ec. 4.17) para encontrar las Pérdidas por corrientes de Eddy cuando se tiene una corriente de carga con un contenido de armónico conocido.

El uso de la ecuación (ec. 4.16) es posible si se conoce las características constructivas del transformador, como ocurre en la etapa de diseño, por ejemplo. De no ser así se recurre al método experimental que consiste en hacer la prueba de carga del transformador a frecuencia nominal y determinar las Pérdidas Totales de Carga ( $P_{CARGA}$ ). De las Pérdidas Totales de Carga se sustrae las pérdidas  $I^2R$  a frecuencia nominal y se obtienen las Pérdidas por

corrientes de Eddy más las Pérdidas de Dispersión Adicionales o simplemente Pérdidas de Dispersión ( $P_{dis}$ ), como se muestra a continuación :

$$P_{EC1} + P_{dis1} = P_{CARGA1} - I^2 R_1 \quad (ec. 4.18)$$

donde el subíndice 1 indica que todas las pérdidas son a la componente fundamental.

Se puede asumir que el término de la izquierda en el ecuación (ec. 4.18) corresponde enteramente a las Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados ( $P_{EC1}$ ). El error que se comete al aplicar este método es muy pequeño debido a que la magnitud de las Pérdidas de Dispersión ( $P_{dis1}$ ) no es muy grande en comparación con ( $P_{EC1}$ ) aún si la corriente tiene contenido armónico. De esta manera se puede aplicar la relación (ec. 4.17) para encontrar las Pérdidas por corrientes de Eddy ( $P_{EC}$ ).

Cuando se trabaja con transformadores rectificadores, es decir aquellos transformadores destinados a alimentar exclusivamente convertidores estáticos de potencia tipo rectificador, la evaluación de las Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados puede hacerse en función de los parámetros del rectificador, tales como ángulo de disparo, ángulo de traslape, corriente DC en la carga, etc.

El efecto neto del incremento de las Pérdidas por corrientes de Eddy producidas por corrientes de carga armónicas es el de producir calentamiento que debe ser disipado por el transformador. Las Pérdidas por corrientes de Eddy son la porción más afectada dentro del conjunto de pérdidas del transformador. Por esta razón, estas pérdidas constituyen el mayor porcentaje de pérdidas y por lo tanto el punto máximo de interés para cualquier análisis.

#### **4.4 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS DE DISPERSION.**

Como se mencionó en el párrafo 4.1.1, todas aquellas pérdidas de dispersión aparte de las de los bobinados se denominan en general Pérdidas de Dispersión Adicionales o simplemente Pérdidas de Dispersión ( $P_{dis}$ ).

Las Pérdidas de Dispersión ocurren debido al flujo de dispersión que concatena al núcleo, soportes, tanque y otras partes metálicas estructurales.

Los armónicos fluyendo en la corriente de carga pueden crear distorsión en las ondas de voltaje. Cuanto más pronunciado este efecto mayor será la probabilidad de saturación del núcleo por lo que las pérdidas en el núcleo se incrementarán. También se elevará la corriente de excitación y los niveles de sonido.

Con el propósito de evaluar apropiadamente los efectos de la carga no lineal sobre este tipo de pérdidas es necesario conocer las características armónicas de la carga, los Voltios por Hertzio que se esperan y las características de diseño del núcleo.

Las pérdidas de dispersión son generalmente proporcionales a una potencia ligeramente menor a 2. El Efecto Piel o la profundidad de penetración del flujo electromagnético en estas partes magnéticas varían con la magnitud del campo. Entonces, si la frecuencia se incrementa la profundidad de penetración decrece.

Se ha comprobado que las Pérdidas de Dispersión también se incrementan como resultado del flujo de una corriente no sinusoidal. Sin embargo, el incremento de temperatura en estas regiones (núcleo, soportes, tanque) es menos crítica que en los bobinados.

Las pérdidas de dispersión pueden elevar la temperatura de las partes estructurales.

En casos extremos, el tanque y el sistema de sello pueden incrementar su temperatura a niveles que pueden producir ampollas en la pintura exterior.

Las partes calientes en contacto con el sistema de aislamiento pueden degradar la vida del mismo. En los transformadores inmersos en líquido (liquid-immersed) el incremento de temperatura en el aceite puede llegar a incrementar la máxima temperatura (hot spot) en los bobinados. Este incremento de temperatura podría ocasionar gases combustibles que llevarían a la falla del transformador. Afortunadamente estos son casos extremos que rara vez ocurren.

En general, en los transformadores de tipo seco estas pérdidas tienen un efecto aún menor. Esto es debido a las distancias de separación requeridas en este tipo de transformadores.

Para transformadores tipo seco (dry type) el incremento de temperatura en estas regiones no contribuye a incrementar la máxima temperatura (hot spot) en los bobinados.

#### **4.4.1 INFLUENCIA DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS POR CORRIENTES DE EDDY EN EL NÚCLEO ( $P_{ECnucleo}$ ).**

Existen muchas dificultades asociadas con la evaluación de las corrientes de Eddy en láminas metálicas delgadas como las que conforman el núcleo del transformador. Estas dificultades surgen de las complicadas relaciones que existen entre la densidad de flujo y la energía del campo magnético.

Las pérdidas en las láminas del núcleo debidas a las corrientes de Eddy dependen, por tanto, de la magnitud y de la forma de onda de la inducción magnética, los cuales a su vez dependen del voltaje, si la resistencia y la reactancia se desprecian.

Las corrientes de Eddy no dependen únicamente de factores físicos tales como características eléctricas y magnéticas sino también de factores geométricos, a saber forma y tamaño de las laminaciones. Por lo tanto, el número de variables

involucradas en el cálculo es grande pero afortunadamente, de acuerdo a la aplicación, es posible separar los factores geométricos de los factores físicos en cierto grado. Esto se debe a la naturaleza propia del fenómeno. Las corrientes se producen en las laminaciones por la difusión de la energía electromagnética en un cuerpo sólido desde su superficie. Esta energía es disipada principalmente en la superficie del material.

Una expresión general para evaluar las Pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo es la ecuación (ec. 4.2). Sin embargo, si se conocen ciertos factores geométricos del transformador puede aplicarse en el siguiente análisis :

De acuerdo a Richter<sup>(13)</sup> , las Pérdidas por corrientes de Eddy en láminas delgadas de permeabilidad  $\mu$  y grosor  $\Delta$ , transportando un flujo sinusoidal de amplitud

$$\hat{\phi}_n = \frac{\sqrt{2} \cdot V_n}{2 \cdot \pi \cdot N \cdot n f} \quad (\text{Wb}) \quad (\text{ec. 4.19})$$

es :

$$P_{EC\text{mucleo}_n} = Ke \cdot n^2 \cdot f^2 \cdot B_n^2 \cdot C_{en} \quad (\text{W}) \quad (\text{ec. 4.20})$$

donde

$$\hat{B}_n = \hat{\phi}_n / A$$

$$C_{en} = 1 - 0.0017 \cdot \xi^{3.61}, \dots si \dots, \xi \cdot (3.6) \quad (\text{ecs. 4.21})$$

$$C_{en} = 3 / \xi, \dots si \dots, \xi \cdot (3.6)$$

$$\xi = \Delta \sqrt{\pi \cdot \mu \cdot \gamma \cdot n f}$$

$A$  es el área transversal del núcleo ( $\text{m}^2$ )

$Ke$  es una constante de proporcionalidad que se obtiene mediante procesos experimentales.

$N$  es el número de espiras necesario para que, pasando una corriente por ellas, se engendre un campo magnético cuya intensidad es  $B$ .

A la frecuencia fundamental  $nf = 60$  Hz, mientras que  $\xi$  varía entre 0.2 y 0.8 y la función de corrección  $C_{en} \approx 1$ . Entonces a la frecuencia fundamental las Pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo son :

$$P_{ECnucleo} = Ke \cdot f^2 \cdot \hat{B}^2$$

donde...

$$\hat{B} = \frac{\sqrt{2} \cdot V}{2 \cdot \pi \cdot A \cdot N \cdot f}$$

(ecs. 4.22)

donde  $V$  es el voltaje nominal y usualmente es igual a  $V_1$

Para voltaje no lineal :

$$P_{ECnucleo} = \sum_{h=1}^{h_{max}} P_{ECnucleo\_h} = Ke \cdot f^2 \cdot \hat{B}^2 \cdot \left(\frac{V_1}{V}\right)^2 \cdot \left[1 + \sum_{h \neq 1}^{h_{max}} \left(\frac{V_h}{V_1}\right)^2 C_{en} C_{T\_h}\right]$$

(ec. 4.23)

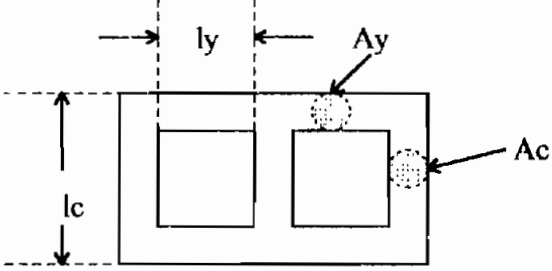
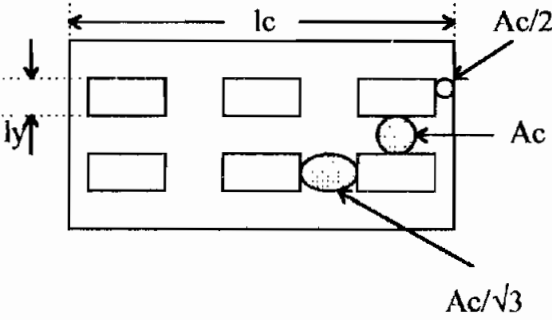
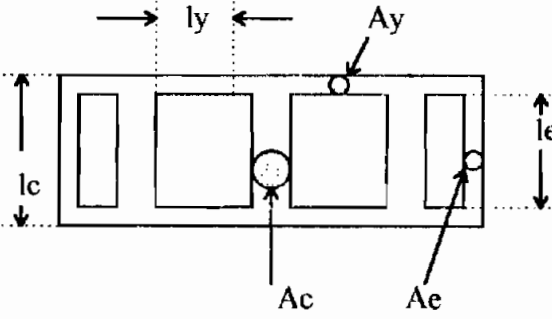
donde  $C_{T\_h}$  es un factor de corrección aplicado únicamente a transformadores trifásicos y para armónicos de secuencia cero ( $h = 3, 9, 15, \dots$ ).

Para armónicos de secuencia positiva y negativa  $C_{T\_1}$  es igual a 1. Para armónicos de secuencia cero  $C_{T\_h}$  depende del tipo y las proporciones del transformador. En la Tabla 4.1 se especifican algunas formas constructivas.

Substituyendo la ecuación (ec. 4.22) en la ecuación (ec. 4.23) se obtienen las Pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo bajo voltaje no sinusoidal ( $P_{ECnucleo}$ ):

$$P_{ECnucleo} = P_{ECnucleo} \cdot \left(\frac{V_1}{V}\right)^2 \cdot \left[1 + \sum_{h \neq 1}^{h_{max}} \left(\frac{V_h}{V_1}\right)^2 C_{en} C_{T\_h}\right]$$

(ec. 4.24)

Tipo de transformador	<p style="text-align: center;"><b>GEOMETRIA</b></p> $\lambda_y = l_y / l_c$ $\alpha_y = A_y / A_c$ $\lambda_e = l_e / l_c$ $\alpha_e = \Lambda_e / A_c$	$C_{T_h} =$
Tres ramas Tipo núcleo		$\frac{1}{(1 + (1.33\lambda_y / \alpha_y))}$
Tipo Acorazado		$\frac{1 + 4.46\lambda_y}{1 + 2.15\lambda_y}$
Cinco ramas Tipo núcleo		$\frac{1 + 0.33\lambda_y / \alpha_y + 1.5\lambda_e / \alpha_e}{1 + 1.33\lambda_y / \alpha_y}$

**Tabla 4.1 : Algunos núcleos constructivos con sus respectivas constantes  $C_{T_h}$**

#### **4.4.2 INFLUENCIA DE LA CARGA NO LINEAL SOBRE LAS PERDIDAS POR HISTERFSIS ( $P_H$ ).**

Como ya se ha mencionado anteriormente, el fenómeno de histéresis provoca en los materiales ferromagnéticos un ciclo de imanación en el cuál las curvas



ascendentes y descendentes, en el gráfico  $B = f(H)$ , no coinciden, dejando encerradas entre ellas una cierta superficie (Figura 4.3).

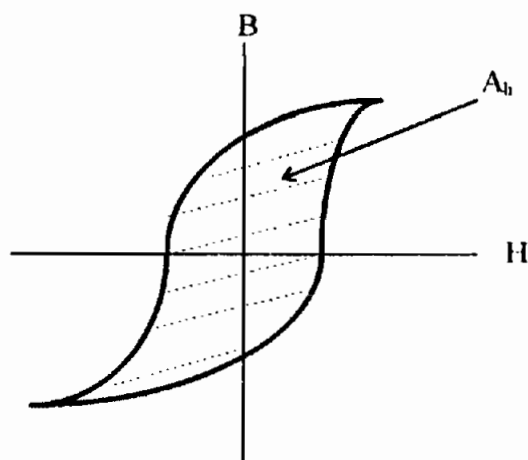


Figura 4.3 : Fenómeno de histéresis en el transformador.

Esta superficie señala la diferencia entre la potencia absorbida durante la fase de acumulación de energía durante la fase de acumulación de energía y la de restitución de la misma, tal diferencia se traduce en pérdida pura que se evidencia en calor en el interior del material sometido a un proceso de inducción magnética alterno.

Designando por  $A_h$  la superficie de histéresis, las pérdidas específicas, por unidad de volumen, y ciclo de imanación podrán expresarse por :

$$j_h = k_1 \cdot A_h \left( \frac{J}{m^3 \cdot ciclo} \right) \quad (ec. 4.25)$$

donde  $k_1$  es un coeficiente de proporcionalidad.

Si el número de ciclos por segundo es  $f$  (frecuencia), la potencia de pérdida resultará ser :

$$P_h = k_1 \cdot A_h \cdot f \left( \frac{W}{m^3} \right) \quad (\text{ec. 4.26})$$

En estudios experimentales STEINMETZ halló que la superficie  $A_h$  era proporcional a la inducción máxima alcanzada elevada a una cierta potencia (exponente de STEINMETZ), entonces<sup>(75)</sup> :

$$P_h = k_2 \cdot f \cdot \hat{B}^\sigma \left( \frac{W}{m^3} \right) \quad (\text{ec. 4.27})$$

donde  $\sigma$  es el exponente de STEINMETZ .

En principio tal exponente se halló igual a 1.6, posteriormente para inducciones de hierro superiores a los 10 kG (kilo Gauss), como se presentan en las máquinas eléctricas, se vió que era mejor utilizar el exponente 2. En la actualidad, para chapas de silicio modernas se ha determinado que este exponente daba mejores resultados con un valor de 2.1 a 2.2 .

En lugar de evaluar las pérdidas por unidad de volumen suele ser más práctico referirlas a la unidad de peso escribiendo :

$$P_H = k_h \cdot f \cdot \hat{B}^\sigma \left( \frac{W}{kg} \right) \quad (\text{ec. 4.28})$$

en donde el coeficiente de proporcionalidad  $k_h$  representa los vatios perdidos por histéresis en cada kilogramo de substancia férrica cuando se las somete a un flujo alterno de inducción máxima 1 T a razón de 1 periodo por segundo.

Las pérdidas de este género no se hallan afectadas por la forma de onda, espacial o temporal, del flujo o inducción sino que depende exclusivamente de la inducción máxima.

Entonces, dado un voltaje no sinusoidal :

$$v(\omega t) = \sum \sqrt{2} \cdot V_n \cdot \text{sen}(n \cdot \omega \cdot t + \phi_n), \dots v(0) = v(\pi) = 0$$

se obtiene la inducción magnética máxima como :

$$\hat{B} = \frac{\pi}{2 \cdot N \cdot A \cdot \omega} \frac{1}{\pi} \int_0^\pi v(\omega \cdot t) \cdot d(\omega \cdot t) = \frac{\pi}{2 \cdot N \cdot A \cdot \omega} V_{\text{avg}} \quad (\text{I}) \quad (\text{ec. 4.29})$$

donde  $N$  es el número de espiras necesario para que, pasando una corriente por ellas, se engendre un campo magnético cuya intensidad es  $B$ .

$A$  es el área de la sección transversal del núcleo.

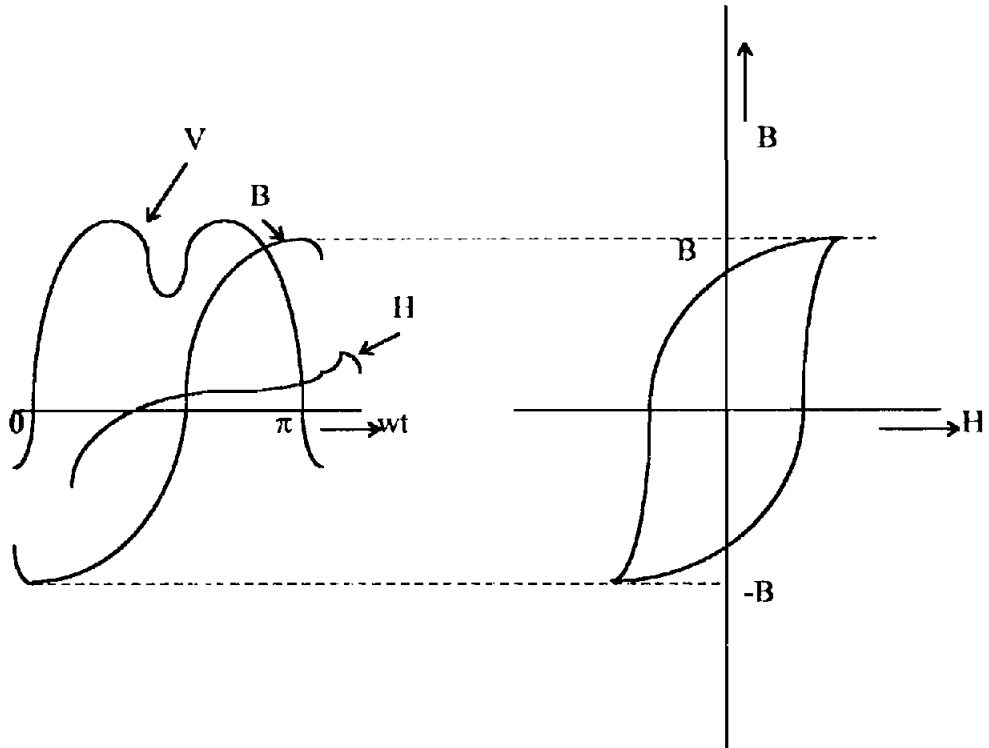
y además :

$$V_{\text{avg}} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} \sum \frac{V_n}{n} \cos(\phi_n) \quad (\text{ec. 4.30})$$

Para ondas de voltaje que atraviesan el eje de cero voltios únicamente una vez por ciclo (fig. 4.4) la inclinación de  $B$  no cambia de signo durante el intervalo  $0 < \omega t < \pi$ , por tanto, el lazo de histéresis no presenta lazos menores dentro del lazo mayor y las pérdidas pueden ser calculadas utilizando la fórmula de STEINMETZ (ec. 4.28).

Entonces, reemplazando la ecuación (ec. 4.29) en la ecuación (ec. 4.28) se obtiene :

$$P_H = k_h \cdot f \cdot (V_{\text{avg}})^\sigma \left( \frac{W}{kg} \right) \quad (\text{ec. 4.31})$$



**Figura 4.4 : Lazo de Histéresis y el Correspondiente Voltaje No Sinusoidal, Ondas de Inducción y de Campo Magnético**

Al voltaje nominal  $V$  y frecuencia fundamental (60 Hz) las Pérdidas por Histéresis son :

$$P_{H1} = k_h \cdot f \cdot \left( \frac{2\sqrt{2}}{\pi} V \right)^\sigma \left( \frac{W}{kg} \right) \quad (\text{ec. 4.32})$$

Cuando el voltaje es distorsionado :

$$P_{H1} = P_{H1} \cdot \left( \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \frac{1}{h} \frac{V_h}{V} \cos(\phi_h) \right] \right)^\sigma \left( \frac{W}{kg} \right) \quad (\text{ec. 4.33})$$

#### **4.4.3 PERDIDAS EN EL TANQUE Y ESTRUCTURA DE SUJECION ( $P_{ts}$ )**

El flujo de dispersión es principalmente producido por la corriente de carga. En las unidades que poseen tres ramas un componente substancial de flujo de dispersión se debe a los componentes de secuencia cero del voltaje.

Las más importantes pérdidas se dan en las piezas de acero de las estructuras de los transformadores, las cuales poseen cuerpos voluminosos que tienen superficies significativas. Generalmente se pueden despreciar las curvaturas de estas superficies y no tomar en cuenta el cambio de la magnitud del campo en los límites de cada una de las partes pequeñas que, de todas maneras, son considerablemente mayores que la profundidad de penetración del campo electromagnético.

El estudio de las pérdidas en el tanque y en la estructura de sujeción se enfoca a la propagación de una onda electromagnética plana en un semi-espacio ferromagnético infinito. La solución de este problema permite hallar la dependencia de las pérdidas en una unidad de superficie en relación a los distintos parámetros del campo electromagnético y específicamente en relación al campo magnético máximo y al campo eléctrico máximo.

La evaluación de esta categoría de pérdidas es muy difícil. No existe una expresión matemática que tome en cuenta la complicada geometría y las características no lineales de los elementos que intervienen en el camino de retorno del flujo de dispersión. Los aportes de que se disponen hasta el momento tienen aplicación únicamente a placas metálicas sometidas a campos uniformemente distribuidos. Para situaciones prácticas, la información existente sólo ayuda a determinar relaciones aproximadas para ciertas configuraciones de tanques.

Afortunadamente estas pérdidas representan solo una minúscula parte de las pérdidas totales. Por ejemplo, en un transformador de 100 MVA se tienen aproximadamente  $2.5 \times 10^{-3}$  veces la potencia aparente nominal mientras que

para una unidad de 100 kVA estas pérdidas representan aproximadamente  $10^{-5}$  veces la potencia aparente nominal.

Se han llegado a establecer algunas relaciones para expresar las pérdidas  $P_{ts}$  a la frecuencia fundamental<sup>(31)</sup> a saber :

a) Si se considera que el campo magnético máximo en la superficie del elemento es proporcional a la corriente, como ocurre con el campo en la superficie de la tapa que colinda con los bushings, se tiene :

$$\hat{H}_s \approx I \xrightarrow{\text{entonces}} P_{ts1} = K_{ts} \cdot I^{1.6} \cdot f^{0.5} \cdot \gamma^{0.9} \quad (\text{ec. 4.34})$$

b) Si se considera que el máximo flujo que penetra en el elemento es proporcional a la corriente se tiene :

$$\hat{\phi} \approx I \xrightarrow{\text{entonces}} P_{ts1} = K_{ts} \cdot I^{2.8} \cdot f^{1.9} \cdot \gamma^{0.9} \quad (\text{ec. 4.35})$$

donde  $K_{ts}$  es de proporcionalidad del diseño que depende de las dimensiones y de los materiales.

$\gamma$  es la conductividad del material.

Por ejemplo, el flujo de dispersión en el espacio entre los bobinados del transformador varía proporcionalmente a la corriente, entonces se aplica el caso b.

En general, este caso se aplica a todos aquellos elementos que están directamente influenciados por espacios de aire. Los elementos que se encuentran en el camino de retorno del flujo de dispersión muestran una cierta desviación de esta proporcionalidad. Los modelos experimentales prevén que, por ejemplo, una fracción del flujo de dispersión penetra en el tanque de acuerdo a la fórmula :  $\hat{\phi} = c \cdot I^\alpha$  ; donde  $\alpha$  varía en un rango de 0.8 a 0.9. El valor del exponente  $\alpha$  depende de la geometría de los bobinados, saturación y lugar que ocupan los elementos considerados.

Como ya se ha mencionado, estas pérdidas constituyen una muy pequeña parte de las pérdidas totales. Aún con exponentes altos estos no producen una desviación apreciable de la relación cuadrática con la corriente.

Integrando ambos casos, una cruda aproximación para este tipo de pérdidas viene dada por<sup>(13)</sup>:

$$P_{tsl} = K_{TS} \cdot f^{1.5} J_1^2 \quad (\text{ec. 4.36})$$

en donde la conductividad se ha integrado a la constante  $K_{TS}$

Asumiendo el caso general, cuando el transformador sufre una carga mixta, lineal y no lineal, la densidad de corriente es<sup>(13)</sup>:

$$j = \sqrt{2} \cdot J_{1l} \sin(\omega t) + \sqrt{2} \cdot J_{1c} \sum F_h \cdot \sin(h\omega t + \theta_h) \quad (\text{ec. 4.37})$$

donde  $J_{1l}$  es el valor eficaz de la densidad de corriente fundamental debido a la carga lineal.

$J_{1c}$  es el valor eficaz de la densidad de corriente fundamental debido a la carga no lineal.

$F_h = J_h / J_{1c}$  define el espectro armónico de la carga no lineal.

$$\text{Sea } p = J_{1c} / J_1 = \left\{ \sqrt{\left(\frac{J_{1l}}{J_{1c}}\right)^2 + 2\left(\frac{J_1}{J_{1c}}\right) \cos(\theta_1) + 1} \right\}^{-1} \quad (\text{ec. 4.38})$$

Asumiendo una característica de magnetización lineal para el metal de las estructuras, las pérdidas  $P_{ts}$  bajo corrientes no lineales son<sup>(13)</sup>:

$$P_{ts} = P_{tsl} \cdot F_T(p, h) \quad (\text{ec. 4.39})$$

siendo:

$$F_T(p, h) = \frac{\left( 1 + p^2 \sum_{h \neq 1}^{h_{max}} h^{1.5} \cdot F_h^{1.5} \right)}{F_1(p)} \quad (ec. 4.40)$$

En aquellas situaciones en las que armónicos de secuencia cero están presentes y el bobinado primario está en estrella con neutro aislado, el flujo de dispersión se incrementa debido a la distorsión. Los armónicos de voltaje de secuencia cero son dependientes de las configuraciones de la red y de las impedancias en paralelo, incluyendo las cargas, alimentadas por el circuito secundario.

En el párrafo 4.4 se ha analizado la influencia de la carga no lineal sobre las pérdidas de dispersión. Se ha incluido las Pérdidas por histéresis aunque estas pérdidas no se deben propiamente al flujo de dispersión sino a las características magnéticas del material que compone las chapas del núcleo. Sin embargo, en vista de su pequeño valor en comparación con las pérdidas totales, y que es en cierta manera comparable con las otras Pérdidas de dispersión, se ha decidido incluirlas en este párrafo.

En general, para la mayoría de los transformadores y en especial para los transformadores rectificadores se asume que todas las pérdidas de dispersión en conjunto ( $P_{dis}$ ) varían con el cuadrado de la corriente y directamente con la frecuencia (orden del armónico). Esto debido a la dificultad en evaluar las Pérdidas de Dispersión por separado, especialmente para usuarios que no tienen acceso a las características de diseño del transformador, lo que no ocurre en la etapa de diseño.

Entonces<sup>(47)</sup> :

$$P_{dis} = P_{dis1} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_1} \right]^2 \cdot h \quad (W) \quad (ec. 4.41)$$

donde  $P_{dis1}$  son las Pérdidas de dispersión totales a la componente de frecuencia fundamental (60 Hz) y que son nominales al transformador.



#### **4.5 EFECTO DE LA CARGA NO LINEAL EN LA PERDIDA DE VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR.**

La vida útil de un transformador, al igual que casi todas las máquinas eléctricas, está relacionada directamente con la vida del aislamiento.

Las pérdidas que se producen en los devanados y el núcleo del transformador durante su funcionamiento se convierten en energía térmica que origina calentamiento de los diversos componentes del transformador. Este calor es transferido a un medio refrigerante: aire, agua, aceite dependiendo del método de refrigeración del transformador. Al igual que en todas las máquinas eléctricas, el calor se transmite ya sea por convección o radiación.

Todos los efectos que las corrientes armónicas tienen sobre los elementos del transformador, y que se han expresado en párrafos anteriores en función de los diferentes tipos de pérdidas, conducen obviamente al incremento de la temperatura por sobre los valores esperados bajo condiciones nominales. En general, estas pérdidas tienen el mismo efecto que incrementar la carga del transformador de un 10 % a un 15 %. Esto implica incrementar la temperatura en aproximadamente 10 °C para unidades inmersas en líquido y de 30 a 35 °C para unidades de aislamiento seco por sobre el incremento de temperatura nominal. Sin embargo, estos valores no deben considerarse como absolutos sino más bien como referenciales.

##### **4.5.1 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES**

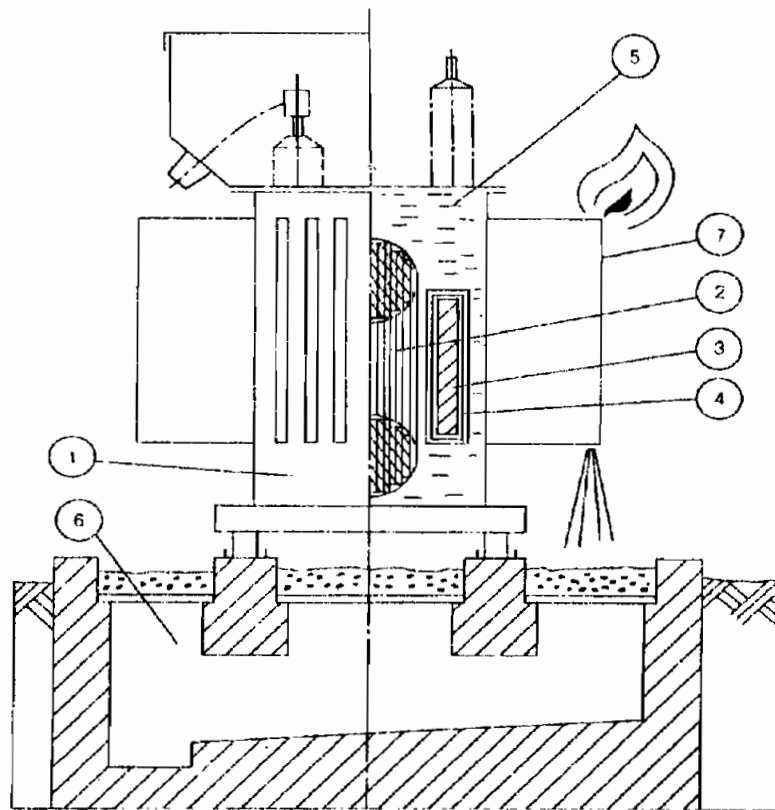
Los transformadores se han clasificado de diversas maneras dependiendo de su aplicación.

Se los ha clasificado como de Distribución y Potencia, de acuerdo al Aislamiento, etc.

La clasificación que ahora compete es aquella que hace referencia al Aislamiento. Este grupo incluye a aquellos transformadores que poseen aislamiento líquido y seco.

#### 4.5.1.1 TRANSFORMADORES INMERSOS EN LIQUIDO

Este tipo de transformador puede ser catalogado como el “ transformador clásico “. La Figura 4.5 muestra una vista seccional del transformador siendo (1) el tanque, (2) núcleo, (3) bobinados, (4) aislamiento de papel, (5) relleno de líquido, que puede ser aceite mineral, de silicona o éster por ejemplo, que sirve como aislante y refrigerante. (Los askareles, como por ejemplo los compuestos clorados, fueron ampliamente usados en el pasado y han caído en desuso por razones ecológicas).



**Figura 4.5 : Transformador inmerso en líquido**

La principal ventaja de este tipo de transformador es la elevada rigidez dieléctrica y la capacidad de enfriamiento del líquido aislante/refrigerante.

Inmersas en el líquido que llena el tanque se encuentran las partes activas del transformador que de esta manera se encuentra excelentemente protegido contra las influencias externas.

La mayor desventaja es la flamabilidad del aislante y el peligro potencial de polución en caso de derrame del líquido sin importar cual sea. Por esta razón, la infraestructura de soporte del transformador debe incluir facilidades para recopilar el aceite, como se muestra en la Figura 4.5 (6), lo que añade costo considerable a la instalación del transformador.

En conexión con la flamabilidad, parámetros tales como el punto de ignición (al cual se liberan vapores nocivos), la temperatura de ignición y el calor liberado durante la combustión son factores a considerar. El punto de ignición de los aceites minerales es de 150 °C, el del aceite de silicona está entre 300 y 350 °C. La temperatura de ignición, que es la temperatura a la cual el aceite del transformador podría arder debido a un fuego externo, está entre 300 y 400 °C. Se ha clasificado al aceite de silicona y al *éster* como "retardantes de ignición" pero sus ventajas sobre el aceite mineral son mínimas. En un fuego externo de gran energía el tiempo requerido para elevar la temperatura del aceite del transformador de 150 °C a 300 °C es comparativamente corto. Con tal incremento de temperatura, incremento de volumen resultante podría causar el derrame del aceite del reservorio o, en el caso de un transformador herméticamente sellado, podría causar ruptura en el punto más débil del tanque, las estrías (7) en la Figura 4.5. Una extensión del fuego y considerable daño ecológico serían las consecuencias inevitables.

El valor calórico del aislamiento de papel y otros materiales aislantes es aproximadamente de 45 kJ/g cuando están impregnados de aceite mineral y de 28 kJ/g a 35 kJ/g cuando están impregnados de aceite de silicona o *éster*. Son estos altos valores los que contribuyen considerablemente a la cantidad de calor liberado en caso de fuego.

#### 4.5.1.2 TRANSFORMADORES TIPO SECO Y ENCAPSULADOS EN RESINA

Este tipo de transformadores no necesitan un aislante primario o refrigerante. Como se puede apreciar en la Figura 4.6, el núcleo (1) y los bobinados (2) están en contacto directo con el aire ambiental. Debido a las comparativamente pobres propiedades aislantes y refrigerantes del aire, se deben colocar grandes conductos refrigerantes (3), por lo tanto el volumen de los materiales activos deben ser mayores y, particularmente en los transformadores encapsulados en resina, los bobinados deben ser rodeados por densas capas de aislante (4).

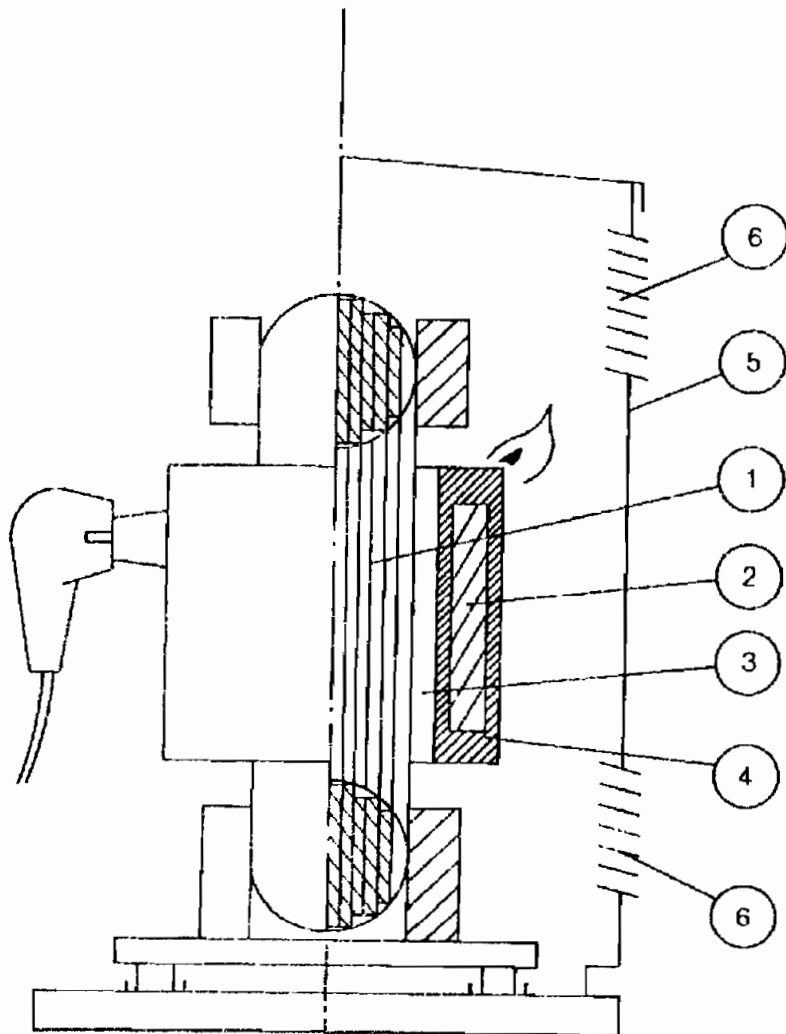


Figura 4.6 : Transformador Encapsulado en Resina

Sin embargo, para instalaciones en atmósferas particularmente húmedas o para voltajes entre los 24 kV y los 36 KV, los transformadores encapsulados en resina u otros similares se consiguen con un encapsulado especial en los bobinados.

Las potencias nominales a las cuales se diseñan los transformadores encapsulados en resina se encasillan principalmente en la categoría de los transformadores de distribución, es decir, para ser instalados en la inmediata vecindad del consumidor.

Obviamente, las facilidades para recolección del aceite en la base del transformador no se necesitan en este tipo de transformadores.

Para instalaciones exteriores o en condiciones climáticas severas, este tipo de transformadores requiere protección adicional, que viene en forma de un gabinete (5). Tal gabinete debe ser suficientemente grande por razones de enfriamiento del transformador y debe tener entradas y salidas de aire (6) tales que la humedad, el polvo y los vapores corrosivos no puedan entrar. Esto puede reducir las distancias de conducción superficial (*creepage*) del transformador por lo que debe ser limpiado regularmente, especialmente en ambientes fríos o húmedos.

En relación al peligro de polución o fuego este tipo de transformadores, en comparación con los inmersos en líquido, tienen características favorables ya que únicamente los materiales aislantes son flamables. Las temperaturas de ignición están por sobre los 500 °C y los valores calóricos son menores que en los transformadores inmersos en líquido.

#### **4.5.1.3 TRANSFORMADORES INMERSOS EN GAS**

Técnicamente, los términos "enfriado por gas" o "aislado por gas" son sinónimos en este tipo de transformadores. La Figura 4.7 muestra un diseño típico para un transformador inmerso en gas: (1) es el núcleo, (2) son los bobinados, que están rodeados por una atmósfera gaseosa (3) la cual actúa como aislante y refrigerante. El gas utilizado es hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

El diseño del tanque (4) y de los elementos refrigerantes (5) es similar al de los transformadores inmersos en líquido.

Estos transformadores no tienen los problemas mencionados para los otros dos tipos. Están herméticamente sellados, frente muerto (seguro al impacto), por ejemplo bushings de conexión macho-hembra (plug-in) (6) se utilizan en el lado de alto voltaje mientras que en el lado de bajo voltaje se utilizan bushings tipo barra (7) protegidos por una caja (8). Un diseño a prueba de explosión se consigue extendiendo la caja (8) sobre los terminales de alto voltaje.

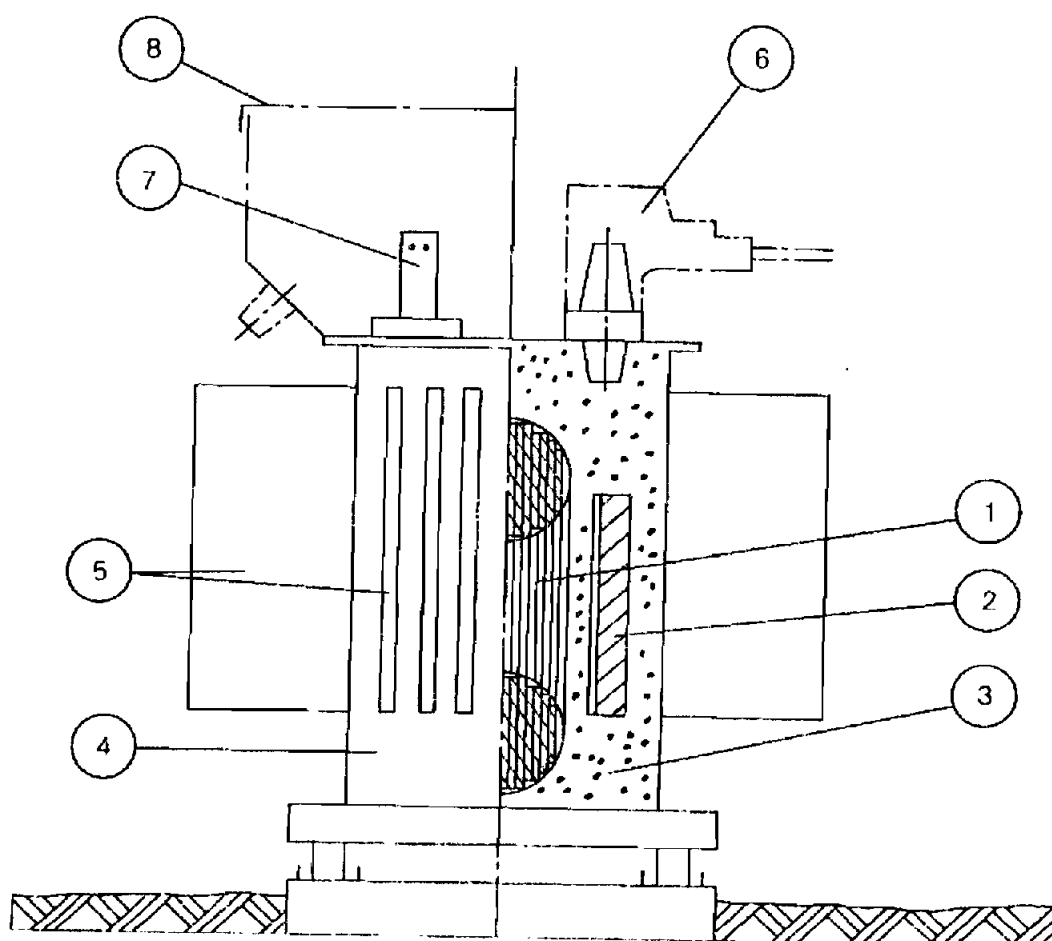


Figura 4.7 : Transformador inmerso en gas

El gas de relleno es absolutamente inerte, es inactivo e inocuo. El SF<sub>6</sub> no es flamable.

Debido a que los materiales aislantes utilizados tienen excelentes propiedades térmicas y dieléctricas, únicamente una comparativamente pequeña cantidad de material aislante se utiliza en los transformadores inmersos en gas. Esto es debido sobre todo al alto grado de aislamiento mostrado por el SF<sub>6</sub>, por un lado, y por otro, al hecho de que no hay contacto con la atmósfera.

Un transformador inmerso en gas está virtualmente libre de mantenimiento.

#### **4.5.2 SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES**

Los rangos en voltamperios incluyen también la especificación del tipo de enfriamiento del transformador, auto enfriados o de enfriamiento forzado, a una temperatura dada.

En la Tabla 4.2 se especifican los Sistemas de Enfriamiento de los Transformadores.

La temperatura promedio permisible de los bobinados por encima de la temperatura ambiente, de acuerdo a normas, para los transformadores inmersos en líquido es, ya sea, 55 °C / 65 °C o 65 °C, considerando una temperatura ambiente de 30 °C ( 40 °C máximo ) para cualquier periodo de 24 horas.

Un transformador especificado para un incremento de 55 °C / 65 °C permite un 100 % de carga con un incremento de 55 °C y 122 % de carga con un incremento de 65 °C sin pérdida adicional de vida.

En la actualidad, casi todos los transformadores de potencia modernos tienen sistemas de aislamiento diseñados para operación a 65 °C de elevación media en el devanado por encima de la temperatura ambiente y 80 °C en la zona más caliente de elevación en el devanado por encima del ambiente en un ambiente promedio de 30 °C.

Simbología	Método de Enfriamiento
OA	Inmerso en aceite, auto enfriado
OW	Inmerso en aceite, enfriado por agua
OW / A	Inmerso en aceite, enfriado por agua / auto enfriado
OA / FA	Inmerso en aceite, auto enfriado / enfriamiento forzado por aire
OA / FA / FA	Inmerso en aceite, auto enfriado / enfriamiento forzado por aire / enfriamiento forzado por aire.
OA / FA / FOA	Inmerso en aceite, auto enfriado / enfriamiento forzado por aire / enfriamiento por aire forzado - aceite forzado
OA / FOA / FOA	Inmerso en aceite, auto enfriado / enfriamiento forzado por aire / enfriamiento por aire forzado - aceite forzado
FOA	Inmerso en aceite, enfriamiento forzado por aceite con enfriamiento por aire forzado
FOW	Inmerso en aceite, enfriamiento forzado por aceite con enfriamiento forzado por agua
AA	Tipo seco, auto enfriado
AFA	Tipo seco, enfriamiento forzado por aire
AA/FA	Tipo seco, auto enfriado / enfriamiento forzado por aire
GNAN / GFAN	Inmerso en gas, circulación natural de gas / circulación forzada de gas.

Tabla 4.2 : Sistemas de enfriamiento de los transformadores.

#### 4.5.3 ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO Y PERDIDA DE VIDA DEL TRANSFORMADOR

El envejecimiento o deterioro del aislamiento es función, principalmente, de la temperatura y del tiempo a esta temperatura. En el transformador, como en la mayoría de las máquinas eléctricas, la distribución de temperatura no es uniforme. Aquella región que esté sometida a mayor temperatura estará sometida a mayor deterioro. Por lo tanto, el estudio del envejecimiento del aislamiento estará enfocado principalmente al punto del transformador donde se produce el máximo calentamiento.

El envejecimiento del aislamiento es un proceso químico que ocurre más rápido a temperaturas más altas, según la teoría del régimen de reacción de Arrhenius el logaritmo de la vida del aislamiento es una función recíproca de la temperatura absoluta, como se expresa en la ecuación siguiente :



$$\log_{10}(h) = A + \frac{B}{T} \quad (\text{ec. 4.42})$$

donde  $T$  es la temperatura absoluta en Kelvin

$A, B$  son constantes determinadas por pruebas

$h$  horas de vida del aislamiento.

El uso de esta ecuación permite obtener resultados de pruebas de duración relativamente breves a temperatura relativamente alta para ser extrapolados e indicar la vida probable del aislamiento a temperaturas moderadas.

Las constantes de la ecuación (ec. 4.42), para transformadores de hasta 100 MVA, son :

elevación de 55 °C	$A = 6972.15$	$B = -14.133$
elevación de 65 °C	$A = 6972.15$	$B = -13.391$

En la norma ANSI/IEEE C57.91-1981 se reporta las constantes para transformadores de distribución :

elevación de 55 °C	$A = 6328.80$	$B = -11.968$
elevación de 65 °C	$A = 6328.80$	$B = -11.269$

La temperatura absoluta  $T$  en Kelvin se puede expresar por

$$T = \text{HST} + 273 \quad (\text{ec. 4.43})$$

donde HST es aquel punto del sistema de aislamiento en el que se presenta la más alta temperatura (hot spot temperature).

La esperanza de vida del transformador a cualquier temperatura de operación es un tema no totalmente conocido. El punto de máximo calentamiento (HST) se considera generalmente como base para calcular la pérdida de vida del aislamiento y en particular el HST de los bobinados conductores.

#### 4.5.4 INCIDENCIA DE LA CARGA NO LINEAL EN LA PERDIDA DE VIDA DE TRANSFORMADORES INMERSOS EN ACEITE.

Los rangos de potencia de los transformadores con ciclos complejos de carga se hace usualmente con relación a la pérdida de vida en ciclos de 24 horas o para tiempos definidos en condiciones de emergencia.

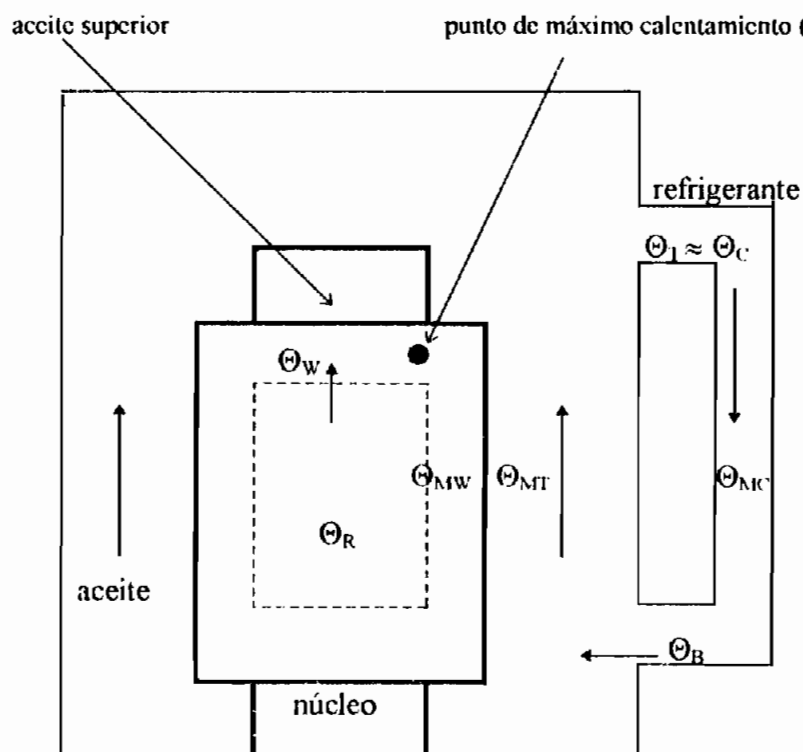


Figura 4.8 : Mapa Térmico Básico del Transformador

En la fig. 4.8<sup>(62)</sup> se resaltan ciertos puntos de interés relativos al calentamiento de transformadores inmersos en aceite (Todas las temperaturas están en grados celsius).

$\Theta_a$  = temperatura del ambiente actual o estimada.

$\Theta_B$  = incremento de temperatura del aceite inferior proveniente del refrigerante.

$\Theta_C$  = incremento de temperatura del aceite superior en la región del refrigerante.

$\Theta_{MC}$  = incremento de temperatura promedio del aceite en la región del refrigerante.

$$= (\Theta_B + \Theta_C) / 2$$

$\Theta_T$  = incremento de temperatura del aceite superior en el tanque.

$\Theta_{MT}$  = incremento de temperatura promedio en el tanque.

$$= (\Theta_T + \Theta_B) / 2$$

$\Theta_W$  = incremento de temperatura del aceite superior en la región del bobinado.

$\Theta_{MW}$  = incremento de temperatura promedio del aceite superior en la región del bobinado.

$\Theta_R$  = incremento de temperatura promedio debido a la resistencia.

HST = punto de máximo calentamiento en los bobinados.

$g$  = gradiente de temperatura promedio entre el aceite y bobinados.

$$= (\Theta_R - \Theta_{MW})$$

La esperanza normal de vida de un transformador en función de la carga que alimenta se define en función de una carga continua nominal bajo condiciones de servicio usuales, como se detalla en normas. La operación bajo estas condiciones equivale a una operación a una temperatura ambiente constante de 30 °C.

El punto máximo de calentamiento en los bobinados es el principal factor que afecta la vida del transformador en función de la carga. Esta temperatura no se puede medir directamente en diseños comerciales debido al peligro de colocar detectores en ciertos puntos del transformador por la influencia del voltaje. Los valores indicativos que se reportan son obtenidos en estudios de laboratorio.

La temperatura del punto de calentamiento máximo a carga nominal ha sido limitada, para transformadores inmersos en aceite mineral operando en forma continua, a un máximo de 110 °C para transformadores con sistemas de aislamiento con elevación de 65 °C y 95 °C para transformadores con sistemas de aislamiento con elevación de 55 °C.

La temperatura del punto máximo de calentamiento puede expresarse como :

$$HST = \Theta_a + \Theta_o + \Theta_g \quad (^\circ\text{C}) \quad (\text{ec. 4.44})$$

donde :  $\Theta_a$  es la temperatura ambiente.

$\Theta_o$  es el incremento de temperatura del aceite superior por sobre la del ambiente.

$\Theta_g$  es el incremento en la temperatura del punto de máximo calentamiento del conductor sobre la temperatura del aceite superior.

Para bobinados inmersos en aceite  $\Theta_g$  puede ser estimado de la ecuación<sup>(18)</sup> :

$$\Theta_g = \Theta_g(fl) \cdot K^{2m} \quad (\text{ec. 4.45})$$

donde :

$\Theta_g(fl)$  = incremento de temperatura promedio del conductor sobre la del aceite superior (a kVA nominales, dato del fabricante) + 15 °C

nota : El incremento en temperatura del punto máximo de calentamiento por sobre el incremento promedio de temperatura del conductor se asume igual a 15 °C para los transformadores de 65 °C mientras que para los transformadores de 55 °C se asume 10 °C.

*m* expresa la variación de las pérdidas de los bobinados en función del incremento de temperatura en los mismos. Varía de 0.8 a 1 :

0.8 para transformadores OA, OA/FA, OA/FA/FA y no directamente FOA, FOW, OA/FA/FOA, OA/FOA/FOA.

1.O para transformadores de flujo directo FOA, FOW.

K es la relación entre la carga actual (VA) a la carga nominal (VA)

$$K = \frac{S}{S_{nom}} \quad (ec. 4.46)$$

Para un transformador trifásico, la potencia nominal es:

$$S_{nom} = \sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot I_{nom} \quad (VA) \quad (ec. 4.47)$$

y la potencia actual ( cierta condición de carga ):

$$S = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \quad (VA) \quad (ec. 4.48)$$

donde  $I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} (I_h)^2}$  (A) (ec. 4.49)

Para el incremento de la temperatura del aceite superior por sobre la del ambiente  $\Theta_o$  se tiene<sup>(13)</sup>:

$$\Theta_o = (\Theta_u - \Theta_i) \left[ 1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right] + \Theta_i \quad (ec. 4.50)$$

donde  $\tau$  es la constante de tiempo térmica en horas. A kVA nominales se tiene que :

$$\tau = \frac{C \cdot \Theta_{fl}}{P_{fl}} \quad (ec. 4.51)$$

$C$  es la capacidad térmica del transformador ( $Wh/^\circ C$ )

Para transformadores con flujo indirecto :

$$C = 0.06 (\text{peso del núcleo y bobinados en libras}) + 0.04 (\text{peso del tanque y accesorios}) + 1.33 (\text{galones de aceite})$$

Para transformadores de flujo directo :

$$C = 0.06 (\text{peso del núcleo y bobinados en libras}) + 0.06 (\text{peso del tanque y accesorios}) + 1.93 (\text{galones de aceite})$$

$\Theta_{fl}$  es el incremento de temperatura del aceite superior por sobre la del ambiente a carga nominal.

$P_{fl}$  son las pérdidas totales en vatios a carga nominal.

$\Theta_i$  es el incremento de temperatura inicial del aceite superior para el tiempo  $t = 0$

$\Theta_u$  es el incremento de temperatura final del aceite superior para la carga actual  $S$  y se determina por<sup>(13)</sup> :

$$\Theta_u = \Theta_{fl} \left[ \frac{\text{Pérdidas totales a la actual carga no lineal}}{\text{Pérdidas totales a carga nominal}} \right] \quad (\text{ec. 4.52})$$

Las pérdidas totales engloban a :  $I^2R$ ,  $P_{EC}$ ,  $P_{ECnúcleo}$ ,  $P_H$ ,  $P_{ts}$  analizadas en párrafos anteriores tanto para carga lineal como para carga no lineal.

Una vez determinado el HST se puede aplicar la relación (ec. 4.42) para determinar la esperanza de vida del transformador.

Si se analiza la relación (ec. 4.42) así como de las relaciones utilizadas para calcular el HST se concluye que cuanto más no lineal sea la carga mayor será el HST y por ende el tiempo de vida del transformador será menor en comparación con el mismo transformador operando en condiciones nominales.

Cuando un ciclo de carga esta gobernado por cargas variantes en el tiempo es recomendable no usar el método de la carga equivalente sino dividir el ciclo en pasos de una hora y calcular los  $\Theta$ s paso a paso usando la (ec. 4.50) y

corrigiendo la constante de tiempo térmica como función de los cambios en  $\Theta_u$  y  $\Theta_i$ .

La constante de tiempo térmica es el intervalo de tiempo que podría requerirse para que la temperatura del aceite cambie del valor inicial al valor final, si la razón de cambio fue continua desde el inicio hasta el final del período.

Una relación más precisa para la constante de tiempo térmica es<sup>(77)</sup>:

$$\tau = \tau_0 \frac{\left(\frac{\Theta_u}{\Theta_{fl}}\right) - \left(\frac{\Theta_i}{\Theta_{fl}}\right)}{\left(\frac{\Theta_u}{\Theta_{fl}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Theta_i}{\Theta_{fl}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{ec. 4.53})$$

donde  $\tau_0 = \frac{C \cdot (\Theta_u - \Theta_i)}{P}$

$P$  es el cambio en las pérdidas totales en vatios debido al cambio en la carga.

$n = 0.8$  para transformadores OA

$n = 0.9$  para transformadores OA/FA, OA/FA/FA

Es necesario recalcar que las características de carga no son los únicos factores que inciden en la esperanza de vida del transformador, también hay que considerar la expansión del aceite, la presión en unidades selladas, la capacidad térmica de los bushings, cambiadores de taps o equipos asociados tales como cables, reactores, protecciones, interruptores y transformadores de corriente.

#### 4.5.5 INCIDENCIA DE LA CARGA NO LINEAL EN LA PERDIDA DE VIDA DE TRANSFORMADORES TIPO SECO.

Tal como en los transformadores inmersos en líquido, la vida del transformador está relacionada directamente con el HST. Para transformadores de tipo seco operando continuamente bajo voltamperios nominales y voltaje nominal, la temperatura HST promedio se asume igual a 140 °C para transformadores ventilados y 210 °C para unidades selladas en una temperatura ambiente de 30 °C mientras que el máximo HST se establece en 150 °C y 220 °C , respectivamente. Bajo estas condiciones el transformador tendrá un periodo de vida normal.

Las normas consideran a los transformadores inmersos en gas como transformadores tipo seco. Esto está plenamente justificado puesto que el gas, contrariamente a los líquidos, no imponen ningún límite de temperatura adicional. La norma IEC 14 (CO) 60/VDE 0532 Teil 12 para transformadores secos impone límites admisibles de temperatura para diferentes sistemas de aislamiento. La Tabla 4.3 proporciona estas temperaturas permisibles :

Temperatura del Sistema de Aislamiento (IEC-726)  °C	PUNTO DE MÁXIMO CALENTAMIENTO (°C)		Incremento de Temperatura Promedio Permissible del Bobinado a Corriente Nominal  $\Delta\theta_{WR}$
	NOMINAL 0c	MAXIMO 0cc	
105 (A)	95	140	60
120 (E)	110	155	75
130 (B)	120	165	80
155 (F)	145	190	100
180 (H)	175	220	125
220 (C)	210	250	150

**Tabla 4.3 : Límites de Temperatura Para Diferentes Sistemas de Aislamiento en Transformadores Tipo Seco e Inmersos en Gas. (Temperatura Ambiente de 20 °C)**

Cuando se conocen las temperaturas en los bobinados y cuando la carga es constante ( o cuando el ciclo de carga se ha reducido a una carga constante



equivalente ) la esperanza de vida del transformador se puede determinar con la ayuda del gráfico (Figura 4.9)<sup>(78)</sup> , que relaciona la esperanza de vida en función del HST.

P = esperanza relativa  
de vida en %

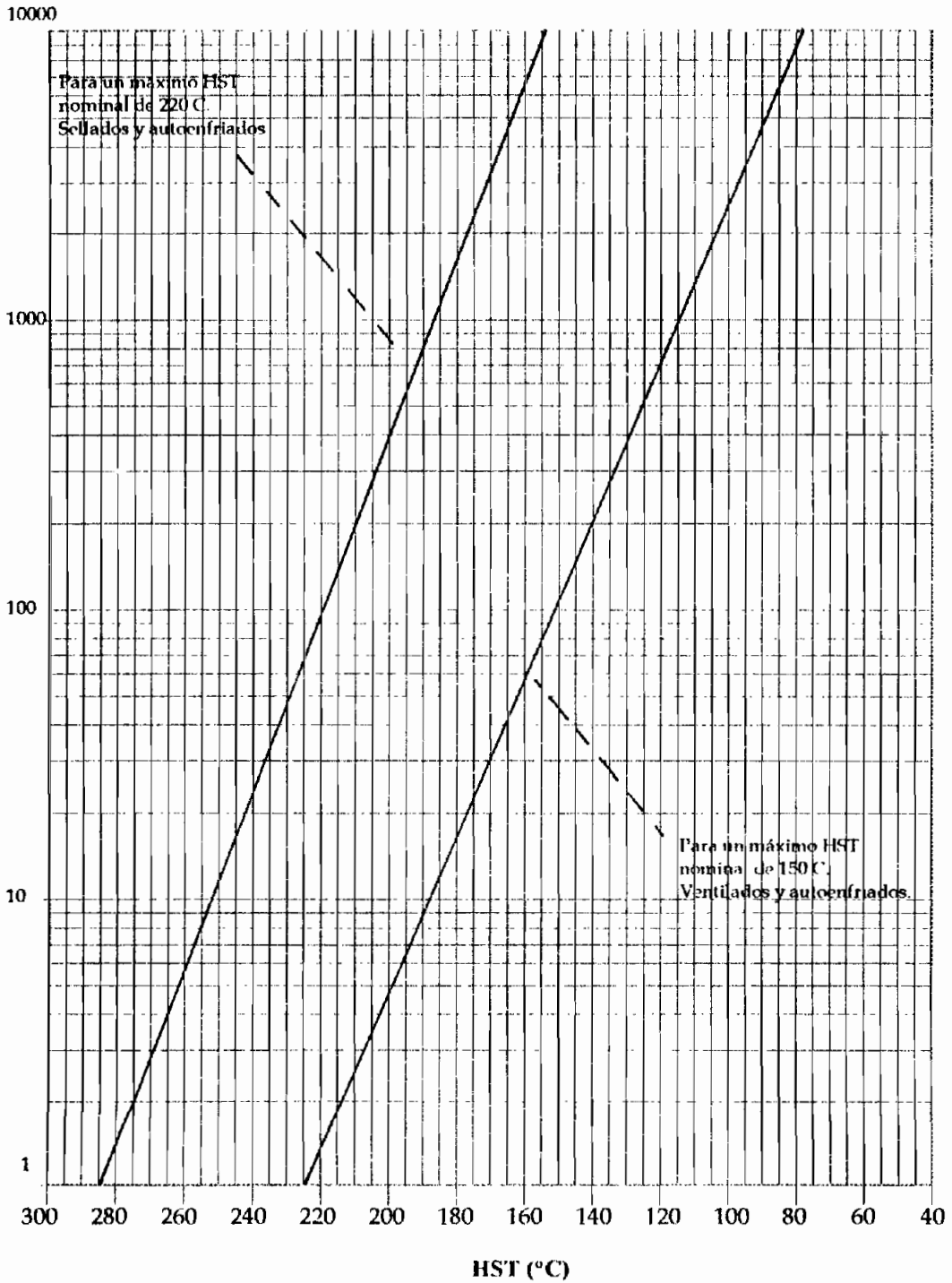


Figura 4.9 : Esperanza relativa de vida como función del HST

#### 4.5.5.1 ANALISIS BAJO CARGA CONTINUA.

Como se ha mencionado, las cargas deben ser evaluadas en términos del HST y la vida del transformador como función de la temperatura y el tiempo. Para el caso de cargas continuas el factor tiempo puede ser ignorado debido a que el transformador, en estas condiciones de carga, llega a un equilibrio térmico.

Existe un HST para cada nivel de carga y puede expresarse mediante la suma de la temperatura ambiente ( $\Theta_a$ ) más el incremento de temperatura medio del bobinado conductor sobre la temperatura del ambiente ( $\Theta_c$ ) y más el gradiente en el HST ( $\Theta_h$ ).

Obviamente, la temperatura ambiente no es función de la carga.

El incremento de temperatura del bobinado puede calcularse mediante<sup>(78)</sup> :

$$\Theta_c = \Theta_{c0} \cdot \left( \frac{S}{S_{nom}} \right)^{2n} \quad (\text{ec. 4.54})$$

donde  $\Theta_{c0}$  es el incremento de temperatura del bobinado a condiciones nominales y equivale a :

80 °C para transformadores ventilados, auto-enfriados (cast-resin).

150 °C para transformadores sellados, auto - enfriados.

$S_{nom}$  es la carga nominal en VA .

$S$  es la carga actual (lineal más no lineal) en VA y se calcula en los términos empleados en la ecuación (ec. 4.48)

$n$  es una constante empírica y equivale a :

0.8 para transformadores ventilados, auto-enfriados (cast-resin).

0.7 para transformadores sellados, auto - enfriados.

El gradiente de temperatura del HST puede calcularse como<sup>(78)</sup> :

$$\Theta_h = \Theta_{h0} \cdot \left( \frac{S}{S_{nom}} \right)^{2n} \quad (\text{ec. 4.55})$$

donde  $\Theta_{h0}$  es el gradiente de temperatura del HST de diseño y generalmente equivale a 30 °C.

De esta manera, el HST puede expresarse como :

$$\text{HST} = \Theta_a + \Theta_c + \Theta_h \quad (\text{ec. 4.56})$$

Una vez determinado el HST se puede recurrir al Figura 4.9 para determinar la esperanza de vida del transformador.

#### 4.5.5.2 ANALISIS BAJO CARGA VARIABLE.

Las cargas variables son difíciles de analizar puesto que intervienen factores tales como la constante de tiempo del bobinado del transformador, la temperatura inicial y el nivel de carga.

Los intentos de convertir la carga variable a un modelo de carga continua equivalente no siempre dan resultado y más bien conducen a resultados erróneos. Una aproximación válida debe tomar en cuenta los factores mencionados anteriormente.

La siguiente ecuación puede utilizarse para determinar el HST bajo estas condiciones<sup>(18)</sup> :

$$\text{HST} = \frac{(\Theta_{c0} + \Theta_{h0}) \left( \frac{S}{S_{nom}} \right)^{2n} \left[ \ln^{-1} \left( \frac{t_1}{T_w \cdot \left( \frac{S}{S_{nom}} \right)^{-0.4}} \right) - 1 \right] + \Theta_s}{\ln^{-1} \left( \frac{t_1}{T_w \cdot \left( \frac{S}{S_{nom}} \right)^{-0.4}} \right)} + \Theta_a \quad (\text{ec. 4.57})$$

donde  $t_1$  es la duración en tiempo de la carga 1 (min.)

$T_w$  es la constante de tiempo del bobinado, que se evalúa mediante :

$$T_w = \frac{\Theta_{c0} \cdot \frac{cxy}{J^2}}{60} \quad (\text{min.}) \quad (\text{ec. 4.58})$$

$cxy$  es una constante del material basada en propiedades eléctricas y térmicas y equivale a 195 °C para bobinados de Cu y a 87.5 °C para bobinados de Al.

$J$  es la densidad de corriente (A/mm<sup>2</sup>). Usualmente, para los transformadores de tipo seco varía entre 2 a 3 A/mm<sup>2</sup> lo que arroja una constante de tiempo representativa de 45 min.

$\Theta_s$  es incremento de temperatura inicial =  $\Theta_c + \Theta_h$  (°C)

Los demás términos en la (ec. 4.57) ya han sido definidos en el párrafo 4.5.3.1.

Habiendo determinado con detalle el comportamiento del HST se puede determinar éste para cada intervalo de carga así como la esperanza de vida porcentual EL para ese intervalo. Para determinar la esperanza de vida resultante (en porcentaje) se puede usar la siguiente expresión<sup>(18)</sup> :

$$EL = \frac{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_N}{\frac{t_1}{EL_1} + \frac{t_2}{EL_2} + \frac{t_3}{EL_3} + \dots + \frac{t_N}{EL_N}} \quad (\text{ec. 4.59})$$

donde  $t_N$  es el tiempo de duración de la carga en el intervalo N.

$EL_N$  es la esperanza de vida porcentual para el HST<sub>N</sub> en el intervalo de carga N.

Por lo tanto, es posible calcular con precisión las características de temperatura de un transformador sometido a carga variable y determinar los efectos de esta carga en la esperanza de vida del transformador.

#### **4.6 EFECTO DE LAS CORRIENTES TRIPLE ARMONICAS EN LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS ESTRELLA - DELTA.**

Los transformadores trifásicos en configuración estrella - delta son muy utilizados, especialmente en sistemas de distribución. Una de las ventajas de los transformadores con este tipo de conexión es que son una trampa para las corrientes de secuencia cero, previniendo que estas fluyan “ aguas arriba “ del primario.

En un sistema eléctrico trifásico con corrientes de línea balanceadas, es decir con corrientes de fase de igual magnitud, no circula corriente por el conductor neutro solo si estas corrientes tienen formas de onda no distorsionadas, es decir si éstas provienen de cargas lineales. Sin embargo, la situación es diferente cuando las corrientes poseen contenido armónico.

Cuando las corrientes poseen contenido armónico la tercera armónica y sus múltiplos superiores (conocidas como triple armónicas) no se cancelan en el conductor neutro. Debido a que estas componentes están en fase en las tres fases del sistema se suman en el conductor neutro. Es más, estas corrientes fluyendo por el conductor neutro pueden llegar a alcanzar valores elevados (típicamente desde 1.73 hasta 2.73 veces la corriente de fase, en el peor de los casos). Por lo tanto, si el conductor neutro es del mismo calibre que el de la fase, es de esperarse que el calentamiento en éste sea mayor incluso que el calentamiento en los conductores de fase.

La impedancia de secuencia cero de los transformadores estrella - delta es igual a su impedancia de secuencia positiva y negativa (corresponde al valor nominal de placa). Siendo así, estos transformadores poseen una elevada impedancia al paso de corrientes triple armónicas lo que implica una alta distorsión de terceras armónicas de voltaje.

## CAPITULO 5

### DETERMINACION DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR PARA ALIMENTAR CARGAS DE CARACTERISTICA NO LINEAL

El conocimiento de las pérdidas del transformador es importante puesto que para cualquier aplicación es necesario que éste sea capaz de suministrar la potencia necesaria a la carga y satisfacer sus pérdidas sin menoscabo de la vida normal del transformador.

En el Capítulo anterior se ha llegado a encontrar relaciones matemáticas que permiten evaluar las pérdidas que se producen en el transformador bajo carga no lineal. Tales métodos de evaluación pueden llegar a ser de complicada utilización no tanto por su complejidad matemática como por la cantidad de datos constructivos que se requieren para emplear las relaciones matemáticas correctamente. Tales datos constructivos son de fácil acceso en la etapa de diseño y en menor medida para el usuario en el trance de escoger la potencia del transformador o determinar el comportamiento futuro del mismo bajo carga no lineal y para quien los datos disponibles seguramente no irán más allá de los que le proporcione el fabricante o, en el mejor de los casos, aquellos que pueda obtener de pruebas.

#### *5.1 POTENCIA EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR*

Determinar la potencia equivalente del transformador en un ambiente no lineal caracterizado por una corriente que posee contenido armónico de importancia consiste en determinar las pérdidas adicionales debidas a estas condiciones de funcionamiento.

Una vez determinadas las pérdidas adicionales debidas a los armónicos en la corriente de carga el objetivo es llegar a encontrar un factor de decremento o disminución en la capacidad de corriente del transformador para hallar un valor de corriente de carga armónica máxima que permita que las pérdidas

totales máximas bajo carga no lineal no excedan las pérdidas totales bajo carga lineal.

La situación se ilustra en la siguiente relación :

Pérdidas totales máximas bajo carga no lineal :

$$P_{CARGA} = I^2R + P_{ECm\acute{a}x} + P_{ECn\acute{u}cleo} + P_H + P_{Ts} \quad (ec. 5.1)$$

Pérdidas totales bajo condiciones nominales :

$$P_{CARGAnom} = I^2R_{nom} + P_{ECnom} + P_{ECn\acute{u}cleo.nom} + P_{Hnom} + P_{Ts.nom} \quad (ec. 5.2)$$

El propósito es encontrar la corriente de carga armónica máxima que pueda soportar el transformador que permita la igualdad :

$$P_{CARGA} = P_{CARGAnom} \quad (ec. 5.3)$$

Esto obviamente implica determinar un cierto factor de decremento en la capacidad del transformador.

En el Capítulo anterior se ha llegado a determinar relaciones matemáticas para calcular todas las pérdidas mencionadas anteriormente, sin embargo, como ya se ha advertido, la principal dificultad radica en disponer de todos los datos necesarios para ingresar al cálculo.

Si se dispone de todos los datos necesarios se puede llegar a un cálculo exacto, si no es así, se imponen ciertas consideraciones a saber :

- De todas las pérdidas que se producen en el transformador las más afectadas debido a los armónicos en la corriente son pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados  $P_{EC}$  seguidas las pérdidas  $I^2R$ .
- Las demás pérdidas de dispersión,  $P_{dis} = P_{ECn\acute{u}cleo} + P_H + P_{Ts}$ , representan en comparación con las anteriores un porcentaje menor. En consecuencia, cualquier cálculo que excluya a las Pérdidas de Dispersión no incurrirá en errores significativos.

En base a lo anterior, la determinación de la capacidad equivalente consistirá en determinar principalmente las pérdidas adicionales por corrientes de Eddy, debidas a los armónicos, en la región de más alta densidad de pérdidas más las pérdidas  $I^2R$  y llegar a determinar un factor de decremento en la capacidad de corriente del transformador que permita que la igualdad  $P_{CARGA} = P_{CARGA_{nom}}$  se cumpla.

La anterior consideración exige que el transformador sea capaz de suministrar una corriente de carga de cualquier contenido armónico siempre y cuando las pérdidas totales, las pérdidas en cada bobinado y la densidad de pérdidas en el punto de máximas  $P_{EC}$  no excedan los niveles que se esperan a plena carga y frecuencia nominales.

Datos básicos para determinar la potencia equivalente son, entonces, las características de la corriente no lineal de carga definida en términos de la magnitud de la corriente a la frecuencia fundamental y la magnitud de cada componente de frecuencia armónica. También se debe disponer de información sobre la magnitud de las pérdidas  $P_{EC}$  o de las pérdidas  $I^2R$ .

Usando las magnitudes de los niveles de corriente de carga armónica la capacidad nominal del transformador se puede encontrar para la carga especificada. Para determinar la corriente nominal del transformador es necesario encontrar el verdadero valor eficaz de la corriente de carga :

ARMONICOS	MAGNITUDES
1	$I_1$
2	$I_2$
3	$I_3$
4	$I_4$
5	$I_5$
6	$I_6$
7	$I_7$
.....	.....
$h_{max}$	$I_{h_{max}}$

Tabla 5.1 : Espectro de corriente de carga.



$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(I_h)^2]} \quad (A) \quad (ec. 5.4)$$

El verdadero valor eficaz (rms) de la corriente de carga se obtendrá cuanto más grande sea el numero de armónicos considerados.

Para un transformador trifásico la potencia nominal será :

$$S_{nom} = \sqrt{3} \cdot V_{LINEA} \cdot I = \sqrt{3} \cdot V_{LINEA} \cdot \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(I_h)^2]} \quad (VA) \quad (ec. 5.5)$$

Usando el valor de potencia nominal encontrado se puede, posteriormente, llegar a encontrar la potencia equivalente del transformador.

## 5.2 DETERMINACION DE LA POTENCIA EQUIVALENTE EN FUNCION DE LA DENSIDAD DE PERDIDAS EN LOS BOBINADOS.

Reescribiendo la ecuación de pérdidas (ec. 5.1) se tiene :

$$P_{CARGA_{nom}} = I^2 R_{nom} + P_{EC_{nom}} + P_{dis_{nom}} \quad (ec. 5.6)$$

donde  $P_{dis_{nom}} = P_{EC_{núcleo_{nom}}} + P_{H_{nom}} + P_{ls_{nom}}$ .

Es conveniente expresar la ecuación anterior en por unidad, donde la corriente base es la corriente nominal ( I ) mientras que la potencia de pérdidas base se toma igual a  $I^2 R_{nom}$  a corriente nominal. Entonces :

$$P_{CARGA_{nom}}(pu) = 1 + P_{EC_{nom}}(pu) + P_{dis_{nom}}(pu) \quad (ec. 5.7)$$

Bajo carga no lineal la relación de pérdidas toma la forma ya conocida :

$$P_{CARGA} = I^2 R + P_{EC} + P_{dis} \quad (ec. 5.8)$$

o en por unidad :

$$P_{CARGA}(pu) = I^2R(pu) + P_{EC}(pu) + P_{dis}(pu) \quad (ec. 5.9)$$

En el Capítulo anterior se ha llegado a determinar que :

$$I^2R = I^2R_{nom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \right] \quad (ec. 5.10)$$

$$P_{EC} = P_{ECnom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h^2 \right] \quad (ec. 5.11)$$

$$P_{dis} = P_{dis.nom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h \right] \quad (ec. 5.12)$$

Reescribiendo la (ec. 5.8) en función de las tres últimas relaciones :

$$P_{CARGA} = I^2R_{nom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \right] + P_{ECnom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h^2 \right] + \\ + P_{dis.nom} \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h \right] \quad (ec. 5.13)$$

Puesto que las pérdidas  $I^2R_{nom}$  se han tomado como pérdidas base se tiene :

$$I^2R_{nom} = 1$$

entonces :

$$P_{CARGA}(pu) = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \right] + P_{ECnom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h^2 \right] + \\ + P_{dis.nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ \left( I_h(pu) \right)^2 \cdot h \right] \quad (ec. 5.14)$$

Para encontrar la capacidad equivalente del transformador es necesario igualar las pérdidas de carga a las pérdidas de carga nominales (párrafo 5.1) :

$$P_{CARGA} (pu) = P_{CARGA nom}(pu)$$

entonces :

$$P_{CARGA nom}(pu) = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \right] + P_{EC nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \cdot h^2 \right] + P_{dis nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \cdot h \right] \quad (ec. 5.15)$$

Al hacer esta última igualdad se pretende encontrar la magnitud de corriente armónica máxima hace que las pérdidas bajo carga no lineal no sobrepasen las pérdidas nominales al transformador.

Dividiendo la (ec. 5.15) para la magnitud de la corriente fundamental al cuadrado :

$$\frac{P_{CARGA nom}(pu)}{I_1^2(pu)} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \right]}{I_1^2(pu)} + \frac{P_{EC nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \cdot h^2 \right]}{I_1^2(pu)} + \frac{P_{dis nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (I_h(pu))^2 \cdot h \right]}{I_1(pu)^2} \quad (ec. 5.16)$$

$$\text{Sea } f_1 = \frac{I_1(pu)}{I_1(pu)}, f_2 = \frac{I_2(pu)}{I_1(pu)}, f_3 = \frac{I_3(pu)}{I_1(pu)}, \dots, f_n = \frac{I_n(pu)}{I_1(pu)} \quad (ec. 5.17)$$

entonces (ec. 5.16) se transforma en :

$$\frac{P_{CARGAnom}(pu)}{I_1^2(pu)} = \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right] + P_{ECnom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h^2 \right] +$$

$$+ P_{dis.nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h \right] \quad (ec. 5.18)$$

$$I_1^2(pu) = \frac{P_{CARGAnom}(pu)}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right] + P_{ECnom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h^2 \right] + P_{dis.nom}(pu) \cdot \sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h \right]} \quad (ec. 5.19)$$

$$I_1^2(pu) = \frac{P_{CARGAnom}(pu)}{\left( \sum_{h=1}^{h_{max}} f_h(pu)^2 \right) \left[ 1 + P_{ECnom}(pu) \cdot \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h^2 \right]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right]} + P_{disnom}(pu) \cdot \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h \right]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right]} \right]} \quad (ec. 5.20)$$

Haciendo uso de las definiciones (ec. 5.17) :

$$I_1^2(pu) = \frac{P_{CARGAnom}(pu)}{\left( \sum_{h=1}^{h_{max}} I_h(pu)^2 \right) \left[ 1 + P_{ECnom}(pu) \cdot \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h^2 \right]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right]} + P_{disnom}(pu) \cdot \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \cdot h \right]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left[ (f_h(pu))^2 \right]} \right]} \quad (ec. 5.21)$$

El sumatorio  $\sum_{h=1}^{h_{max}} I_h(pu)^2$  define el valor cuadrático de la corriente eficaz (rms) de carga que corresponde a la corriente máxima que hace que las pérdidas bajo carga no lineal no sobrepasen las pérdidas nominales al transformador.

Entonces, de la ecuación (ec. 5.21) :

$$I_{max}(pu) = \left[ \frac{P_{CARGAnom}(pu)}{1 + P_{ECnom}(pu) \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2 \cdot h^2]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2]} + P_{disnom}(pu) \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2 \cdot h]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2]}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (ec. 5.22)$$

La anterior expresión permite un cálculo exacto de la corriente. Sin embargo, haciendo uso de las consideraciones expuestas en el párrafo 5.1 las pérdidas de dispersión se pueden despreciar, asumiendo que todas las pérdidas de dispersión son las que se producen en los bobinados e ignorando aquellas que se producen fuera de éstos. Entonces :

$$I_{max}(pu) \cong \left[ \frac{P_{CARGAnom}(pu)}{1 + P_{ECnom}(pu) \frac{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2 \cdot h^2]}{\sum_{h=1}^{h_{max}} [(f_h(pu))^2]}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (ec. 5.23)$$

Si bien es cierto el desarrollo es válido un tratamiento enteramente riguroso del método consiste en evitar que las **pérdidas máximas de carga** bajo carga no lineal no sobrepasen las a las pérdidas de carga nominales bajo carga lineal.

Encontrar estas pérdidas máximas requiere estudiar cada uno de los componentes de pérdidas que las componen. Si se han despreciado las pérdidas de dispersión en los bobinados únicamente quedan por estudiar las

pérdidas  $I^2R$  y las  $P_{EC}$ . Como ya se conoce, por lo estudiado en los párrafos 4.1.1, 4.2, 4.3 y 4.4, son las pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados las más afectadas por las componentes armónicas en la corriente de carga. Por lo tanto, es necesario conocer el valor de las  $P_{EC}$  en este punto ( $P_{ECm\acute{a}x}$ ) para encontrar las pérdidas de carga máximas.

Bajo esta consideración se modifican las ecuaciones anteriores reemplazando el término  $P_{EC}$  por  $P_{ECm\acute{a}x}$ .

El valor de  $P_{ECm\acute{a}x}$  es usualmente proporcionado por el fabricante del transformador en común acuerdo con el comprador. De no ser así debe calcularse por métodos indirectos e incluso recurrir a pruebas.

#### ***EJEMPLO DE APLICACION No. 1***

Suponiendo el espectro armónico de la corriente de carga que se proporciona a continuación se pretende encontrar la potencia del transformador estándar para alimentar esta carga trifásica en un sistema con voltaje a la carga de 480 V y un voltaje en la red primaria de 13.8 kV.

ARMONICO (h)	CORRIENTE ARMONICA (A)
1	548.35
5	95.96
7	60.87
11	24.68
13	15.90
17	8.23
19	5.48
23	4.94
25	4.39

**Tabla 5.2 : Espectro de corriente de carga para el Ejemplo de Aplicación No. 1**

Usando los valores de la corriente armónica listadas anteriormente se determina la potencia del transformador para la carga especificada.

Para determinar la corriente nominal del transformador en cuestión se determina el valor eficaz (rms) de la corriente de carga armónica utilizando la relación (ec. 5.4) lo que proporciona una corriente nominal de :

$$I = 560.85 \text{ (A)}$$

Utilizando la relación (ec. 5.5) se puede llegar a determinar la potencia nominal del transformador estándar :

$$S_{\text{nom}} = \sqrt{3} \cdot 480\text{(V)} \cdot 560.85\text{(A)} = 466.28 \text{ kVA}$$

En este punto es conveniente hacer ciertas consideraciones :

La potencia del transformador se ha obtenido sin tomar en cuenta ningún factor adicional que no sea el cálculo descrito en las dos últimas ecuaciones. Factores tales como el tipo del transformador (de distribución, de subestación, servicio industrial, etc.), no han influido en el cálculo. Es conocido que el tratamiento para un transformador de una subestación es algo diferente al dado a un transformador de distribución o a uno para servicio industrial. Considerar estos aspectos requiere *estudios de demanda* .

Un aspecto a considerar, si el criterio de trabajo toma en cuenta la demanda, es el Factor de Diversidad. Este factor expresa cuantitativamente que las cargas alimentadas, por ejemplo por un transformador, no coinciden con su demanda máxima todas a la vez y se define como el cociente de la suma de las demandas máximas individuales de las diversas subdivisiones de un sistema, o parte de un sistema, y la demanda máxima de todo sistema, o parte de éste, que se considere. Generalmente este valor varía entre 1 y 2.

En un sistema de distribución radial, la capacidad del transformador de la subestación es menor que la suma de las capacidades de los transformadores de distribución debido a la diversidad en la demanda por parte de los

transformadores. Por lo tanto, la consideración del factor de diversidad en la determinación de la capacidad de los transformadores puede ser más o menos importante dependiendo de la aplicación.

El alcance del presente trabajo no contempla directamente esta posibilidad. Cuando se proporciona el espectro armónico de la corriente de carga se asume que es el contenido, medido o determinado, a nivel del alimentador que lleva al transformador. Es prerrogativa de ingeniería utilizar o no el factor de diversidad una vez determinada la capacidad del transformador con la ecuación (ec. 5.5).

Siguiendo con el análisis, un transformador estándar que cumple con las especificaciones de potencia y voltaje es uno de las siguientes características nominales, proporcionadas por el fabricante :

Transformador trifásico (60 Hz)

Potencia nominal : 500 kVA

Voltaje primario : 13.8 kV

Voltaje secundario : 480 V

Pérdidas en vacío : 1040 W

Pérdidas  $P_R$  : 5304.35 W = 1 (pu)

Pérdidas  $P_{EC}$  en el punto de máximo calentamiento:  $P_{ECm\acute{a}x} = 795.65 \text{ W}$   
 $= 0.15 \text{ (pu)}$

Corriente nominal en el secundario : 601.4 A

Para encontrar las pérdidas de carga actuales, es decir, las que tendría el transformador que suministrara una corriente de carga armónica con el espectro mostrado en la Tabla 5.2 es necesario aplicar la relación (ec. 5.12) sin considerar el término que hace referencia a las pérdidas de dispersión para ser consecuentes con el método desarrollado.

Entonces :



h	$I_h$ (A)	$I_h$ (pu)	$I_h$ (pu) <sup>2</sup>	$h^2$	$I_h$ (pu) <sup>2</sup> · $h^2$
1	548,35	0,912	0,831359	1	0,831
5	95,96	0,160	0,025460	25	0,636
7	60,87	0,101	0,010244	49	0,502
11	24,68	0,041	0,001684	121	0,204
13	15,9	0,026	0,000699	169	0,118
17	8,23	0,014	0,000187	289	0,054
19	5,48	0,009	0,000083	361	0,030
23	4,94	0,008	0,000067	529	0,036
25	4,39	0,007	0,000053	625	0,033
sumatoria			0,86984		2,445

Tabla 5.3 : Parámetros de cálculo para el Ejemplo No. 1

donde se ha tomado como corriente base la nominal del transformador ( 601.4 A = 1 pu ).

Nótese que el sumatorio de la cuarta columna no arroja el valor esperado de 1.00 debido a que el espectro armónico de la corriente solo proporciona valores hasta el décimo quinto armónico debido a la pequeña contribución de los restantes armónicos.

Aplicando la relación (ec. 5.14), con la consideración mencionada, se obtiene :

$$P_{CARGA}(pu) = 0.8694 + 0.15(2.445) + 0 = 1.23659 (pu)$$

$$P_{CARGA} = 1.23659(5304.35) = 6559.3 W$$

Entonces,  $P_{ECm\acute{a}x}(pu) = 0.15(2.445) = 0.36675 (pu)$

$$P_{EC} = 0.36675(5304.35) = 1945.37$$

Nótese que las pérdidas de carga bajo carga no lineal se han incrementado en aproximadamente 1.23659 veces las nominales mientras que las pérdidas  $P_{ECm\acute{a}x}$  en el punto de máximo calentamiento se han incrementado en aproximadamente 2.445 veces su valor bajo condiciones nominales.

Una comparación entre las pérdidas bajo condiciones nominales y bajo carga no lineal para este ejemplo se presenta en la Tabla 5.4.

El efecto neto en el diseño del transformador es que éste debe ser capaz de enfriar las pérdidas totales del transformador para esta condición de carga (7596.972 W).

	PERDIDAS NOMINALES (W)	PERDIDAS ARMONICAS A LA CONDICION DE CARGA DADA (W)
PERDIDAS EN VACIO	1040	1040
PERDIDAS $I^2R$	5304.35	4611.602
PERDIDAS $P_{ECmax}$	795.65	1945.37
$P_{CARGA}$ máximas		6556.972
PERDIDAS TOTALES		7596.972

Tabla 5.4 : Pérdidas nominales y pérdidas armónicas para el Ejemplo de Aplicación No. 1

A continuación se muestra cómo se incrementan las Pérdidas  $I^2R$  y las Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados conforme crece el contenido armónico de la corriente de carga:

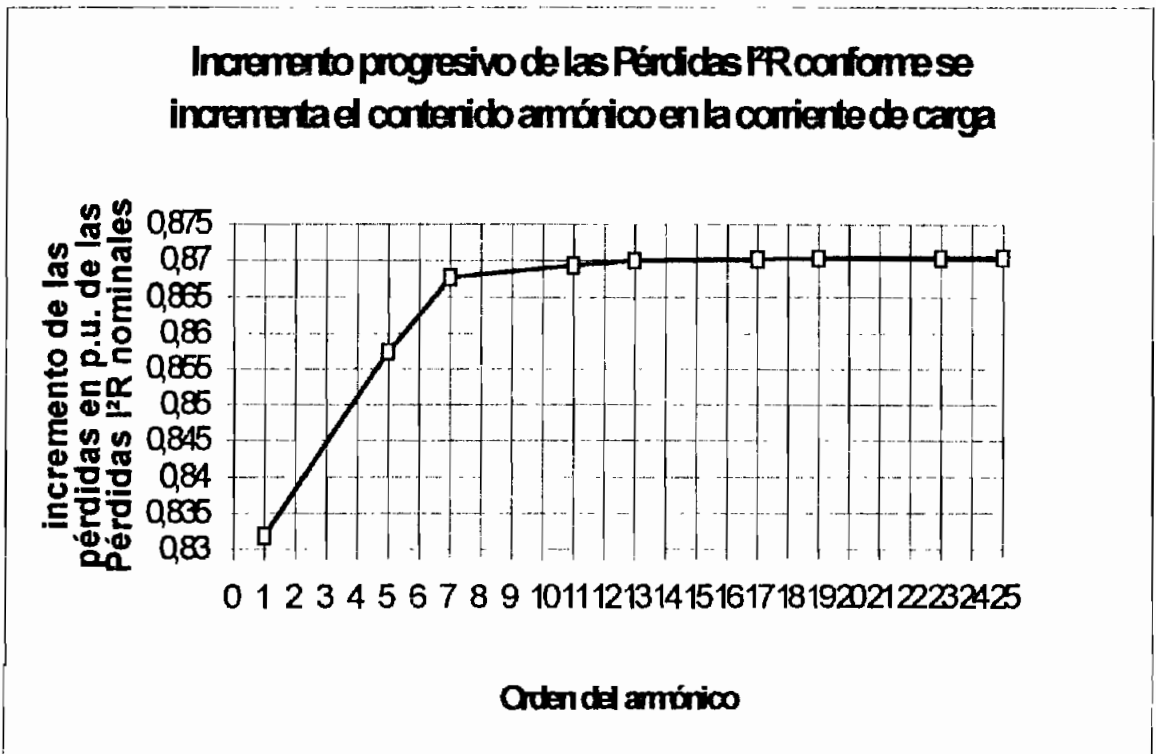
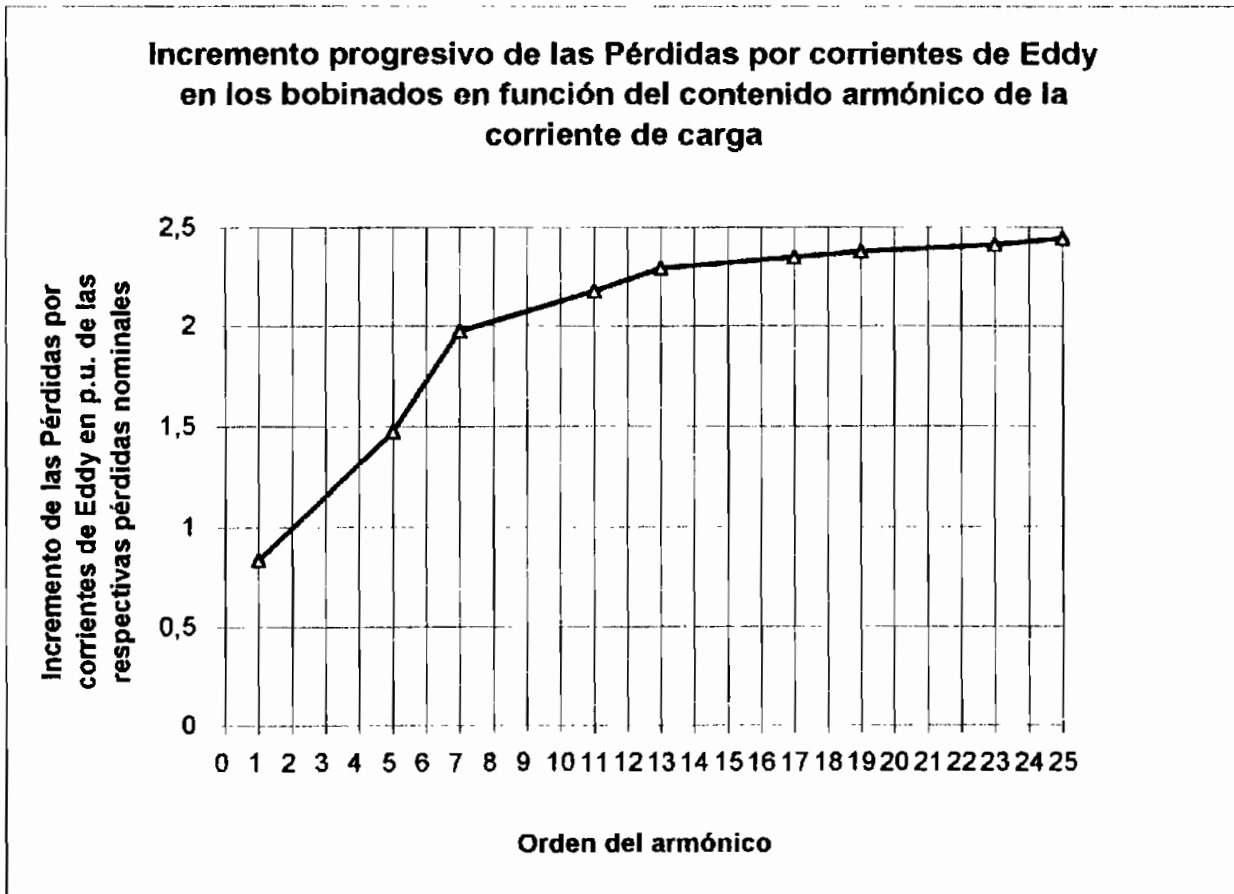


Figura 5.1 : Pérdidas  $I^2R$  para el Ejemplo de Aplicación No. 1



**Figura 5.2 : Pérdidas por corrientes de Eddy para el Ejemplo de Aplicación No. 1**

Si las pérdidas de carga máximas a la condición de carga dada superan a las pérdidas de carga máximas bajo condiciones nominales (dato proporcionado por el fabricante u obtenido mediante pruebas) es necesario, como ya se ha mencionado antes, que se determine un cierto factor de decremento en la capacidad del transformador de manera que las pérdidas debidas a la carga no lineal no sobrepasen las pérdidas que puede soportar el transformador bajo condiciones nominales. En otras palabras, hay que limitar el valor de corriente de carga armónica que se requiere del transformador.

La relación (ec. 5.23) permite encontrar esta corriente máxima. Para su aplicación se requiere, además de los parámetros encontrados mediante la Tabla 5.3, los parámetros  $f_h$ . La tabla que se presenta a continuación es de utilidad en el cálculo :

h	$I_h(A)$	$I_h(pu)$	$I_h(pu)^2$	$I^2$	$I_h(pu)^2 I^2$	$f_h$	$f_h^2$	$f_h^2 I^2$
1	543,35	0,911789	0,831369	1	0,831369	1	1,0000	1
5	95,96	0,159561	0,025460	25	0,636493	0,174998	0,03062	0,766605
7	60,87	0,101214	0,010244	49	0,501968	0,111006	0,01232	0,603791
11	24,68	0,041038	0,001684	121	0,203774	0,045008	0,00208	0,245109
13	15,9	0,026438	0,000699	169	0,118128	0,028996	0,00084	0,142091
17	8,23	0,013685	0,000187	289	0,054122	0,015009	0,00023	0,0651
19	5,48	0,009112	0,000083	361	0,029974	0,009994	0,00010	0,036054
23	4,94	0,008214	0,000067	529	0,035668	0,008009	0,00008	0,042933
25	4,39	0,0073	0,000053	625	0,033303	0,008006	0,00006	0,040058
sumatoria			0,869838		2,444814		1,04628	2,940742

Tabla 5.5 : Parámetros adicionales de cálculo para el Ejemplo de Aplicación No. 1

Entonces, la máxima corriente de carga no lineal con la composición armónica dada que puede soportar el transformador es, de acuerdo a la ecuación (ec. 5.23):

$$I_{max}(pu) = \left\{ \frac{1,15}{1 + 0,15 \frac{2,94074}{1,04628}} \right\}^{\frac{1}{2}} = 0,8994 (pu)$$

$$\begin{aligned} \therefore, \quad I_{max} &= 0,8994(601,4) \text{ A} \\ &= 540,9 \text{ A} \end{aligned}$$

Entonces, la capacidad del transformador se ha reducido al 89.94 % de su capacidad nominal y sólo puede suministrar una corriente armónica de carga de 540.9 A para que las pérdidas no sobrepasen a las nominales del transformador.

Ahora, las corriente de carga tiene un valor eficaz de 560.85 A. Esto obliga a escoger un transformador con diferentes características. Ya sea uno de menores pérdidas nominales u otro de mayor potencia. Una vez escogido otro transformador es necesario volver a realizar el mismo análisis para determinar el factor de decremento del transformador.

### **5.3 DETERMINACION DE LA POTENCIA EQUIVALENTE EN FUNCION DE DATOS DISPONIBLES DE LAS PERDIDAS TOTALES DE CARGA.**

La metodología aplicada en el párrafo 5.2 se aplica ya sea a transformadores tipo seco o inmersos en líquido. Sin embargo, muchas veces no se tiene acceso a los datos de diseño del transformador y no se puede determinar el porcentaje que representan las pérdidas por corrientes de Eddy y de dispersión con respecto a las pérdidas totales. Esta dificultad no es tan acuciante para los ingenieros en la etapa de diseño del transformador pero sí para aquellos en el trance de trabajar con transformadores ya en el mercado y para quienes la obtención de los datos necesarios para aplicar la anterior metodología puede ser tarea casi imposible. Por lo tanto, el tratamiento anterior no puede aplicarse directamente.

Una metodología alternativa se basa en datos obtenidos de pruebas que el fabricante sí está en capacidad de proporcionar. Con el propósito de aplicar esta metodología en estas condiciones, con estos datos limitados, ha de hacerse ciertas consideraciones que pueden llegar a ser conservadoras. Estas simplificaciones pueden ser modificadas en base de datos proporcionados por el fabricante para un cierto transformador en particular.

Estas simplificaciones son<sup>(21,47)</sup> :

#### **1) CONSIDERACIONES DE SIMPLIFICACION**

**a.-** Se asume que todas las pérdidas de dispersión corresponden a las Pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados  $P_{EC}$ . Esta es una consideración conservadora que se aplica cuando la distribución entre las pérdidas  $P_{EC}$  y la pérdidas de dispersión  $P_{dis}$  no se conoce.

**b.-** Se asume que las pérdidas  $I^2R$  están distribuidas uniformemente en cada bobinado.

- c.- Los cálculos se hacen asumiendo que la máxima densidad de pérdidas debidas a las corrientes de Eddy se encuentra en la región de máximo calentamiento HST en el bobinado de bajo voltaje y es igual a cuatro veces las pérdidas por corrientes de Eddy promedio en ese bobinado.

Un alto porcentaje del flujo de dispersión que fluye axialmente en y entre los bobinados es atraída radialmente hacia el interior, a los extremos de los bobinados, debido a que en esta región existe un camino de retorno de baja reluctancia a través del extremo del núcleo. No ocurre lo mismo con el espacio de permeabilidad unitaria exterior a los bobinados. Como resultado, la mayor parte del flujo de dispersión radial ( y la más alta densidad de corrientes de Eddy ) ocurre en las regiones extremas del bobinado interior. En ausencia de otra información se puede asumir que el bobinado interior es el de bajo voltaje.

## 2.- OTRAS CONSIDERACIONES

- a.- Se asume que la división de las Pérdidas por corrientes de Eddy entre los bobinados primario y secundario corresponde a 60 % en el bobinado interior y 40 % en el bobinado exterior para todos aquellos transformadores auto - enfriados con una corriente nominal máxima menor o igual a 100 A (prescindiendo de la relación de vueltas).

Para transformadores que poseen una relación de vueltas menor o igual a 4 : 1 la distribución de pérdidas es 60 % en el bobinado interior y 40 % en el bobinado exterior.

En cambio, la división de Pérdidas por corrientes de Eddy será el 70 % en el bobinado interior y el 30 % en el bobinado exterior para todos aquellos transformadores con una relación de vueltas mayor a 4 : 1 y también para aquellos con más de un bobinado con una corriente máxima de carga mayor a 1000 A auto - enfriados.

En todo caso, esta distribución debe ser admitida con los reparos del caso.

**b.-** Se asume que el incremento del HST en el transformador no excede los valores dados en las normas.

Resumiendo las anteriores consideraciones en una relación matemática se puede escribir :

$$P_{ECmax} = 4. \beta. P_{ECnom} \quad (ec.5.24)$$

donde  $\beta = 0.6$  o  $0.7$  de acuerdo a las recomendaciones 2.a

Puesto que se ha asumido que las pérdidas  $I^2R$  se encuentran uniformemente distribuidas en los bobinados y que la máxima densidad de pérdidas es igual a 4 veces el valor medio (consideraciones 1.c).

Estas pérdidas por corrientes de Eddy en el bobinado de bajo voltaje así obtenidas se pueden expresar en por unidad de las pérdidas  $I^2R$  en este bobinado.

Entonces :

$$P_{ECmax} (pu) = \frac{4. \beta. P_{ECnom} (W)}{M \left[ (I_{2nom})^2 \right] R_2 (W)} (pu) \quad (ec.5.25)$$

donde  $M = 1$  para transformadores monofásicos.

= 3 para transformadores trifásicos con el secundario conectado en estrella.

= 1 para transformadores trifásicos con el secundario conectado en delta.

$I_{2nom}$  es la corriente nominal del secundario.

$R_2$  es la resistencia del bobinado secundario por fase.

Una vez calculado este valor se puede utilizar las relaciones (ec. 5.14) y (5.23) para determinar la capacidad de corriente no lineal que puede soportar el transformador.

El valor estándar de potencia del transformador se puede encontrar dividiendo el valor nominal para el valor de corriente máxima en por unidad :

$$kVA_{estandar} = \frac{kVA_{nom}}{I_{max}(pu)} \quad (\text{kVA}) \quad (\text{ec. 5.26})$$

Ahora que los condicionantes se han establecido queda la cuestión de *cómo obtener información sobre las pérdidas por corrientes de Eddy nominales*. Usualmente estas se obtienen del fabricante con mayor facilidad. De no ser así deben hacerse pruebas al transformador para determinar los parámetros necesarios.

### **5.3.1 DETERMINACION DE LAS PERDIDAS POR CORRIENTES DE EDDY NOMINALES MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO.**

Las normas ANSI/IEEE C57.12.90-1987 y ANSI/IEEE C57.12.91-1979, aplicables a transformadores inmersos en líquido y secos, respectivamente, proporcionan una guía para calcular las pérdidas por corrientes de Eddy nominales. Ambas normas coinciden en los procedimientos a éste respecto.

Básicamente se trata de hacer pruebas al transformador con el propósito de determinar las Pérdidas de Carga realizando la prueba de carga o cortocircuito. Como ya se ha mencionado en el *Capítulo IV*, las Pérdidas de Carga son aquellas que se producen por el hecho de estar el transformador alimentando una carga dada. Las Pérdidas de Carga incluyen las Pérdidas en el Cobre ( $I^2R$ ) en los bobinados debidas a la circulación de la corriente de carga; las Pérdidas de Dispersión debido a los flujos de dispersión en los bobinados (Eddy), abrazaderas del núcleo y otras partes estructurales y las pérdidas que se producen por circulación de corriente en cualquier conjunto de conductores en paralelo o entre capas de conductores en paralelo.



Si se toma en cuenta la consideración 1.a se puede afirmar que una vez determinadas las Pérdidas de Carga nominales se puede calcular las Pérdidas por corrientes de Eddy nominales restando de las Pérdidas de Carga las Pérdidas  $I^2R$  nominales.

Las Pérdidas  $I^2R$  nominales se determinan en función de la resistencia DC de los bobinados y la corriente nominal de carga del transformador.

Entonces :

$$P_{ECnom} \cong P_{CARGAnom} - P_{I^2Rnom} \quad (ec.5.27)$$

o, lo que es lo mismo :

$$P_{ECnom} \cong P_{CARGAnom} - \left[ \left( N \cdot I_{1nom}^2 \cdot R_1 \right) + \left( M \cdot I_{2nom}^2 \cdot R_2 \right) \right] \quad (W) \quad (ec.5.28)$$

donde  $I_{1nom}$  es la corriente nominal del primario (A).

$I_{2nom}$  es la corriente nominal del secundario (A).

$R_1$  es la resistencia del bobinado primario por fase ( $\Omega$ ).

$R_2$  es la resistencia del bobinado secundario por fase ( $\Omega$ ).

$N = 1$  para bobinados en delta y  $N = 3$  para bobinados en estrella.

$M = 1$  para bobinados en delta y  $M = 3$  para bobinados en estrella.

$N = M = 1$  para transformadores monofásicos.

De esta manera se puede aplicar satisfactoriamente las ecuación (ec.5.25) para encontrar las Pérdidas por corrientes de Eddy máximas en el punto de máximo calentamiento.

Generalmente, los fabricantes de transformadores reportan en sus catálogos ya sea las Pérdidas de Carga o las Pérdidas  $I^2R$  pero rara vez ambos datos. O simplemente reportan el valor de resistencia de los bobinados por fase del transformador y las Pérdidas de Carga. No existe uniformidad entre los parámetros del transformador que deban reportarse en los catálogos para acceso del consumidor. Como muestra, en el *Apéndice 2* se reproducen algunos

catálogos de transformadores en el mercado ecuatoriano y se nota la disparidad de parámetros reportados. Esto es una limitante para la aplicación del método puesto que el usuario puede no poseer todos los datos necesarios para aplicar la metodología descrita. Si el ingeniero proyectista está en capacidad de efectuar o encargar las pruebas necesarias al transformador el inconveniente se superaría.

Hay que reconocer que esta posible falta de información es injustificada debido a que en un sistema eléctrico regido por normas los datos que deben estar disponibles al consumidor incluyen los que se necesitan para aplicar la metodología objeto de este estudio.

Un problema adicional se presenta cuando los fabricantes de transformadores reportan en sus catálogos valores de las Pérdidas en el Cobre pero que sin embargo son producto de haber realizado la prueba de carga (o cortocircuito) al transformador. Por lo tanto estas pérdidas son en realidad mayores a las Pérdidas en el Cobre y corresponden a las Pérdidas de Carga. Esto puede llevar a confusión y a cálculos equivocados. Es conveniente asegurarse de que esta eventualidad se descarte.

En ciertas ocasiones es de utilidad acceder, aunque sea indirectamente, al valor de las Pérdidas de Carga para ciertos tipos de transformadores. Si se supone que los transformadores disponibles en el mercado cumplen con las normas éstas imponen límites para ciertos tipos de pérdidas, generalmente las Pérdidas de Carga.

Por ejemplo, las normas ICONTEC : NTC 818 Cuarta Revisión 1995-11-29 y NTC 819 1995-11-29, en uso actual por la Empresa Eléctrica Quito, imponen límites a las Pérdidas de Carga para transformadores monofásicos y trifásicos inmersos en líquido. Estas normas especifican que :

#### TRANSFORMADORES MONOFASICOS :

- Para aquellos cuyas potencia nominal  $P_N$  (kVA) es  $5 \leq P_N \leq 167.5$  kVA serie Alta Tensión  $\leq 15$  kV / serie baja Tensión  $\leq 1.2$  kV :

$$P_{CARGA} = 0.000063(P_N^3) + 0.02695(P_N^2) + 10.657(P_N) + 38.267 \quad (W) \quad (ec.5.29)$$

- Para aquellos cuyas potencia nominal  $P_N$  (kVA) es  $25 \leq P_N \leq 167.5$  kVA serie 15 kV < Alta Tensión  $\leq 34.5$  kV / serie Baja Tensión  $\leq 1.2$  kV :

$$P_{CARGA} = 32.2692[P_N^{0.74967}] \quad (W) \quad (ec.5.30)$$

Nota : en todos los casos  $P_N$  está en kVA

#### TRANSFORMADORES TRIFASICOS :

- Serie Alta Tensión  $\leq 15$  kV / serie baja Tensión  $\leq 1.2$  kV

$$15 \leq P_N \leq 150 \text{ kVA} : P_{CARGA} = -0.0103(P_N^2) + 13.892(P_N) + 106.65 \quad (W) \quad (ec.5.31)$$

$$150 \leq P_N \leq 800 \text{ kVA} : P_{CARGA} = 10.465(P_N) + 537 \quad (W) \quad (ec.5.32)$$

$$800 \leq P_N \leq 3750 \text{ kVA} : P_{CARGA} = 9.2632(P_N) + 1875.2 \quad (W) \quad (ec.5.33)$$

- Serie 15 kV < Alta Tensión  $\leq 46$  kV / serie baja Tensión  $\leq 15$  kV

$$75 \leq P_N \leq 800 \text{ kVA} : P_{CARGA} = 41.0332(P_N^{0.8118}) \quad (W) \quad (ec.5.34)$$

$$800 \leq P_N \leq 10000 \text{ kVA} : P_{CARGA} = -0.0004(P_N^2) + 9.9981(P_N) + 2447.5 \quad (W) \quad (ec.5.35)$$

Nota 1 : En todos los casos  $P_N$  está en kVA.

Nota 2 : Se admiten tolerancias de hasta +1/7 en las pérdidas de carga.

De esta manera se puede utilizar las Pérdidas de Carga asumiendo que el transformador cumple con las normas y utilizar este dato para hacer cálculos bastante exactos.

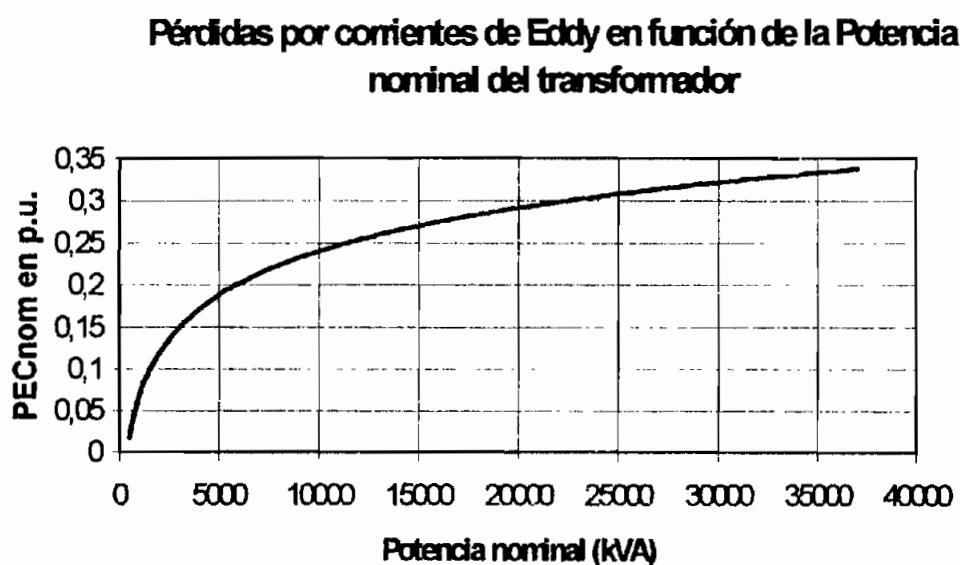
Pero no sólo las Pérdidas de Carga se pueden calcular indirectamente sino que la bibliografía también aporta datos típicos de las Pérdidas nominales por corrientes de Eddy para una gran gama de transformadores. La Referencia

Bibliográfica (30) , por ejemplo, proporciona en forma de gráfico valores de estas pérdidas para transformadores cuyas potencias están comprendidas entre 500 y 35000 kVA en por unidad de las pérdidas  $I^2R$ .

Esta información puede resumirse en la siguiente ecuación encontrada por medio del ajuste de curvas :

$$P_{ECnom} = -0.447396 + 7.45649 \times 10^{-2} \cdot LN(P_N) \quad \text{p.u.} \quad (\text{ec.5.36})$$

El gráfico de esta última relación se muestra a continuación :



**Figura 5.3 : Pérdidas por corrientes de Eddy en función de la potencia nominal del transformador.**

### **EJEMPLO DE APLICACION No. 2**

Suponiendo el espectro armónico de la corriente de carga que se proporciona en la Tabla 5.3 se pretende encontrar la potencia del transformador estándar para alimentar esta carga trifásica en un sistema con voltaje a la carga de 210 V y un voltaje en la red primaria de 6 kV

Para determinar la corriente nominal del transformador en cuestión se determina el valor eficaz (rms) de la corriente de carga armónica utilizando la relación (ec. 5.4) lo que proporciona una corriente nominal de :

$$I = 560.85 \text{ (A)}$$

Utilizando la relación (ec. 5.5) se puede llegar a determinar la potencia nominal del transformador estándar :

$$S_{\text{nom}} = \sqrt{3} \cdot 210(\text{V}) \cdot 560.85(\text{A}) = 204 \text{ kVA}$$

Un transformador estándar que cumple con las especificaciones de potencia y voltaje es uno de las siguientes características nominales, proporcionadas por el fabricante :

Transformador trifásico ECUATRAN

$\Delta$  - Y

60 Hz

Potencia nominal : 250 kVA

Voltaje primario : 6 kV

Voltaje secundario : 210 V

Pérdidas en vacío : 579 W

Pérdidas totales de carga : 3964.42 W

Corriente nominal en el secundario : 687.32 A

Corriente nominal el primario : 24.1 A

Resistencia del bobinado primario  $R_1$  por fase (85 °C) : 1.9  $\Omega$

Resistencia del bobinado secundario  $R_2$  por fase(85 °C) : 0.00156  $\Omega$

Las pérdidas  $P_{\text{ECnom}}$  pueden ser calculadas usando la relación (ec. 5.28) con un valor de  $N = 1$  y  $M=3$  por tratarse de un transformador trifásico con configuración  $\Delta$  - Y :

$$\begin{aligned} P_{\text{ECnom}} &= 3964.42 - [(24.1^2 \times 1.9) + (3 \times 687.32^2 \times 0.00156)] \text{ W} \\ &= 3964.42 - 3314.412 \text{ W} \\ &= 650 \text{ W} \end{aligned}$$

La relación de transformación es mayor que 4 : 1 por lo que el factor , en la relación (ec. 5.24) toma el valor de 0.7. Entonces :

$$MAX P_{ECnom}(pu) = 4 \frac{0.7(650) W}{3 [(687.32)^2 0.00156]} W = 0.8232$$

Una tabla similar a (tabla 5.5) debe desarrollarse para aplicar las relaciones (ec. 5.14) y (ec. 5.23). Para el presente caso ha de tomarse una corriente base de 657.32 (A), que es la corriente nominal en el secundario del transformador.

h	$I_h(A)$	$I_h(pu)$	$I_h(pu)^2$	$h^2$	$I_h(pu)^2 \cdot h^2$	$f_h$	$f_h^2$	$f_h^2 h^2$
1	548,35	0,7978	0,636499	1	0,636499	1,0000	1,000000	1,000000
5	95,96	0,1396	0,019492	25	0,487307	0,1750	0,030624	0,76561
7	60,87	0,0886	0,007843	49	0,384313	0,1110	0,012322	0,60379
11	24,68	0,0359	0,001289	121	0,156012	0,0450	0,002026	0,24511
13	15,9	0,0231	0,000535	169	0,090441	0,0290	0,000841	0,14209
17	8,23	0,0120	0,000143	289	0,041436	0,0150	0,000225	0,06510
19	5,48	0,0080	0,000064	361	0,022948	0,0100	0,000100	0,03605
23	4,94	0,0072	0,000052	529	0,027327	0,0090	0,000081	0,04293
25	4,39	0,0064	0,000041	625	0,025497	0,0080	0,000064	0,04006
sumatoria			0,6660		1,87178		1,04628	2,94074

Tabla 5.6 : Parámetros adicionales de cálculo para el Ejemplo de Aplicación No. 2

Las pérdidas de carga en por unidad vienen dadas por la (ec. 5.12) :

$$\begin{aligned} P_{CARGA}(pu) &= 0.666 + 0.8232(1.87178) + 0 \\ &= 2.207 (pu) \end{aligned}$$

$$P_{CARGA} = 2.207(3314.412) = 7314.9 W$$

Este es el valor de las Pérdidas de Carga a la condición de carga dada. Se observa que este valor supera las pérdidas nominales de carga.

La máxima corriente de carga no lineal con el contenido armónico dado que puede suministrar este transformador en forma segura viene dada por la (ec. 5.23) :

$$I_{max}(pu) = \left\{ \frac{1 + 0.8232}{\left[ \frac{1 + 0.8232 \cdot 2.94074}{1.04628} \right]} \right\}^{1/2} = 0.742 (pu)$$

o

$$\begin{aligned} I_{max} &= 0.742(687.32) \text{ A} \\ &= 510 \text{ A} \end{aligned}$$

Si se compara este valor con el obtenido del valor eficaz de la corriente de carga (560.85) se concluye que el transformador está sobrecargado en un 110 % . Sin embargo, hay que recordar que el método empleado recurre a simplificaciones y sus resultados deben tomarse conservadoramente.

La relación (ec. 5.27) permite encontrar el valor de la potencia estándar del transformador que alimentaría satisfactoriamente a la carga :

$$kVA_{estandar} = \frac{250 \text{ kVA}}{0.742} = 337 \text{ kVA}$$

El último resultado sugiere que el transformador más adecuado es uno de potencia nominal superior a 337 kVA normalizado. Una vez escogido este transformador es necesario repetir el análisis con los valores de pérdidas y parámetros de resistencia de los bobinados, específicos para este transformador, para asegurarse de la correcta elección.

### **EJEMPLO DE APLICACION No. 3**

Supóngase que un accionamiento de 2000 Hp ha de instalarse en un sistema que posee un transformador trifásico de 3000 kVA nominales.

El análisis del espectro de la corriente armónica arroja un valor de corriente de carga eficaz tal que ha permitido determinar una potencia nominal del transformador igual a 2170 kVA, por lo que aparentemente el transformador existente (3000 kVA) es suficiente para alimentar al accionamiento.

Del mismo análisis de la corriente armónica también se ha llegado a determinar lo siguiente:

$$\text{Sumatoria de } I_h(\text{pu})^2 = 1.00$$

$$\text{Sumatoria de } I_h(\text{pu})^2 \cdot h^2 = 2.909$$

No existen más datos sobre las pérdidas de carga ni sobre los parámetros de resistencia del transformador. Tampoco es posible hacer pruebas para determinarlos.

Se pretende determinar si el transformador existente en realidad soportará la carga o sí, por el contrario, operará bajo condiciones de sobrecalentamiento y rápido deterioro.

Como no es posible determinar las pérdidas por corrientes de Eddy por ausencia de los parámetros antes mencionados es necesario recurrir a datos generalizados por lo que ha de recurrirse a la ecuación (ec.5.36) con el propósito de determinar aproximadamente las Pérdidas por corrientes de Eddy nominales.

Entonces, utilizando la ecuación (ec.5.36), o el gráfico de la figura (fig.5.3), se determina que un transformador de 3000 kVA típico posee unas pérdidas por corrientes de Eddy más las de dispersión iguales a 0.15 por unidad.

Como no existen datos para determinar las pérdidas  $I^2R$  que permitan una utilización adecuada de la relación (ec. 5.26), una primera aproximación permite afirmar que las pérdidas  $I^2R$  están distribuidas equitativamente entre el bobinado de bajo voltaje y el de alto voltaje. Entonces las pérdidas  $I^2R$  en el bobinado de bajo voltaje toman un valor de 0.5 (pu) en la ecuación mientras que las pérdidas  $P_{ECnom}$  toman un valor de 0.15 (pu) en la ecuación (ec. 5.26) :

$$MAX P_{ECnom}(\text{pu}) = 4 \frac{0.7(0.15)}{0.5} = 0.72$$

entonces :



$$P_{\text{CARGA nom}}(\text{pu}) = 1.00 + 0.72 = 1.72$$

y

$$P_{\text{CARGA}}(\text{pu}) = 1.00 + 0.73(2.909) = 3.095$$

Ahora se puede estimar el valor de  $I_{\text{max}}$  :

$$I_{\text{max}}(\text{pu}) = \left\{ \frac{1.72}{\left[ 1 + 0.72 \frac{2.909}{1} \right]} \right\}^{1/2} = 0.746 (\text{pu})$$

Utilizando la relación (ec. 5.25) se puede determinar la potencia estándar del transformador que se requiere :

$$kVA_{\text{estandar}} = \frac{2170 \text{ kVA}}{0.746} = 2909 \text{ kVA}$$

Como consecuencia de este análisis se ha verificado que el transformador instalado posee la potencia suficiente para la aplicación propuesta pero las pérdidas de carga, a esta condición de carga, son  $(3.095/1.72) = 1.8$  veces las nominales debido al contenido armónico de la carga.

Este último valor ha de tomarse con los reparos del caso en vista de las simplificaciones a las que se ha recurrido. Generalmente, cuanto más se simplifique o se asuma parámetros se obtendrán valores de pérdidas elevados que los catalogan dentro del plano pesimista o el peor caso.

### 5.3.2 ALGUNAS POSIBILIDADES DE CALCULO DE LA POTENCIA EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR EN FUNCION DE LOS PARAMETROS DISPONIBLES DEL TRANSFORMADOR.

Dependiendo de la disponibilidad de parámetros del transformador pueden presentarse ciertas situaciones en las cuales, debido a la disparidad en los datos, el procedimiento a seguir no sea del todo claro. A continuación se analizan ciertas combinaciones que pueden surgir y cómo superarlas.

## CASOS:

1.- Pérdidas  $P_R$  nominales conocidas ( $W$ ).

Pérdidas de Carga nominales desconocidas.

Pérdidas  $P_{EC}$  nominales y  $P_{ECmáx}$  nominales desconocidas.

Valores de resistencia de los bobinados primario y secundario desconocidas.

Transformador inmerso en aceite .

**Solución** : Utilizar las ecuaciones (ec.5.29) a (ec.5.35) con el propósito de determinar las Pérdidas de Carga ( $W$ ) bajo normas (se sugiere tomar en cuenta la tolerancia). Utilizar la ecuación (ec.5.27) y determinar las Pérdidas  $P_{EC}$  nominales ( $W$ ). Encontrar  $P_{ECmáx}$  ( $W$ ) con la ecuación (ec.5.25) asumiendo que las Pérdidas  $P_R$  están distribuidas equitativamente entre el bobinado de bajo voltaje y el de alto voltaje. Entonces las pérdidas  $P_R$  en el bobinado de bajo voltaje toman un valor de  $0.5 \times [\text{Pérdidas } P_R \text{ nominales conocidas } (W)]$ . Proceder cómo ya es conocido.

Nota : Es posible que al utilizar la ecuación (ec.5.27) se obtengan valores de  $P_{EC}$  nominales menores a cero. En este caso existe conflicto con el dato de las pérdidas  $P_R$ , que son muy altas y la norma no se cumple. Se sugiere proceder cómo en el caso 3.

2.- Pérdidas  $P_R$  nominales desconocidas ( $W$ ).

Pérdidas de Carga nominales desconocidas.

Pérdidas  $P_{EC}$  nominales y  $P_{ECmáx}$  nominales desconocidas.

Valores de resistencia de los bobinados primario y secundario conocidas ( $\Omega$ ).

Transformador inmerso en aceite .

**Solución** : Proceder como en el Caso 1 para determinar las Pérdidas de Carga. Con los valores de resistencia calcular las Pérdidas  $P_R$  nominales. Utilizar la ecuación (ec.5.27) y determinar las Pérdidas  $P_{EC}$  nominales ( $W$ ). Encontrar  $P_{ECmáx}$  ( $W$ ) con la ecuación (ec.5.25). Proceder cómo ya es conocido.

Nota : Es posible que al utilizar la ecuación (ec.5.27) se obtengan valores de  $P_{EC}$  nominales menores a cero. En este caso existe conflicto con el dato valor de las

pérdidas  $I^2R$  calculadas, debido a que son muy altas y la norma no se cumple. Se sugiere proceder cómo en el caso 3.

### 3.- Pérdidas $I^2R$ nominales desconocidas (W).

Pérdidas de Carga nominales conocidas o desconocidas.

Pérdidas  $P_{EC}$  nominales y  $P_{ECm\acute{a}x}$  nominales desconocidas.

Valores de resistencia de los bobinados primario y secundario desconocidas.

Transformador inmerso en aceite o tipo seco.

**Solución :** Proceder cómo en el *Ejemplo de Aplicación No .3* . Para aquellos transformadores cuyas potencias nominales sean menores a 600 kVA y mayores a 35 000 kVA tomar estos valores límites para la determinación de  $P_{EC}$  nominales con la ecuación (ec.5.36).

### 4.- Pérdidas $I^2R$ nominales conocidas (W).

Pérdidas de Carga nominales desconocidas.

Pérdidas  $P_{EC}$  nominales y  $P_{ECm\acute{a}x}$  nominales desconocidas.

Valores de resistencia de los bobinados primario y secundario desconocidas o conocidas..

Transformador tipo seco .

**Solución :** Utilizar la ecuación (ec.5.36) para encontrar las  $P_{EC}$  nominales (en p.u) con las recomendaciones de Caso 3 y calcular el valor en vatios multiplicando por el valor de las Pérdidas  $I^2R$  nominales conocidas (W). Aplicar la ecuación (ec.5.25) para hallar las  $P_{ECm\acute{a}x}$  (W). Si no se conoce el valor de la resistencia de los bobinados (especialmente del bobinado secundario) asumir que las Pérdidas  $I^2R$  están distribuidas equitativamente entre el bobinado de bajo voltaje y el de alto voltaje. Entonces las pérdidas  $I^2R$  en el bobinado de bajo voltaje toman un valor de  $0.5 \times [\text{Pérdidas } I^2R \text{ nominales conocidas (W)}]$  para aplicar la ecuación (ec.5.25). Si se conoce el valor de las resistencias de los bobinados (especialmente del bobinado secundario), aplicar la (ec.5.25) como está definida. Proceder cómo es conocido.

#### 4. Otras combinaciones.

**Solución :** Alguna vez podrían llegar a presentarse casos en los cuales se conozca sólo, por ejemplo, las Pérdidas  $P_{EC}$  nominales o las Pérdidas  $P_{ECm\acute{a}x}$  nominales o una combinación de éstas junto con las otras pérdidas y diferentes tipos de transformadores (inmersos en aceite o tipo seco), etc. Todas estas posibilidades eventualmente llevarán a uno de los cuatro casos analizados anteriormente. Lo importante es utilizar las ecuaciones con los datos disponibles y cuidar de que no existan contradicciones entre los valores calculados y los que se proporcionan como dato. Estos últimos tienen siempre prioridad y los demás valores han de obtenerse en función de ellos.

En el *Capítulo 6* se describe un software digital, desarrollado como parte de este Trabajo de Tesis, que contempla todos los casos que puedan presentarse y efectúa, entre otras habilidades, la metodología de trabajo expuesta en este capítulo.

#### 5.3.3 EVALUACION SIMPLIFICADA DEL COSTO DE LAS PERDIDAS DEBIDO A CARGAS NO LINEALES.

Existen métodos detallados en la literatura para evaluar las pérdidas en que incurren los transformadores. Esta evaluación es importante debido al creciente costo de la energía eléctrica.

El costo de alimentar las pérdidas se puede dividir en dos partes principales :

- a) Componente de energía ( $C_e$ ) o costo de producción para generar las pérdidas en kWh (\$/kWh).
- b) Componente de demanda  $C_d$  (costo de la demanda) o costos anuales asociados con la inversión en el sistema requerida para alimentar los kW pico de pérdida (\$/kW.año). Este parámetro proporciona una idea de cuánto le cuesta al sistema producir 1 kW adicional de pérdidas.

A continuación se reporta un método para una evaluación rápida de los diferentes componentes de pérdidas en los que incurre el transformador haciendo las siguientes simplificaciones :

- Los transformadores están operando continuamente.
- Los transformadores pueden operar a carga parcial pero esta carga es constante.
- No se consideran costos adicionales ni inflación.
- Los costos de demanda están basados en un 100 % de carga.

Bajo estas consideraciones, el costo total de adquirir y operar un transformador por un año se componen de los siguientes factores :

### 5.3.3.1 Costo del Capital ( $C_c$ ).

El dinero tiene valor en el tiempo y ha de pagarse renta o interés sobre su uso. En este caso se toma en cuenta el costo de adquirir el transformador ( $C_p$ ), la tasa de interés  $i$  y el período de depreciación  $n$ .

Se evalúa mediante la siguiente relación<sup>(65)</sup> :

$$C_c = \frac{C_p \cdot r}{100} \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right] \quad (\text{ec.5.37})$$

donde  $r = \frac{i \cdot q^n}{q^n - 1} = \text{Factor de Depreciación.}$  (ec.5.38)

$q = i/100 = \text{Factor de Interés.}$

$i$  es la tasa de interés en %

$n$  es el período de depreciación en años.

### 5.3.3.2 Costo de las Pérdidas en Vacío ( $C_{p0}$ ).

Basado en las Pérdidas en Vacío ( $P_0$ ) y el Costo de la Energía ( $C_e$ ).

Se evalúa mediante la siguiente relación<sup>(65)</sup> :

$$C_{p0} = C_e \cdot \frac{8760h}{\text{año}} \cdot P_0 \left[ \frac{\$}{\text{año}} \right] \quad (\text{ec.5.39})$$

donde  $C_e$  está en \$/kWh y  $P_0$  en kW.

### 5.3.3.3 Costo de las Pérdidas de Carga ( $C_{pc}$ ).

Se considera las Pérdidas de Carga ( $P_{CARGA}$ ), el Factor Anual de Carga equivalente ( $\alpha$ ) y el Costo de la Energía ( $C_e$ ).

Se evalúa mediante la siguiente relación<sup>(65)</sup> :

$$C_{Pc} = C_e \cdot \frac{8760h}{año} \cdot (\alpha^2) P_C \quad \left[ \frac{\$}{año} \right] \quad (ec.5.40)$$

donde  $\alpha = \frac{\text{Carga bajo operacion constante}}{\text{Carga nominal}}$

$P_{CARGA}$  en kW

### 5.3.3.4 Costo de la Demanda ( $C_D$ ).

Basado en la capacidad instalada del sistema y los kW de carga totales.

Se evalúa mediante la siguiente relación<sup>(65)</sup> :

$$C_D = C_d [P_o + P_{CARGA}] \quad \left[ \frac{\$}{año} \right] \quad (ec.5.41)$$

donde  $C_d$  está dada en  $\left[ \frac{\$}{kW \cdot año} \right]$

### EJEMPLO DE APLICACION No. 4

La corriente de carga de un transformador tiene el siguiente contenido armónico :

orden	Amperios
1	160.58
5	52.23
7	22.53
11	12.74
13	4.03
17	2.51
19	1.76
23	1.48
25	0.88

Tabla 5.7 : Espectro de la corriente de carga para el Ejemplo de Aplicación No. 4

Se pretende determinar la potencia del transformador que alimente satisfactoriamente la carga en un sistema con un voltaje primario de 13.2 kV y un voltaje secundario de 220 V. Además se desea determinar los costos de adquirir y operar este transformador.

Para determinar la corriente nominal del transformador en cuestión se determina el valor eficaz (rms) de la corriente de carga armónica utilizando la relación (ec. 5.4) lo que proporciona una corriente nominal de :

$$I = 170.92 \text{ (A)}$$

Utilizando la relación (ec. 5.5) se puede llegar a determinar la potencia nominal del transformador estándar :

$$S_{\text{nom}} = \sqrt{3} \cdot 220(\text{V}) \cdot 170.9264(\text{A}) = 65.13 \text{ kVA}$$

Un transformador estándar que cumple con las especificaciones de potencia y voltaje es uno de las siguientes características nominales, proporcionadas por el fabricante :

Transformador trifásico ECUATRAN

$\Delta$  - Y

60 Hz

Potencia nominal : 75 kVA

Voltaje primario : 13.2 kV

Voltaje secundario : 220 V

Pérdidas en vacío : 235.24 W

Pérdidas totales de carga : 1652.69 W

Resistencia del bobinado primario  $R_1$  por fase (85 °C) : 43.4  $\Omega$

Resistencia del bobinado secundario  $R_2$  por fase(85 °C) : 0.00877  $\Omega$

Realizando el mismo análisis que en el *Ejemplo de Aplicación 2* se obtiene que la corriente máxima de carga con el contenido armónico especificado es de 131.15 A mientras que el valor eficaz de la corriente de carga es de 170.92 A. El

transformador se halla sobrecargado en un 130.33 %. Las pérdidas máximas de carga en estas condiciones resultan ser de 3678.5 W.

Se escoge un transformador de potencia superior con las siguientes características :

Transformador trifásico ECUATRAN

$\Delta$  - Y

60 Hz

Potencia nominal : 100 kVA

Voltaje primario : 13.2 kV

Voltaje secundario : 220 V

Pérdidas en vacío : 295.28 W

Pérdidas totales de carga : 1769.88 W

Resistencia del bobinado primario  $R_1$  por fase (85 °C) : 24.6  $\Omega$

Resistencia del bobinado secundario  $R_2$  por fase(85 °C) : 0.00580  $\Omega$

Para este caso se obtiene que la corriente máxima de carga con el contenido armónico especificado es de 220.76 A mientras que el valor eficaz de la corriente de carga es de 170.92 A. El transformador se halla sobrecargado en un 77.42 %. Las pérdidas máximas de carga en estas condiciones resultan ser de 1115.85 W.

Ahora se presenta la disyuntiva de invertir o no en el transformador de mayor capacidad. La evaluación económica es un medio de superar el problema. Recopilando los datos disponibles más los que hacen falta para realizar el análisis económico descrito se obtiene :

TRANSFORMADOR A	TRANSFORMADOR B
Potencia nominal : 75 kVA	Potencia nominal : 100 kVA
Pérdidas en Vacío : 235.24 W	Pérdidas en Vacío : 295.28 W
Pérdidas de Carga máximas : 3678.5 W	Pérdidas de Carga máximas : 1115.85 W
Costo de adquirir el transformador : 3000 USD	Costo de adquirir el transformador : 3500 USD

**Tabla 5.8 : Parámetros de los transformadores del Ejemplo de Aplicación No. 4**



Período de estudio  $n$  : 20 años

Tasa de interés  $i$  : 48 %

Costo de la energía ( $C_e$ ) : 0.0756 USD/kWh

Costo de la demanda ( $C_d$ ) : 250 USD/kW.año

Factor de carga anual equivalente  $\alpha$  : 0.8

Realizando el análisis con las ecuaciones del párrafo 5.3.5 se obtiene :

<b>COSTOS DEL TRANSFORMADOR A</b>	<b>COSTOS DEL TRANSFORMADOR B</b>
Costo del Capital $C_c = 1440.56$ USD/año	Costo del Capital $C_c = 1680.66$ USD/año
Costo de Pérdidas en Vacío $C_{po} = 155.79$ USD/año	Costo de Pérdidas en Vacío $C_{po} = 195.55$ USD/año
Costo Pérdidas de Carga $C_{pc} = 1559.11$ USD/año	Costo Pérdidas de Carga $C_{pc} = 472.95$ USD/año
Costo de la Demanda $C_D = 978.435$ USD/año	Costo de la Demanda $C_D = 352.7825$ USD/año
Costo total de adquirir y operar el transformador A 4133.895 USD/año	Costo total de adquirir y operar el transformador B 2702.0425 USD/año

**Tabla 5.9 : Comparación entre los transformadores del Ejemplo de Aplicación N.4**

La energía economizada en el transformador de mayor potencia equivale a 1431.8525 USD por año por lo que el costo adicional de adquirir el transformador de mayor potencia se ve cubierto en menos de un año.

### **5.3.4 CALCULO DE LA CAPACIDAD EQUIVALENTE, CONOCIENDO EL CONTENIDO ARMONICO EN LA CORRIENTE, DE VARIAS CARGAS NO LINEALES CONECTADAS AL TRANSFORMADOR.**

Hasta ahora se ha aplicado la metodología para el cálculo de la capacidad equivalente del transformador disponiendo del contenido armónico de la corriente de carga total que llega al transformador.

Puede ocurrir, en algunas situaciones, que se desconozca el contenido armónico de la corriente de carga total pero sí el contenido armónico en la corriente de las cargas individuales conectadas al transformador. En este caso la metodología a seguir debe considerar el hecho de que las corrientes armónicas no se suman y por lo tanto, encontrar el contenido armónico de la corriente de carga total puede llegar a ser tarea casi imposible. Es necesario, pues, recurrir a varias simplificaciones para resolver el problema. Una metodología de cálculo se desarrolla para este caso extremo en el párrafo 5.4.

#### 5.4 ANALISIS DE NORMAS DE FABRICACION PARA TRANSFORMADORES SUJETOS A VOLTAJES Y CORRIENTES NO SINUSOIDALES : EL factor-K.

En el proceso del diseño, instalación y mantenimiento de sistemas eléctricos es de especial interés el efecto que las cargas no lineales tienen sobre los componentes del sistema, particularmente sobre los transformadores.

Se ha analizado en párrafos anteriores cómo las corrientes armónicas, producidas por cargas no lineales, elevan la temperatura de operación de los transformadores a niveles inaceptables.

En los párrafos 5.1, 5.2 y 5.3 se ha encontrado que una forma de proteger al transformador es limitar la carga no lineal conectada al transformador por debajo de la capacidad nominal de plena carga, es decir se ha " bajado de categoría " al transformador.

Los procesos detallados en estos párrafos son aplicables cuando se trabaja con cargas entre fases o entre fases y el neutro. Básicamente, los métodos consisten en limitar la capacidad del transformador por medio del cálculo del calentamiento adicional que ocurre cuando se alimenta a una carga que genera cantidades específicas de corrientes armónicas. Como resultado se llega a " bajar de categoría " al transformador, es decir, hallar un valor de carga no lineal máxima que puede soportar el transformador sin pérdida de la esperanza normal de vida útil.

Los procesos analizados en los párrafos 5.1, 5.2 y 5.3 son correctos pero llevan en sí ciertas limitaciones que se han analizado en los mismos párrafos y que sirven de base para desarrollar las ecuaciones ahí expuestas; sin embargo, es necesario reconocer que existen otras imprecisiones, a saber :

- Cuando se encuentra la capacidad equivalente del transformador, es decir, cuando se " baja de categoría " al transformador, el valor de potencia de placa no cambia y cualquier técnico ajeno al proceso que se ha llevado a cabo

podría pensar que el transformador está muy poco cargado y que es lícito añadirle mucha más carga.

- Un transformador que se ha " bajado de categoría " posee un núcleo mayor y por ende mayores pérdidas en vacío. Del mismo modo, posee conductores más grandes que hacen que las pérdidas por corrientes parásitas sean mayores.
- Otro problema consiste en la adecuada selección de las protecciones. Las normas establecen que la protección al primario del transformador (disyuntor o fusible) debe establecerse en función de la *corriente nominal* del transformador. A transformadores de mayor potencia tendrá que conectárseles protecciones de mayor capacidad. Esto es económicamente perjudicial. Por ejemplo, si se ha encontrado que un transformador de 500 kVA es necesario para alimentar una carga armónica de 300 kVA el conflicto surge cuando las protecciones han de calcularse en función de la corriente nominal del transformador, es decir la que corresponde a la potencia de 500 kVA. Obviamente se necesitará de protecciones de mayor capacidad, lo que económicamente es ineficaz.

Pero, por otra parte, podría escogerse la protección en función de la corriente de plena carga armónica (300 kVA) sabiendo que cuando esta corriente circula por el transformador éste está trabajando a condiciones cercanas a la nominal. Sin embargo, si el transformador es desenergizado y vuelto a energizar surge un gran problema con las altas corrientes de inrush de la unidad que podrían disparar las protecciones así dimensionadas.

- Surge también el inconveniente de que a mayor potencia del transformador se incrementa la corriente que fluye por el neutro pudiendo ocasionarse daño a ciertos equipos sensitivos conectados entre fase y neutro, tales como cargas electrónicas.
- Otro aspecto a considerar es que los bobinados de todos los transformadores poseen resistencias, inductancias y capacitancias. Es aceptado que mientras

el voltaje de entrada al transformador tenga un 1 % de distorsión no existirán distorsiones de voltaje a la salida, sin embargo, si este nivel se sobrepasa pueden ocasionarse grandes distorsiones debido a la corriente que fluye hacia la carga. Un transformador de mayor capacidad posee mayor impedancia y a mayor impedancia mayor distorsión.

Todos estos inconvenientes podrían llevar a la conclusión que " bajar de categoría " al transformador es un método impracticable para tratar con cargas no lineales; sin embargo, el procedimiento tiene validez cuando es la única forma de manejar estas cargas, es decir, en ausencia de un mecanismo mejor.

El procedimiento es especialmente aplicable cuando se trabaja con transformadores ya instalados o cuando se dispone en el mercado de transformadores estándar, es decir diseñados para operación bajo carga lineal exclusivamente. Hay que reconocer que estas dos situaciones se presentan en la mayoría de las veces.

#### 5.4.1 DEFINICION DEL factor-K.

La única definición del factor-K nominal para los transformadores consta en las *Underwriters Laboratory Standards 1561 and 1562. Per Paragraph 7B.1 added to UL on May 12, 1992.*

Las normas UL definen al factor-K así :

1.- Factor-K .... Una categoría opcional aplicada a transformadores para indicar su capacidad de usarse con cargas que producen características de corriente no sinusoidal.

2.- El factor-K es igual a :

$$\text{factor -- K} = K = \sum_{h=1}^{h_{max}} I_h(pu)^2 \cdot h^2 \quad (ec. 5.42)$$

donde  $I_h(\text{pu})$  es el valor eficaz (rms) de la corriente armónica "hésima" en por unidad de la corriente nominal eficaz de carga.

$h$  es el orden del armónico.

3.- El factor-K nominal de los transformadores no ha sido evaluado para utilizarse con cargas armónicas donde existan corrientes armónicas por sobre el décimo armónico que sean mayores que  $1/h$  de la corriente fundamental eficaz.

Por lo tanto, altos órdenes de armónicos en la corriente de carga implican mayores valores para el factor-K.

Hay que tomar en cuenta que en esta definición se toma como corriente base la corriente nominal del transformador y no la componente fundamental de la corriente de carga.

La norma UL 1562 cubre transformadores de distribución y potencia monofásicos, trifásicos, tipo seco con encapsulado ventilado o no ventilado y con voltajes primario o secundario que varíen entre 601 y 35000 V y desde 1 a 5000 kVA. Esta norma no incluye transformadores para hornos de arco, transformadores rectificadores, transformadores para actividades mineras, transformadores para arranque de motores o transformadores bajo el control exclusivo de aparatos eléctricos.

Las normas UL 1561 y 1562 también proporcionan requerimientos especiales para dimensionar el tamaño de los conductores neutros para contrarrestar el efecto de las corrientes triple armónicas.

La razón por la que el factor-K se aplica principalmente a transformadores tipo seco radica en que éstos son más susceptibles al calentamiento debido a que el único medio de refrigeración es la circulación de aire. Las unidades inmersas en líquido tienen constantes de tiempo térmicas mucho mayores y tienen mejores propiedades de transferencia de calor. Es por esto que las unidades

inmersas en líquido son menos susceptibles a fallas de tipo armónico que las unidades tipo seco.

Hay que reconocer que la relación para calcular el factor-K ya se ha utilizado con anterioridad, por ejemplo en la ecuación (ec. 5.9) para encontrar el factor por el cual había que multiplicar las pérdidas por corrientes de Eddy nominales para encontrar dichas pérdidas bajo carga no lineal.

Entonces, el método del factor-K se basa en una evaluación aproximada del calentamiento adicional que produce cada componente de corriente armónica.

Este factor considera el efecto de la frecuencia en la corriente armónica. El calentamiento adicional, debido al cuadrado de las corrientes armónicas de carga (en pu) y el cuadrado del orden del armónico, es la característica impone la falla prematura de transformadores alimentando cargas no lineales debido al incremento anormal de temperatura en los bobinados. Debido a que el factor-K toma en cuenta la frecuencia es el más preciso método para cuantificar la característica no lineal de la corriente armónica de carga con el propósito de escoger un adecuado transformador de distribución y potencia, especialmente de tipo seco.

#### ***5.4.2 EL factor-K EN LOS TRANSFORMADORES.***

Es en los últimos años que ha surgido esta forma de tratar con el problema de los transformadores y las cargas no lineales.

Se ha comenzado a listar los transformadores en términos del denominado factor-K. Un transformador clasificado en función de este factor y que tenga una potencia nominal de  $X$  kVA puede alimentar una carga no lineal de  $X$  kVA. Entonces, no es necesario "bajar de categoría" al transformador puesto que éste ya está diseñado para trabajar en forma segura con una carga armónica dada y cuyas propiedades ya vienen consideradas en el factor-K.

Para entender qué significa el factor-K y cómo afecta constructivamente al transformador hay que recordar ciertos hechos :

Las pérdidas que se incrementan en mayor magnitud en el transformador debidas a las corrientes armónicas de carga son las Pérdidas  $I^2R$  o Pérdidas en el cobre, debido a que el valor de la corriente se incrementa al tomar en consideración las componentes armónicas, y las pérdidas de dispersión en los bobinados o Pérdidas por corrientes de Eddy ( $P_{EC}$ ).

Las corrientes armónicas circulando por los bobinados inducen, a su vez, corrientes parásitas en el núcleo, por lo tanto, aún con una adecuada elección en la capacidad de los bobinados para carga no lineal, el núcleo del transformador puede sufrir sobrecalentamiento, condición que contribuye al calentamiento de los bobinados y causando falla prematura.

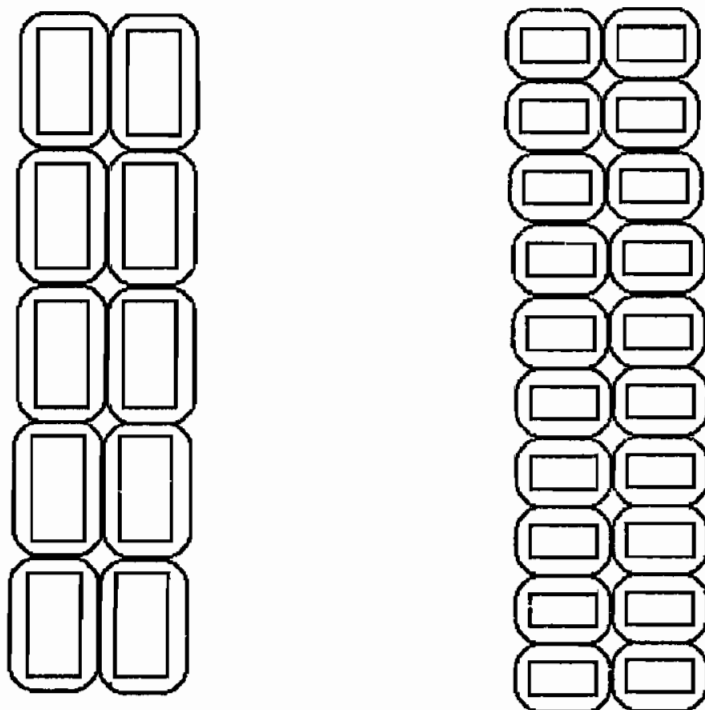
Para limitar estos problemas una nueva generación de transformadores se ha diseñado para operación con cargas no lineales. Hay tres especiales aspectos en el diseño de tal transformador que han de tomarse en cuenta :

- Los conductores del devanado deben ser adecuadamente dimensionados para compensar el incremento de las pérdidas de dispersión o las dispersiones de flujo deben reducirse por efecto del diseño del bobinado.
- El núcleo ha de ser diseñado para reducir los niveles de inducción y permitir un margen de seguridad en el incremento de las pérdidas causadas por la distorsión en el voltaje de entrada.
- El neutro del transformador debe incrementarse para permitir mayor capacidad de corriente y el área del terminal de conexión debe aumentar para permitir mayor número de conductores neutros.

Un transformador tipo K contempla estos parámetros. El diseño incluye :

1.- Agrandamiento del bobinado primario para soportar las corrientes triple armónicas inherentes. Empleo de pequeños conductores en el secundario, formados de hebras aisladas entre sí, puestos en paralelo y transpuestos, para romper el camino de las corrientes parásitas y evitar el calentamiento.

En la Figura 5.2 se muestra un típico bobinado secundario de un transformador estándar (izquierda) mientras que a la derecha se muestra un bobinado secundario diseñado para un transformador definido en términos del factor-K (transformador tipo K).



**Figura 5.4 : Comparación entre el diseño del bobinado de un transformador convencional con uno del Tipo K.**

Para maximizar el espacio de cobre en la unidad estándar, el número de estratos individuales se mantiene tan bajo como sea posible. Si el transformador es de gran tamaño y potencia una construcción similar ha de usarse y el conductor, probablemente, resultará más grande. En una unidad categorizada por medio del factor-K (transformador tipo K) los estratos se construyen pequeños para reducir las pérdidas por corrientes de Eddy en altas frecuencias causadas por los armónicos por lo que se necesitan más estratos para mantener la misma relación de vueltas. La unidad requiere algo más de tamaño de lo normal debido a que la adición de estratos, que deben estar aislados, requiere de espacio que de otro modo se utilizaría para el cobre.



En un transformador especificado en función del factor-K (transformador tipo K) con conexión delta-estrella los triple armónicos circulan únicamente en el primario en delta pero el circuito no los advierte. Otros armónicos, tales como el quinto y séptimo, aparecen en el circuito primario y pueden afectar a otros equipos.

Hay que recordar que se está tratando con corriente armónicas. Distorsiones similares entre voltaje línea - línea y línea - neutro también pueden existir. Este voltaje distorsionado aparecerá siempre en resistencias o reactancias (como por ejemplo en cables) por donde circulen las corrientes armónicas. Algunos transformadores tipo K se reportan para ser utilizados en un ambiente donde se presentan voltaje armónicos en el secundario y con ausencia de éstos en el primario, sin embargo todavía no existe una categorización especial para este tipo de transformadores cuando del voltajes armónicos, y de sus respectivas combinaciones entre primario y secundario, se trata.

Además, los bobinados deben ser en lo posible continuos e impregnados con barniz no higroscópico (que no absorbe ni exhala humedad) y termofraguado (que no se ablanda, deforma ni fluye en forma apreciable con el incremento de temperatura).

2.- Los transformadores con una potencia igual a superior a 15 kVA tienen una variación de por lo menos 6 a 2.5 % de la capacidad total en taps en el primario cuando el secundario esta a nivel de 480 V.

3.- En los transformadores trifásicos con neutro en el secundario, y para que éste pueda soportar las corrientes triple armónicas, este está dimensionado para soportar el 200% de la corriente de fase en el secundario.

Los transformadores Tipo K tiene un rango de impedancia entre el 3% y el 5% y una reactancia del 2% con el propósito de prevenir excesivas corrientes por el neutro cuando el transformador alimenta cargas con elevadas cantidades de triple armónicas.

4.- El núcleo está construido tal forma que permite bajar la densidad normal de flujo usando altos grados de hierro. Esto le confiere bajas pérdidas por histéresis y por corrientes de Eddy. La densidad de flujo en el núcleo está por debajo del punto de saturación para prevenir sobrecalentamiento del núcleo y excesivos niveles de ruido causados por distorsión armónica en el voltaje.

5.- Los transformadores son en núcleo común. No entran en esta categoría los transformadores con más de un núcleo ni aquellos en conexión Scott-T.

6.- La construcción de los encapsulados de los transformadores permite ventilación y están fabricados con hojas de metal de gran calibre. El encapsulado es terminado utilizando un proceso continuo consistente en someter a las superficies a baños desengrasantes, procesos de lavado y fosfatado (tratamiento con sales de fósforo) seguidos por una repetidas deposiciones electrostáticas de poliéster polimerizado y pulverizado de manera de lograr un revestimiento en todas las superficies y extremos del encapsulado. El revestimiento cumple con las normas del *Underwriters Laboratory (UL)* para uso en exteriores. Incluso el color del revestimiento cumple con las normas ANSI 49.

7.- La máxima temperatura en el extremo del encapsulado no debe exceder los 50 °C sobre una temperatura ambiente de 40 °C.

8.- Los transformadores se diseñan con un escudo electrostático de amplio espectro que implica una capacitancia de acoplamiento máxima entre primario y secundario de 33 picofaradios. Este escudo electrostático no realiza ninguna función de protección al transformador en presencia de corrientes o voltajes distorsionados, sin embargo, realiza una muy importante labor de protección a equipo electrónico sensible al ruido eléctrico y a los transitorios generados en el lado de la línea del transformador.

9.- Incluso los niveles de sonido están restringidos, por ejemplo :

Para los transformadores de  $K = 4$  (K-4) se especifica :

De 15 a 50 kVA → 45 dB

De 51 a 150 kVA → 50 dB

De 151 a 300 kVA → 55 dB

De 301 a 500 kVA → 60 dB

Para los transformadores de K = 13 (K-13) se especifica :

De 15 a 50 kVA → 43 dB

De 51 a 150 kVA → 47 dB

De 151 a 300 kVA → 52 dB

De 301 a 500 kVA → 57 dB

Sin embargo, niveles aún inferiores son aconsejables para ciertas áreas como hospitales, oficinas o áreas escolares.

10.- Los materiales aislante están en concordancia con las normas NEMA ST20 para sistemas de aislamiento de 220 °C. Los transformadores son manufacturados y probados de acuerdo a las normas ANSI C57.12.91 y NEMA ST20. Los transformadores de potencia nominal igual a 500 kVA o menor están especificados por el *Underwriters Laboratory*.

#### 5.4.3 ELECCION DEL factor-K.

Para seleccionar el adecuado factor-K para un transformador el primer paso es decidir cuáles armónicos han de ser analizados y la magnitud de cada uno; es decir, se requiere del espectro armónico de la corriente de carga. Por lo tanto un análisis del sistema es la manera más adecuada de empezar. Sin embargo, para circuitos que todavía no han sido instalados esto no se puede hacer. En ese caso ha de estimarse las características armónicas de la carga u obtener estos datos del fabricante y en última instancia extrapolar los datos de sistemas similares.

Bajo esta base, el factor puede ser calculado usando la relación (ec. 5.42) una vez obtenida una tabla como la mostrada en la tabla 5.1. El factor-K nominal a especificarse para el transformador ha de ser mayor que el calculado.

Sea una corriente de carga con el espectro armónico mostrado en la Tabla 5.1. El factor-K se calcula por medio de la relación (ec. 5.42). Suponiendo que el resultado del cálculo arroje un valor de 2.8 el transformador a escogerse posee *necesariamente* una categoría mayor a este valor, por ejemplo un valor de 4 podría aplicarse. Esto significa escoger un transformador K-4. El factor-K es un número que indica, de manera no lineal, la tolerancia armónica del transformador. Por ejemplo, un transformador K-4 nominal tiene cuatro veces la tolerancia a las corrientes de Eddy que un transformador K-1 nominal (K-1 es el menor rango). Un transformador K-13 nominal posee aproximadamente dos veces la tolerancia de un K-4 y un K-30 posee el doble de tolerancia que un K-13.

Los estándares actuales reconocen un factor-K de hasta K-50.

#### 5.4.4 DIFICULTADES DE ESTIMAR EL *factor-K*

Si se conoce el contenido armónico de la corriente de carga, el factor-K puede calcularse sin ningún inconveniente pero de no ser así se presentan varios problemas.

Para calcular el factor-K de un sistema existente debe realizarse un análisis armónico del mismo para determinar las características armónicas. No existen dos sistemas idénticos, más aún, en un mismo sistema las características armónicas pueden variar de acuerdo a la época del año. Existen complejos industriales, por ejemplo, que ponen en funcionamiento un tipo de maquinaria en una temporada del año y otro tipo en el restante, o pueden existir combinaciones de un tipo y otro de acuerdo a las necesidades de producción. Por lo tanto, un análisis armónico completo tiene en cuenta estos ciclos y la determinación del factor-K ha de realizarse para el peor caso encontrado.

Para sistemas en la etapa de diseño el problema se vuelve aún más complicado. No existe todavía la carga a ser conectada y únicamente se tiene referencia del equipo a instalarse y la cantidad. El diseñador debe recurrir a un análisis armónico teórico de las carga más representativas o recurrir al fabricante en

busca de las características armónicas del equipo a instalarse, esto no siempre es posible.

Una vez determinadas individualmente las características armónicas aproximadas del equipo por instalarse (es decir el factor-K de cada una de las cargas) una primera aproximación sugiere utilizar el mayor factor-K encontrado tomando además en consideración la potencia del equipo.

Sin embargo no existe una guía normada en cuanto al procedimiento óptimo en estos casos.

#### **5.4.5 EXPANSION DEL factor-K . ANALISIS CON VARIAS CARGAS NO LINEALES CONECTADAS AL TRANSFORMADOR.**

Para enfrentar este problema, que ya se había presentado en el párrafo 5.3.4, se ha propuesto una modificación en la forma de evaluación del factor-K. Cuando se disponen de varios tipos de carga, cada una generando un factor K distinto, puede recurrirse a una suma ponderada de los mismos para encontrar el factor óptimo.

El método consiste en encontrar una corriente armónica equivalente, a un armónico  $h$  dado, que produzca la misma cantidad de pérdidas que la combinación de todas las cargas no lineales conectadas al transformador.

Desarrollando la ecuación (ec.5.4) y tomando como corriente base la correspondiente a la componente fundamental se obtiene :

$$I_{(pu)}^2 = 1 + I_{2(pu)}^2 + I_{3(pu)}^2 + \dots + I_{h(pu)}^2 \quad (ec.5.43)$$

de la misma manera, de la ecuación (ec.5.42) :

$$K = 1 + I_{2(pu)}^2 \cdot 2^2 + I_{3(pu)}^2 \cdot 3^2 + \dots + I_{h(pu)}^2 \cdot h^2 \quad (ec.5.44)$$

Se pretende encontrar una corriente equivalente a la definida por la ecuación (ec.5.43) pero en la que se cumpla que :

$$I_{(pu)}^2 = 1 + I_{eq(pu)}^2 \quad (ec.5.45)$$

entonces  $I_{eq}$  queda definida como :

$$I_{eq(pu)}^2 = I_{2(pu)}^2 + I_{3(pu)}^2 + \dots + I_{h(pu)}^2 \quad (ec.5.46)$$

y equivale a la combinación de todas las componentes armónicas por sobre la fundamental.

Si la corriente toma la forma de la ecuación (ec.5.45) entonces el factor-K queda definido cómo :

$$K = 1 + I_{eq_{h(pu)}}^2 \cdot I_{eq}^2 \quad (ec.5.47)$$

en la que  $h_{eq}$  es el orden del armónico que se ha tomado como representativo de los espectros bajo análisis. Despejando el valor de  $I_{eq_{h(pu)}}$  de la ecuación anterior se obtiene :

$$I_{eq_{h(pu)}} = \frac{\sqrt{K-1}}{I_{eq}} \quad (ec.5.48)$$

Para encontrar el armónico  $h_{eq}$  que mejor se adapte a la ecuación anterior ha de considerarse que en los sistemas eléctricos analizados hasta ahora los armónicos de corriente predominantes suelen ser los primeros componentes simétricos de corriente después de la fundamental (3<sup>ra</sup>, 5<sup>ta</sup> y 7<sup>ma</sup>).

Graficando la relación anterior en función del factor-K para los tres armónicos mencionados antes y considerando que el factor-K máximo reconocido en normas es de 50 se obtiene la figura 5.3.

En ella se observa que para un  $K = 50$  el valor de  $I_{eq}$  es igual a 1. Esto implicaría que, en el caso extremo, el contenido armónico de la corriente produce el mismo calentamiento que la componente fundamental. Por lo tanto un  $h_{eq} = 7$  parece ser el más adecuado.

### leq en función del factor-K

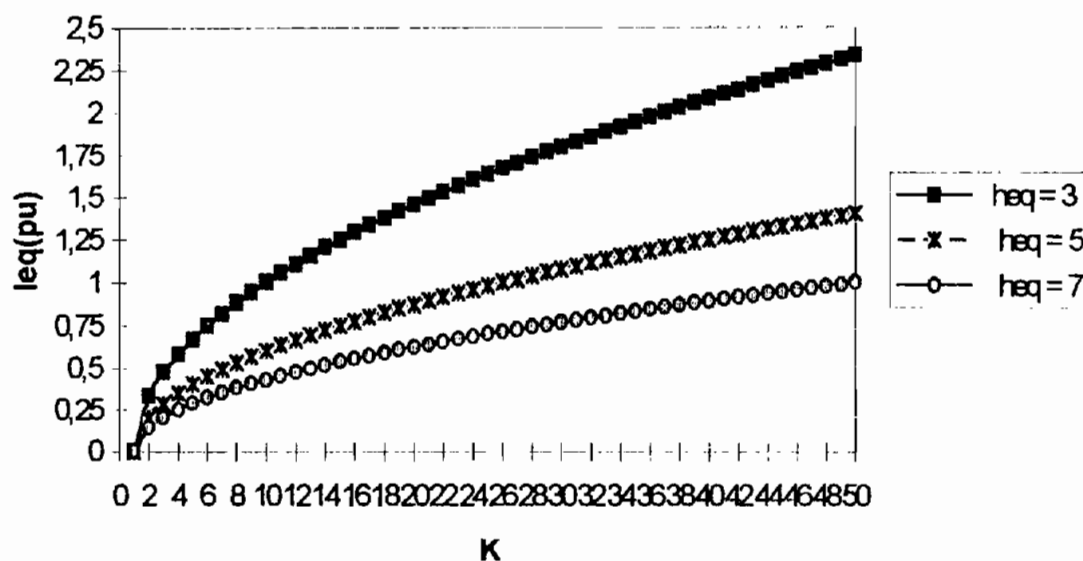


Figura 5.5 : leq en función del factor-K

Hay que considerar además que generalmente en sistemas eléctricos de potencia, y muy especialmente en sistemas de distribución donde existe gran cantidad de equipo electrónico que produce armónicos, y basándose en el reporte de miles de estudios<sup>(45)</sup>, se ha encontrado que los armónicos predominantes son los triple armónicos; sin embargo, un alto grado de 5<sup>ta</sup> y 7<sup>ma</sup> armónicas están también presentes. Por todo esto, es razonable escoger la 7<sup>ma</sup> armónica como representativa para  $h_{eq}$ .

Bajo esta consideración, la ecuación (ec. 5.48) toma la forma :

$$leq_{h(pu)} = \frac{\sqrt{K-1}}{7} \quad (ec.5.49)$$

Una vez que se ha encontrado el factor-K,  $leq$  puede determinarse y combinarse con las de otras cargas mediante una suma ponderada.

Las ecuaciones (ec.5.43) a (ec.5.49) se han trabajado tomando como base la componente de corriente fundamental de cada espectro; sin embargo, el

factor-K está definido en función de la corriente nominal en el secundario del transformador. Es necesario, entonces, hacer el cambio de base correspondiente.

#### **EJEMPLO DE APLICACION No. 5**

Supóngase que un transformador de distribución tipo K delta - estrella aterrado, 220 V en el secundario, se requiere para alimentar una carga que consta de un centro de cómputo de 30 kVA con un K-30, 60 kVA en iluminación fluorescente de K-4 y 80 kVA en equipo electrónico que reporta un K-13. El problema es encontrar el factor-K óptimo para el transformador.

Como ya se ha dado la información de los factores K para las cargas, que de no existir ha de ser determinada en los términos antes mencionados, el siguiente paso es encontrar  $I_{eq}$  para cada tipo de carga por medio de la relación (ec. 5.49):

$$I_{eq} \% (K - 30) = \frac{\sqrt{30-1}}{7} \times 100 = 76.93$$

$$I_{eq} \% (K - 4) = \frac{\sqrt{4-1}}{7} \times 100 = 24.74$$

$$I_{eq} \% (K - 13) = \frac{\sqrt{13-1}}{7} \times 100 = 49.48$$

Esta corriente representa la magnitud equivalente del séptimo armónico que genera la misma cantidad de calentamiento armónico que el generado por un factor-K nominal.

A continuación, con el propósito de encontrar una suma ponderada de la cantidad en kVA se procede al siguiente cálculo :

$$\text{kVA}(K-30) = (30 \text{ kVA})(76.93 \text{ HA}) = 2307.9 \text{ kVA}$$

$$\text{kVA}(K-04) = (60 \text{ kVA})(24.74 \text{ HA}) = 1484.4 \text{ kVA}$$

$$\text{kVA}(K-13) = (80 \text{ kVA})(49.48 \text{ HA}) = 3463.6 \text{ kVA}$$

$$\text{Suma total ponderada (carga compuesta)} = 7750.7 \text{ kVA}$$



El siguiente paso es determinar  $I_{eq}$  del séptimo armónico para todo el sistema y que es la corriente que produce el mismo calentamiento armónico que todo el conjunto de cargas. Esta se determina dividiendo la Suma total ponderada encontrada en el paso anterior para la suma de las potencias nominales de las cargas (150 kVA) :

$$I_{EH} \% = \frac{7750.7 \text{ kVA}}{170 \text{ kVA}} = 45.59$$

Este último resultado expresa que el 45.59 % de la corriente fundamental, correspondiente al séptimo armónico produce la misma cantidad de calor que la combinación de las tres cargas no lineales mencionadas.

Entonces, la corriente equivalente de carga total tiene el siguiente contenido armónico, en por unidad de la componente fundamental :

orden	Magnitud (p.u.)
1	1
7	0.4559

La suma de las potencias nominales de las cargas arroja un valor de 170 kVA, entonces la corriente nominal de carga será de  $170 \text{ kVA} / (220 \text{ V} \cdot \sqrt{3}) = 446.134 \text{ A}$ . Modificando la tabla anterior :

orden	Magnitud (A)
1	446.134
7	203.393

El valor eficaz de la corriente de carga equivalente se obtiene aplicando la relación (ec.5.4), lo que arroja un valor de 490.27 A. La potencia mínima necesaria del transformador para alimentar satisfactoriamente la carga propuesta se obtiene de la relación (ec.5.5) que proporciona un valor de 186.817 kVA.

Este transformador muy bien puede ser uno de 225 KVA (valor de placa normalizado). Queda ahora por determinar el factor-K adecuado en función de la corriente nominal secundaria de línea de este transformador.

La corriente nominal en el secundario del transformador es de :

$$225 \text{ kVA} / (220 \text{ V} \cdot \sqrt{3}) = 590.472 \text{ A}$$

Entonces, el contenido armónico de la corriente total equivalente en por unidad de la corriente nominal del transformador es :

orden	Magnitud (p.u.)
1	0.756
7	0.344

Finalmente, reemplazando estos valores en la relación (ec. 5.47) se obtiene el factor-K compuesto de toda la carga no lineal :

$$K = (0.756)^2(1)^2 + (0.344)^2(7)^2 = 6.385$$

Ya se había advertido con anterioridad que debe escogerse un valor de factor-K mayor que el resultante del cálculo mediante la ecuación (ec. 5.47). El siguiente valor normalizado es de 13. Por lo tanto, un transformador tipo K de 225 kVA , K-13 es el más adecuado para la aplicación.

La aplicación de la suma ponderada de cargas no lineales es un método práctico para encontrar la corriente resultante de varias cargas no lineales o una combinación de cargas lineales y no lineales. Una vez logrado esto se puede aplicar la metodología desarrollada en los subcapítulos 5.2, 5.3 o 5.4 según sea la necesidad.

#### 5.4.6 TRANSFORMADORES PARA REDUCCION DE ARMONICOS

Los transformadores trifásicos en configuración estrella-delta son muy usados en la mayoría de sistemas eléctricos, especialmente a nivel de distribución, donde es muy común alimentar cargas monofásicas utilizando fases de un sistema trifásico de cuatro hilos.

Esta práctica es aceptable si se ha previsto que las cargas no lineales no están presentes en grandes cantidades. Una de las ventajas de la conexión delta-estrella es que el primario en delta se constituye en una trampa para los armónicos de corriente de secuencia cero, evitando que estos fluyan "aguas arriba". Esto implica ventaja para la empresa eléctrica pero sobrecalentamiento para el transformador y distorsión para el sistema debido a que las corrientes armónicas fluyendo por la impedancia del transformador causan distorsión de voltaje que puede ser superior al permitido en normas.

El transformador delta-estrella no fue diseñado para operar bajo tales condiciones. En el párrafo anterior se estudió el transformador Tipo K como una solución cuando se trabaja con cargas no lineales. Siendo este transformador un modelo mejorado es capaz de soportar estas condiciones de funcionamiento que provocan excesivo calentamiento pero no resuelve el problema de la distorsión en el voltaje.

Ultimamente se han diseñado transformadores con una baja impedancia de secuencia cero, recuérdese que son las corrientes de secuencia cero las que fluyen por el conductor del neutro en presencia de cargas no lineales, eliminando una circulación elevada de corriente y reduciendo la distorsión en el voltaje. Debido a que las corrientes armónicas, aún en estos diseños, todavía fluye "aguas abajo" del sitio de instalación, el doblar el calibre del conductor neutro sigue siendo una práctica adoptada.

Además, estos transformadores tienden a cancelar los armónicos 5<sup>to</sup> y 7<sup>mo</sup> por ser los más representativos en los sistemas eléctricos. Ya se conoce que el 5<sup>to</sup> armónico es de secuencia negativa mientras que el 7<sup>mo</sup> es de secuencia positiva.

El hecho de estos fluyan a través del transformador y rotados permite aplicar un desplazamiento de fase para remover pares de armónicos de secuencias positivas y negativas de dos fuentes distintas. Mediante este método de retroalimentación de armónicos en la corriente, excepto la componente fundamental, se logra sumarlos adecuadamente en contrafase y al sumarse se eliminan los armónicos de la red, quedando solamente la componente fundamental a la salida. Sin embargo este procedimiento requiere el uso de más cobre. Se recomiendan especialmente cuando las cargas están balanceadas.

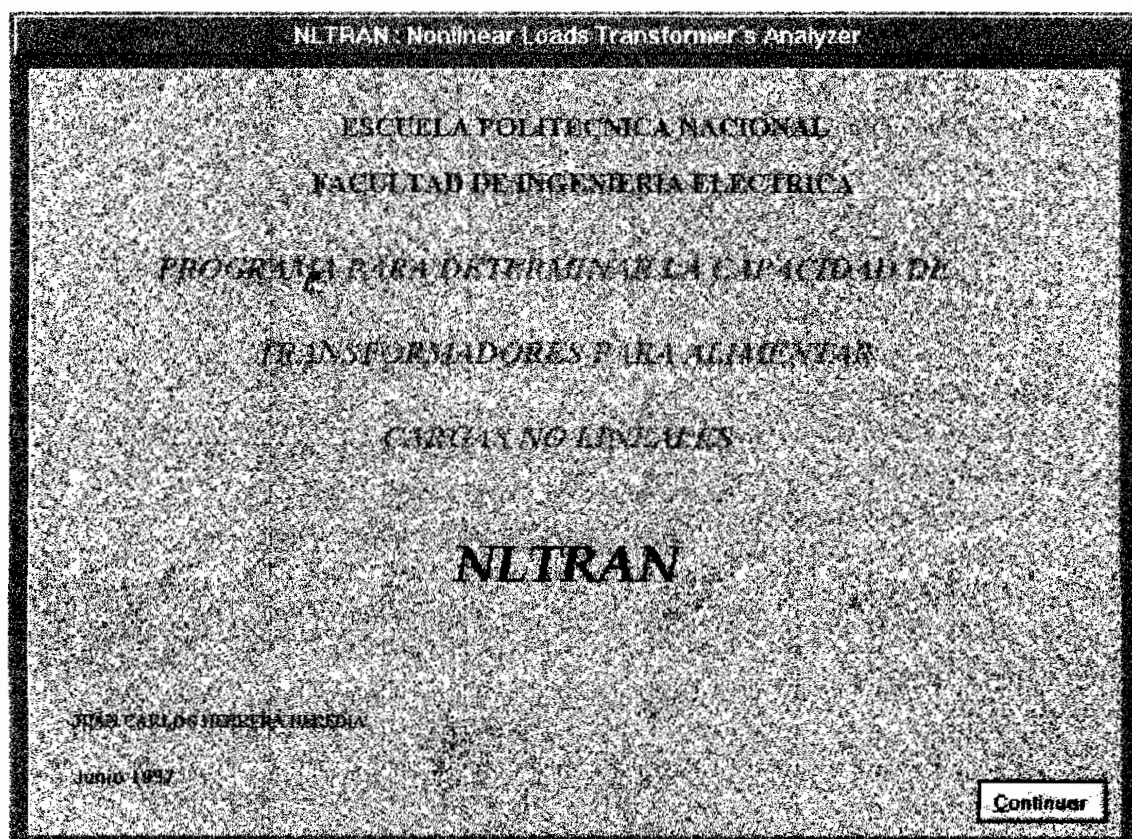
Otra característica de estos transformadores es que son inmersos en líquido, a diferencia de los transformadores tipo K. Los transformadores inmersos en líquido, debido a sus características térmicas, soportan mejor los esfuerzos térmicos ocasionados por las cargas no lineales. Otro punto a favor es que los transformadores inmersos en líquido pueden ser reparados o reciclados, a diferencia de los transformadores tipo seco que en su mayoría son no reciclables. Esto le confiere ventajas económicas de importancia.

## CAPITULO 6

### SIMULACION MATEMATICA DE APLICACION PARA EL CALCULO DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

En el *Capítulo 5* se han desarrollado metodologías de trabajo ya sea para determinar la capacidad equivalente del transformador para alimentar cargas no lineales o para especificar un transformador en función del factor-K. También se ha hecho un análisis gráfico de la variación que experimentan las principales pérdidas en el transformador en presencia de cargas no lineales conforme se incrementa el contenido armónico de la corriente.

En este Capítulo se introduce un software digital diseñado específicamente para la aplicación de los métodos de trabajo desarrollados en el *Capítulo 5*.



## **6.1 CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA DIGITAL.**

El software de aplicación toma el nombre de *NLTRAN* (*Nonlinear Loads Transformer's Analyzer*) y ha sido desarrollado en lenguaje *Visual Basic v.3.0*. Funciona correctamente bajo versiones iguales o superiores a *Windows 3.11*.

El equipo de hardware debe disponer de coprocesador matemático y para óptimos trabajos de impresión debe disponer de una tarjeta de vídeo de al menos 256 KBytes. La calidad de la impresora también influye en la calidad de impresión.

*NLTRAN*, por haber sido desarrollado en el entorno de *Visual Basic* para *Windows* es un programa digital orientado a objetos. Un objeto en *NLTRAN* consiste en ventanas y controles que permiten diseñar un mecanismo de comunicación o interfaz entre el computador y el usuario. *NLTRAN* soporta, además, sucesos del mouse o ratón.

### **6.1.1 INGRESO DE DATOS**

*NLTRAN* tiene dos sistemas para adquirir los datos necesarios para su funcionamiento :

- 1.- El usuario ingresa los datos en tiempo real (*Datos Propios*), conforme el programa los requiera o,
- 2.- El usuario recurre a un archivo de datos creado con anterioridad por el mismo *NLTRAN* (*Abrir archivo de espectros*). Aún en esta modalidad hay datos que el usuario necesariamente ha de ingresar en tiempo real de acuerdo al caso analizado.

Ambas opciones se acceden mediante el siguiente formulario :



*NLTRAN* , como ya se ha mencionado, es capaz de almacenar en archivos ciertos datos de los casos que se analiza que son de utilidad para estudios posteriores. Para este efecto dispone de un sistema de archivos que permite grabar fácilmente los casos analizados.

*NLTRAN* almacena espectros armónicos de la corriente de carga(s), datos sobre el sistema tales como nivel de voltaje primario y secundario del transformador, si se trata de un sistema monofásico o trifásico y potencias nominales de las distintas cargas armónicas cuando se trabaja con más de una.

El ingreso de datos se realiza mediante el siguiente formulario :

**Ingreso de Datos del Espectro(s) Armónico(s) de la Corriente de Carga**

orden	1	2	espectro	potencia
0	0	0	1	40
1	98	160	2	
2	0	0		
3	0	0		
4	0	43		
5	23	0		
6	0	0		
7				

○ si se va a rescatar un archivo grabado con anterioridad :

**Sistema de Archivos**

(Unidades)

Directorios

- └─ c:\
- └─ visualt

Archivos

64.\$vs

- c57110.\$\$p
- c57110.\$na
- c57110.\$nf
- c57110.\$st
- c57110.\$vp
- c57110.\$vs
- economic
- economic.\$\$p
- economic.\$na
- economic.\$nf

Espectro Armónico de cada carga (Armonios)

orden	1	2
0	0	0
1		
2	0	
3	0	
4	0	
5	526,23	
6	0	
7	330,774	
8	0	

Voltaje de Línea Primaria (V)

Voltaje de Línea Secundaria (V)

Sistema de Alimentación



Con el propósito de determinar la el valor eficaz de la corriente de carga *NLTRAN* aplica la ecuación (5.4). Si se trabaja con una sola carga la ecuación se aplica directamente, si se trata de varias cargas *NLTRAN* recurre a los procedimientos desarrollados en el párrafo 5.4.4, y que se han aplicado en el *Ejemplo de Aplicación N.5*, para encontrar una corriente de carga equivalente y de ésta encontrar el valor eficaz. Con este valor eficaz se calcula la potencia inicial del transformador necesaria para alimentar la carga no lineal especificada en función de sus espectros armónicos de corriente, este dato se reporta.

A continuación, el usuario puede elegir entre dos modalidades de trabajo distintas :

- 1) Hacer un *Análisis del Transformador* para determinar la capacidad equivalente (bajar de categoría a un transformador previamente escogido),  
o
- 2) Elegir un transformador que se acomode a las exigencias de la carga en función del factor-K (escoger un *Transformador Tipo K* adecuado).



Si el usuario ha optado por la primera opción debe buscar en catálogos o recurrir a datos de pruebas hechas a un transformador de potencia normalizada igual o superior a la especificada en primera instancia. En este estado tiene acceso al siguiente formulario diseñado para ingresar la mayor cantidad de datos disponibles :

**NLTRAN - MENÚ PRINCIPAL**

**Archivo Ingreso de datos Ejecutar**

*ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR*

El propósito principal del programa es calcular el porcentaje de sobrecarga de un transformador de potencia normalizada, en base a los datos de pruebas hechas a un transformador de potencia normalizada igual o superior a la especificada en primera instancia. En este estado tiene acceso al siguiente formulario diseñado para ingresar la mayor cantidad de datos disponibles :

Usar el transformador de potencia normalizada especificada en el catálogo de datos de pruebas hechas a un transformador de potencia normalizada igual o superior a la especificada en primera instancia.
  Usar el transformador de potencia normalizada especificada en el catálogo de datos de pruebas hechas a un transformador de potencia normalizada igual o superior a la especificada en primera instancia.

Potencia nominal del transformador seleccionado: kVA

Pérdidas en el cobre (P<sub>cu</sub>) en potencia: W

Pérdidas por componentes de Eddy en el núcleo de bobinas secundarias: W

Pérdidas por componentes de Eddy en bobinas: W

Pérdidas de carga no lineales: W

Resistencia del bobinado primario por fase:  $\Omega$

Resistencia del bobinado secundario por fase:  $\Omega$

Como se observa, el usuario puede ingresar hasta nueve características del transformador. Dependiendo del número de datos que se proporcionen *NLTRAN* efectúa un análisis de casos y en base a éste aplica las ecuaciones correspondientes, descritas en el *Capítulo 5*. Algunos de estos casos se detallan en los subcapítulos 5.2, 5.3 y en el párrafo 5.3.2.

El propósito es hacer un análisis de las pérdidas que el transformador escogido sufriría ante la carga no lineal, determinar la máxima capacidad de corriente que el transformador puede proporcionar a la carga con el contenido armónico especificado y determinar el porcentaje de sobrecarga actual del transformador con el propósito de determinar si el transformador escogido es realmente adecuado.

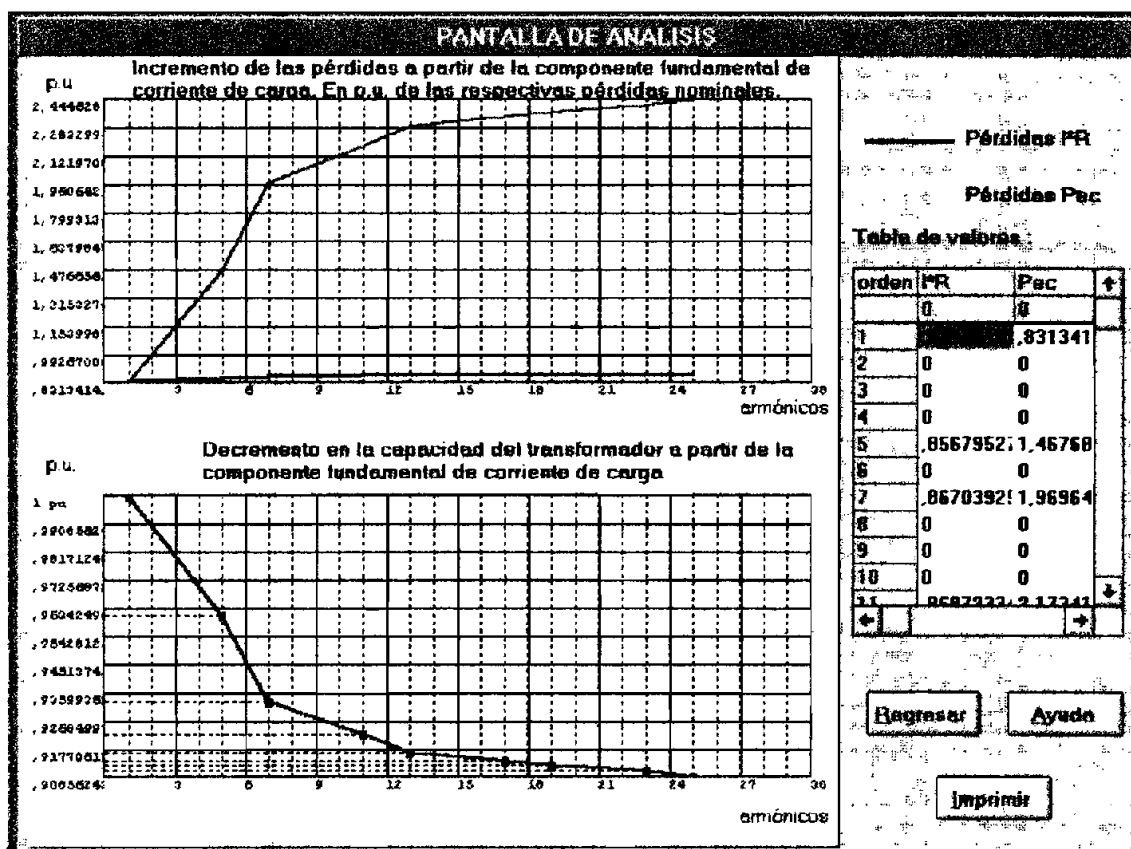
El formulario de resultados muestra toda esta información :

NLTRAN RESULTADOS			
Continuo nominal en el secundario del transformador: 589,40553440 A			
Valor eficaz de la corriente de carga calculada: 565,99119391 A			
Valor eficaz de la corriente de carga con la composición armónica dada: 585,48051627 A			
	Pérdidas nominales		Pérdidas armónicas a la condición de carga dada
Pérdidas I <sup>2</sup> R	2350 W	W	2844,861357287 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> armónica	125 W	W	308,3765187622 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> en el punto de máx. calentamiento	700 W	W	1711,229705468 W
Pérdidas de carga promedio	2475 W	W	2348,539816049 W
Pérdidas de carga máximas	1050 W	W	3752,381392765 W
Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada: 110,3811361 %			
En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificado, existe sobrecarga sería recomendable escoger un transformador de mayor capacidad y volver a realizar el análisis.			
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <span>Regresar</span> <span>Ver Gráficos</span> <span>Imprimir</span> <span>Ayuda</span> </div>			

La información aquí mostrada es producto de cálculos realizados en función de los datos ingresados en el formulario anterior. Debe recordarse que **NLTRAN** ha implementado las metodologías detalladas en el **Capítulo 5** que se aplican de acuerdo a los datos del transformador que se disponga.

Como complemento NLTRAN reporta gráficos en los que se simula cómo se incrementan las pérdidas I<sup>2</sup>R, las pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento y la degradación de la capacidad del transformador conforme se incrementa el contenido armónico en la corriente de carga.

Esta información se detalla en el siguiente formulario al que el usuario accede con el command **Ver Gráficos** del formulario anterior :



Si el usuario no desea realizar un análisis del transformador sino, por el contrario, requiere elegir un transformador que se acomode a las exigencias de la carga en función del factor-K (escoger un *Transformador Tipo K* adecuado) puede escoger esta opción en el Menú Principal.

Al rescatar esta opción se encontrará ante un formulario que le reporta la potencia mínima necesaria que el transformador Tipo K ha de tener para alimentar satisfactoriamente la carga. *NLTRAN* requiere del usuario una potencia normalizada para encontrar el factor-K adecuado para el transformador escogido y de esta manera especificarlo completamente .

Todo este proceso está de acuerdo al desarrollado en el subcapítulo 5.4 que se aplica tanto si se trata de una sola carga o de múltiples cargas no lineales alimentadas por el transformador.

El siguiente formulario está diseñado para tal efecto :

**NLTRAN**

*Especificación de un transformador Tipo K*

NLTRAN ha encontrado que la potencia mínima del transformador Tipo K necesaria para alimentar satisfactoriamente la carga es de: 464.318257497 kVA

NLTRAN necesita conocer un valor de potencia nominal para especificar el factor K adecuado.

Ingrese el valor de potencia:  kVA

---

Con la potencia del transformador especificada por Usted, NLTRAN ha determinado lo siguiente:

Factor K mínimo especificado: 2.4461922665568

Corriente de carga calculada: 564.894493911266 A

*NLTRAN* ha sido desarrollado de manera que trabaje interactivamente con el usuario. Es de fácil manipulación y el hecho de que soporte eventos del mouse lo hace muy amigable al usuario.

A parte de los aspectos aquí analizados, *NLTRAN* está dotado de un sistema de ayuda en todos los formularios a base de comandos de Ayuda, como el que se muestra en el formulario anterior. Al actuar sobre éstos el usuario tiene acceso a formularios de ayuda específica para cada situación. El Sistema de Ayuda de *NLTRAN* está también dotado de cajas de diálogo con mensajes de error o precaución para evitar que el usuario cometa errores conceptuales al introducir los datos, prevenirlo de un dato posiblemente mal condicionado o informarle de errores en el proceso de impresión.

*NLTRAN* también dispone de un Sistema de Impresión que permite imprimir los formularios de interés a voluntad del usuario únicamente presionando el command *Imprimir* visible en todos los formularios del programa.

Información más detallada de cómo utilizar el software se encuentra en *NLTRAN : Manual del Usuario* o en el Sistema de Ayuda de *NLTRAN*.

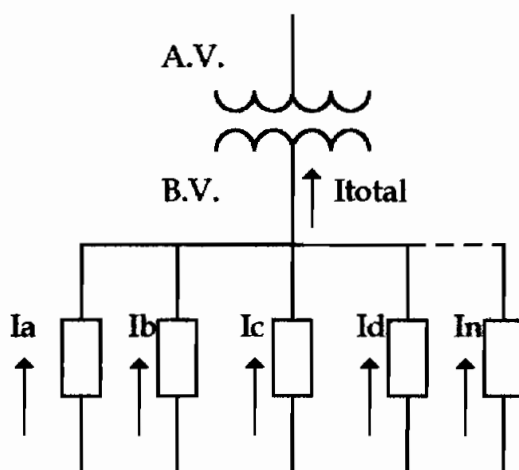
## 6.2 REQUERIMIENTOS MINIMOS PARA EL USO DEL PROGRAMA.

NLTRAN aplica los criterios de cálculo expuestos en el *Capítulo 5*; por lo tanto los datos básicos para su trabajo son los mismos que si el procedimiento fuese a llevar a cabo manualmente siguiendo los lineamientos del capítulo mencionado.

Se pueden clasificar los datos necesarios de acuerdo a dos etapas :

En la primera etapa *debe* conocerse lo siguiente :

- Espectro armónico de la corriente de carga total ( $I_{total}$ ) conectada al transformador en amperios o el contenido armónico de la corriente de carga individual de todas las cargas conectadas al transformador al nivel del alimentador secundario ( $I_a, I_b, I_c, \dots, I_n$ ) que llega al mismo. Esta situación se ilustra en la siguiente figura :



- Sistema de alimentación : trifásico o monofásico. Indirectamente este dato indica el tipo de transformador.
- Voltaje de línea en el lado primario en kV : el lado primario es el lado de alto voltaje.
- Voltaje de línea en el lado secundario en V : el lado secundario es el lado de bajo voltaje, es decir el lado de la carga.
- Si se trabaja con el dato de varias cargas conectadas al transformador es necesario conocer la potencia nominal en kVA de todas las cargas.

Una vez superada esta etapa NLTRAN encuentra una potencia inicial del transformador que alimentaría satisfactoriamente a la carga propuesta.

La segunda etapa depende del tipo de transformador con el que se piensa trabajar : con un transformador estándar, encontrando una capacidad equivalente (bajar de categoría al transformador) ó con un transformador tipo K.

Si se ha decidido trabajar con un transformador estándar debe disponerse de los siguientes datos obligatorios :

- Potencia nominal del transformador en kVA : esta potencia *normalizada* debería ser mayor o igual a la potencia mínima encontrada por NLTRAN en la primera etapa, y que a estas alturas el usuario ya conoce, aunque este hecho no es determinante.
- Sistema de enfriamiento del transformador : Inmerso en aceite o Tipo seco.

, y de los siguientes datos opcionales :

- Pérdidas nominales en el cobre del transformador escogido en vatios ( $I^2R$ ).
- Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento en vatios ( $P_{ECmax}$ ).
- Pérdidas por corrientes de Eddy nominales en vatios ( $P_{ECnom}$ ).
- Pérdidas de carga nominales en vatios ( $P_{CARGAnom}$ ).
- Resistencia del bobinado primario por fase en ohm ( $R_1$ ).
- Resistencia del bobinado secundario por fase en ohm ( $R_2$ ).

En este punto NLTRAN desarrolla su proceso de cálculo en función de los datos obligatorios y los opcionales disponibles y considera los siguientes casos :

- 1.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  disponible.
- 2.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible.

- 3.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible.
- 4.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible.
- 5.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles.
- 6.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible e inmerso en aceite.
- 7.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible e inmerso en aceite.
- 8.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles e inmerso en aceite.
- 9.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible y tipo seco.
- 10.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible y tipo seco.
- 11.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles y tipo seco.
- 12.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible,  $R_1$  y  $R_2$  no disponibles e inmerso en aceite.
- 13.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible,  $R_1$  y  $R_2$  no disponibles y tipo seco.
- 14.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles e inmerso en aceite.
- 15.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles y tipo seco.
- 16.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGA_{nom}}$  disponible.



- 17.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  disponible,  $P_{CARGAnom}$  disponible,  $R_2$  disponible.
- 18.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGAnom}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles e inmerso en aceite.
- 19.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGAnom}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  disponibles y tipo seco.
- 20.-  $I^2R$  disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGAnom}$  disponible,  $R_2$  disponible.
- 21.-  $I^2R$  no disponible,  $P_{ECmax}$  no disponible,  $P_{ECnom}$  no disponible,  $P_{CARGAnom}$  no disponible,  $R_1$  y  $R_2$  no disponibles.

Todos estos casos reducen a aquellos analizados en los subcapítulos 5.2, 5.3 y en el párrafo 5.3.2 del *Capítulo 5*.

Si se ha decidido trabajar con un transformador tipo K únicamente se necesita conocer la potencia *normalizada*, mayor o igual a la potencia mínima encontrada por NLTRAN.

### **6.3 EJEMPLO DE APLICACION.**

A continuación se muestra la forma cómo NLTRAN trabaja y qué resultados obtiene. Algunos ejemplos unos ya desarrollados manualmente en el *Capítulo 5*.

#### **6.3.1 Implementación en NLTRAN del Ejemplo de Aplicación No. 1**

Como en ese párrafo se describe, suponiendo el espectro armónico de la corriente de carga que se proporciona a continuación se pretende encontrar la potencia del transformador estándar para alimentar esta carga trifásica en un sistema con voltaje a la carga de 480 V y un voltaje en la red primaria de 13.8 kV.

**NLTRAN : DATOS GENERALES**

Caso:

Voltaje de Línea Primario: 13,8 kV  
 Voltaje de Línea Secundario: 480 V  
 Sistema: Trifásico

**Espectro Armónico de cada carga (A) :**

0	1
0	0
1	548.35
2	0
3	0
4	0
5	95.96
6	0
7	60.87
8	0
9	0
10	0
11	24.68
12	0
13	15.9
14	0
15	0
16	0
17	8.23
18	0
19	5.48
20	0
21	0
22	0
23	4.94
24	0
25	4.39

Una vez introducidos los datos **NLTRAN** muestra el siguiente formulario :

**NLTRAN : MENÚ PRINCIPAL**

**Archivo Ingreso de datos Ejecutar**

*ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR*

El Programa analiza la potencia máxima de cada carga en base a la potencia nominal de cada carga en KVA y el factor de potencia de cada carga para determinar la potencia real y reactiva de cada carga y el consumo de potencia del transformador.

Transf. líquido en aceite

Transf. gaseoso

Potencia nominal del transformador escogido: KVA

Pérdidas en el cobre (P<sub>cu</sub>) nominales: W

Pérdidas por corrientes de carga en el aceite de manera calentamiento: W

Pérdidas por corrientes de carga en bobinas: W

Pérdidas de carga anómalas: W

Reactivas del bobinado primario por fase: var

Reactivas del bobinado secundario por fase: var

Se ingresan los datos que se conocen en este ejemplo :

**NI TRAN: MENÚ PRINCIPAL**

**Archivo Ingreso de datos Ejecutar**

**ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR**

La Potencia nominal del transformador por estándar más cercana para alimentar la carga es de: **485.3203 KVA**  
 Para ver revise sus catálogos o el resultado de sus pruebas e ingrese la mayor cantidad de datos del transformador que haya escogido con el propósito de realizar un análisis detallado del funcionamiento del mismo.

Transformador en aceite       delta - estrella       estrella - delta  
 Transformador       delta - delta       estrella - estrella

Potencia nominal del transformador escogido: KVA

Pérdidas en el cobre (I<sup>2</sup>R) nominales: W

Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento: W

Pérdidas por corrientes de Eddy nominales: W

Pérdidas de carga nominales: W

Resistencia del bobinado primario por fase:  $\Omega$

Resistencia del bobinado secundario por fase:  $\Omega$

NLTRAN muestra los resultados del análisis en el formulario de resultados :

**NLTRAN: RESULTADOS**

Corriente nominal en el secundario del transformador: **591.4663540 A**

Valor eficaz de la corriente de carga calculada: **566.83626465 A**

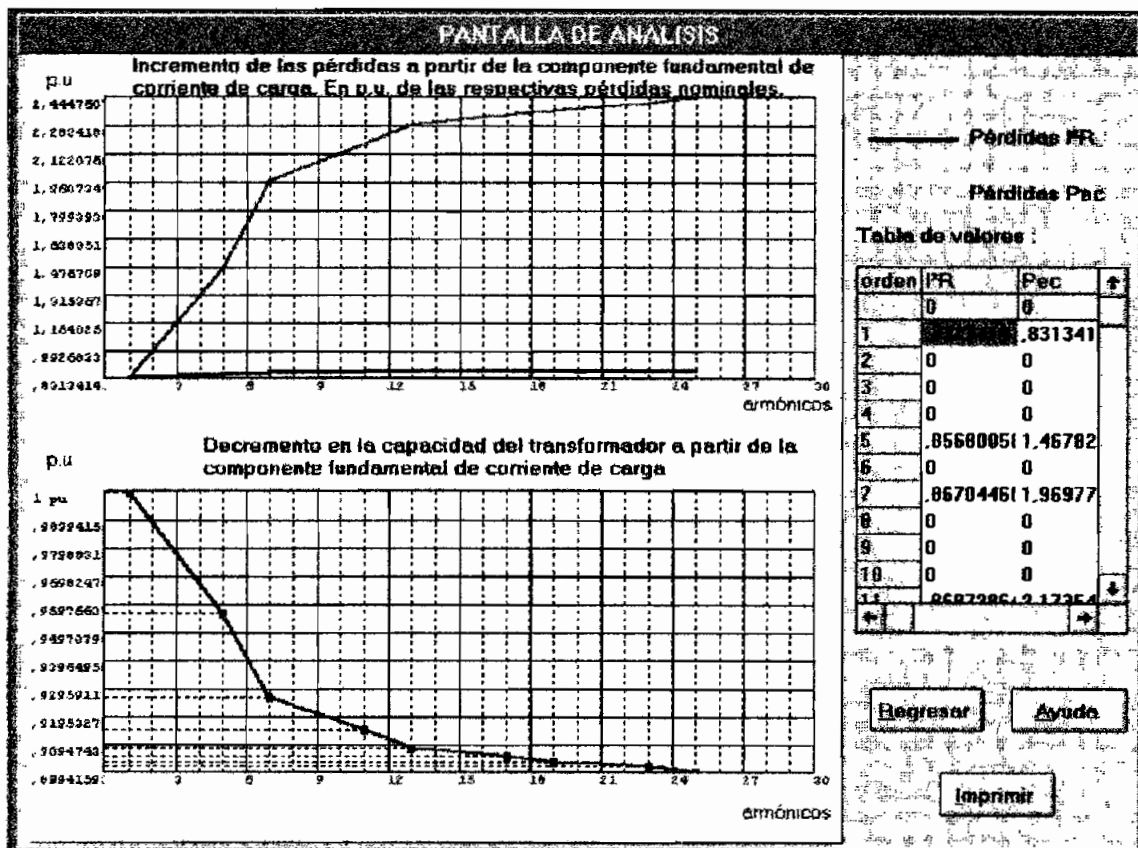
Valor eficaz de la corriente de carga con la composición armónica dada: máxima permitida: **548.91461628 A**

	Pérdidas nominales:	Pérdidas armónicas a la condición de carga dada
Pérdidas I <sup>2</sup> R	5304.35 W	4613.822643515 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> promedio	142.0003571429 W	347.3524073496 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> en el punto de máx. calentamiento	795.65 W	156.173925153 W
Pérdidas de carga promedio	5476.43071429 W	4967.175138868 W
Pérdidas de carga máximas	6100 W	6526.956672676 W

Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada: **103.6448374 %**

En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificada, existe sobrecarga sería recomendable escoger un transformador de mayor capacidad y volver a realizar el análisis.

Se puede obtener también gráficos en los que se simula cómo se incrementan las pérdidas  $I^2R$ , las pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento y la degradación de la capacidad del transformador conforme se incrementa el contenido armónico en la corriente de carga :



Todo lo anterior concuerda con los resultados obtenidos en el Capítulo 5 de forma manual. Se obtienen, además, otros datos que serán analizados en el subcapítulo 6.4.

### 6.3.2 Implementación en NLTRAN del Ejemplo de Aplicación No. 2

En el *Ejemplo de Aplicación No. 2* del Capítulo 5, se describe una situación en la cual suponiendo el espectro armónico de la corriente de carga que se proporciona en el *Ejemplo de Aplicación No. 1* del Capítulo 5 se pretende encontrar la potencia del transformador estándar para alimentar esta carga trifásica en un sistema con voltaje a la carga de 210 V y un voltaje en la red primaria de 6 kV.

**NLTRAN - MENÚ PRINCIPAL**

**Archivo Ingreso de datos Ejecutar**

**ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR**

La Potencia nominal del transformador estandar necesario para alimentar la carga es de: **204.0151 KVA**  
 Por favor revise sus cálculos o el resultado de sus pruebas e ingrese la mejor cantidad de datos del transformador que haya escogido con el propósito de realizar un análisis detallado del desempeño del mismo.

Transformador en aceite       delta - estrella      estrella - delta  
 Transformador      delta - delta      estrella - estrella

Potencia nominal del transformador escogido: KVA

Pérdidas en el cobre (P<sub>CC</sub>) nominales: W

Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento: W

Pérdidas por corrientes de Eddy nominales: W

Pérdidas de carga nominales: W

Resistencia del bobinado primario por fase: ohm

Resistencia del bobinado secundario por fase: ohm

El formulario de resultados reporta :

**NLTRAN: RESULTADOS**

Corriente nominal en el secundario del transformador: **687.32174803 A**

Valor eficaz de la corriente de carga calculada: **668.89629465 A**

Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible: **668.43662317 A**

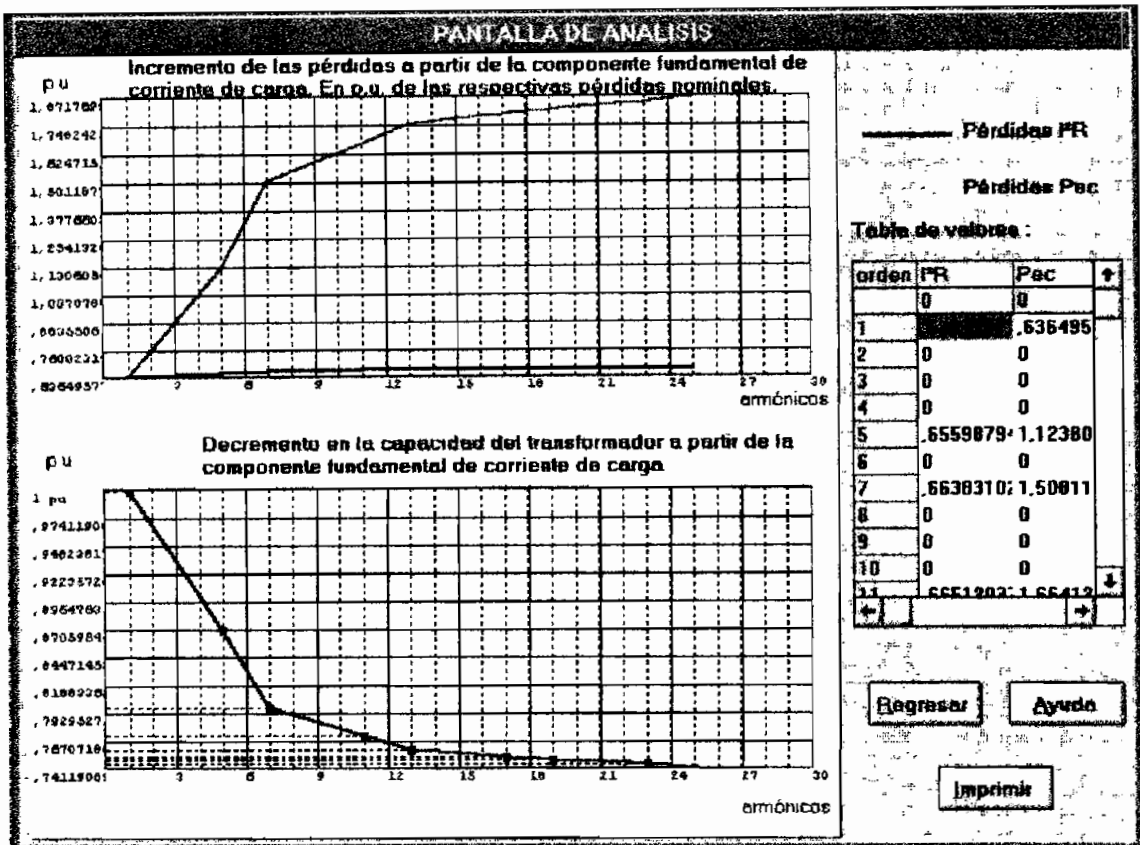
	Pérdidas nominales	Pérdidas armónicas a la condición de carga dada
Pérdidas P <sub>CC</sub>	3318.421398776 W	2284.591488943 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> promedio	653.99860322141 W	1224.1349677511 W
Pérdidas P <sub>ec</sub> en el punto de máx. calentamiento	2741.903131543 W	6132.2120969711 W
Pérdidas de carga promedio	3964.42 W	3428.7262886942 W
Pérdidas de carga máximas	6852.324582321 W	7338.8934965141 W

Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada: **110.191872 A**

En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificado, existe sobrecarga, se recomienda escoger un transformador de mayor capacidad y volver a realizar el análisis.

El análisis gráfico muestra :



Los resultados concuerdan con lo anteriormente calculado.

### 6.3.3 Especificación de un transformador tipo K

Utilizando el espectro armónico del *Ejemplo de Aplicación No. 4* se tiene :

**NLTRAN: DATOS GENERALES**

Caso:

Volaje de Línea Primario: 13.2 kV  
 Volaje de Línea Secundario: 220 V  
 Sistema: Trifásico

**Espectro Armónico de cada carga (A) :**

orden	Amplitud (A)
0	1
1	160.58
2	0
3	0
4	0
5	52.23
6	0
7	22.53
8	0
9	0
10	0
11	12.74
12	0
13	4.03
14	0
15	0
16	0
17	2.51
18	0
19	1.76
20	0
21	0
22	0
23	1.48
24	0
25	.88

NLTRAN reporta inicialmente :

NLTRAN	
<i>Especificación de un transformador Tipo K</i>	
<p>NLTRAN ha determinado que la potencia máxima del transformador Tipo K necesaria para alimentar satisfactoriamente la carga es de: <b>15.1279815341 KVA</b></p> <p>NLTRAN necesita imprimir un valor de potencia normalizado para especificar el factor K adecuado. Ingrese el valor de potencia: <input type="text"/></p> <p style="text-align: right;"><input type="button" value="Aceptar"/> <input type="button" value="Borrar"/></p>	
<p><input type="button" value="Regresar"/> <input type="button" value="Imprimir"/> <input type="button" value="Ayuda"/></p>	

Ingresando el dato pedido NLTRAN especifica el transformador adecuado :

NLTRAN	
<i>Especificación de un transformador Tipo K</i>	
<p>NLTRAN ha determinado que la potencia máxima del transformador Tipo K necesaria para alimentar satisfactoriamente la carga es de: <b>15.1279815341 KVA</b></p> <p>NLTRAN necesita imprimir un valor de potencia normalizado para especificar el factor K adecuado. Ingrese el valor de potencia: <input type="text" value="75"/></p> <p style="text-align: right;"><input type="button" value="Aceptar"/> <input type="button" value="Borrar"/></p>	
<p>Con la potencia del transformador especificada por Usted NLTRAN ha determinado la siguiente:</p> <p>Factor K adecuado especificado: <b>3.2541862763132</b></p> <p>Capacidad de carga estándar: <b>17051541862453 A</b></p>	
<p><input type="button" value="Regresar"/> <input type="button" value="Imprimir"/> <input type="button" value="Ayuda"/></p>	

**6.3.4 Uso de NLTRAN cuando existen varias cargas. Transformador tipo K.**

Las cargas tienen el siguiente contenido armónico y potencias nominales :

**NLTRAN: DATOS GENERALES**

Caso:  Voltaje de Línea Primario: 7.62 kV  
Voltaje de Línea Secundario: 120 V  
Sistema: Monofásico

**Espectro Armónico de cada carga (A) :**

Potencia nominal de cada carga (kW) :	0	1	2	3
0	0	0	0	0
1	250.45	160.44	320.67	
2	0	0	0	
3	0	0	0	
4	0	0	0	
5	22.53	33.12	109.88	
6	0	0	0	
7	12.74	18.73	62.14	
8	0	0	0	
9	0	0	0	
10	0	0	0	
11	4.03	5.93	19.67	
12	0	0	0	
13	2.51	0	12.26	
14	0	0	0	
15	0	0	0	
16	0	0	0	
17	1.76	2.59	8.61	
18	0	0	0	
19	0	2.18	0	
20	0	0	0	
21	0	0	0	
22	0	0	0	
23	.88	1.29	4.27	
24	0	0	0	
25	0	0	3.52	

Se desea especificar un transformador tipo K adecuado :

**NLTRAN: MENÚ PRINCIPAL**

# NLTRAN



NLTRAN pide especificar una potencia normalizada :

**NLTRAN**

*Especificación de un transformador Tipo K*

NLTRAN ha encontrado que la potencia mínima del transformador Tipo-K necesaria para alimentar satisfactoriamente la carga es de: 38.431552708 kVA.

NLTRAN necesita conocer un valor de potencia normalizado para especificar el factor K adecuado. Ingrese el valor de potencia:

Un valor de 100 kVA es el adecuado :

**NLTRAN**

*Especificación de un transformador Tipo K*

NLTRAN ha encontrado que la potencia mínima del transformador Tipo-K necesaria para alimentar satisfactoriamente la carga es de: 38.431552708 kVA.

NLTRAN necesita conocer un valor de potencia normalizado para especificar el factor K adecuado. Ingrese el valor de potencia:  kVA

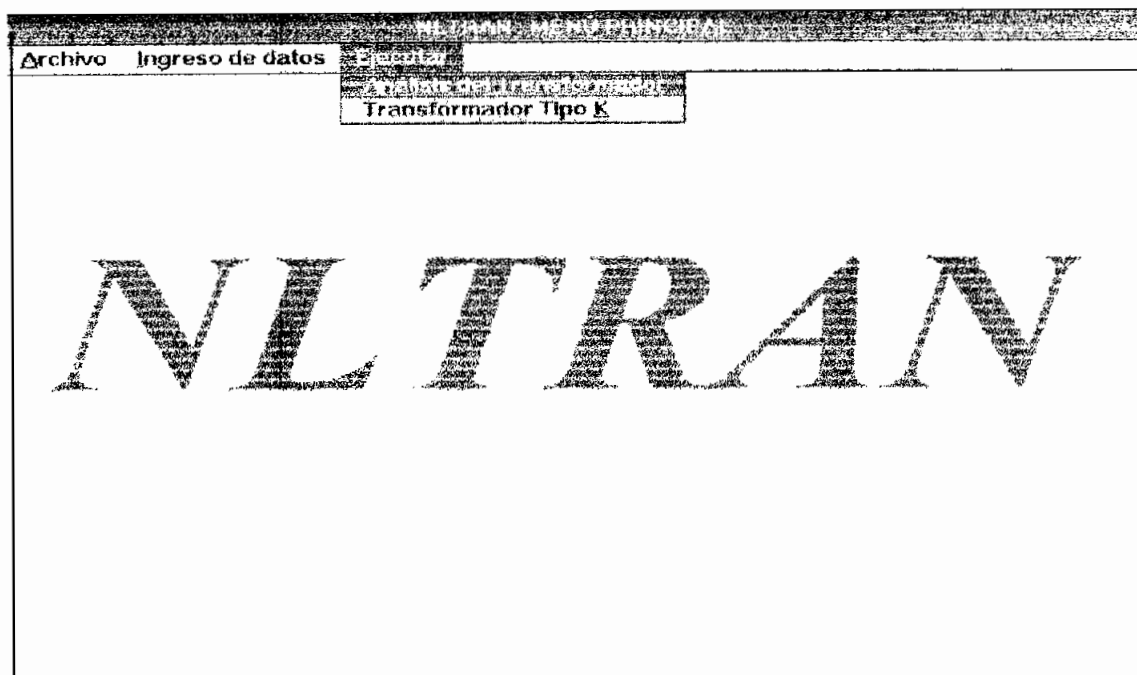
Con la potencia del transformador especificada por Usted  
NLTRAN ha determinado los siguientes:

Factor K mínimo especificado: 2.15252012777323

Corriente de carga calculada: 883536237855495 A

### 6.3.5 Uso de NLTRAN cuando existen varias cargas. Análisis del Transformador.

Utilizando el mismo contenido armónico para las cargas especificado en el ejemplo 6.3.4 se elige del Menú Principal de NLTRAN :



NLTRAN determina lo siguiente :

**ANALISIS DEL TRANSFORMADOR**

Se analiza el estado del transformador tipo **98,43155 kVA** con una carga de **98,43155 kVA** en el punto de máxima calentamiento. Se calculan las pérdidas en el cobre (PR) nominales, las pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máxima calentamiento, las pérdidas por corrientes de Eddy nominales, las pérdidas de carga nominales, la resistencia del bobinado primario por fase y la resistencia del bobinado secundario por fase.

Transf. Inmerso en aceite  
 Transf. Tipo seco

Potencia nominal del transformador escogido : kVA

Pérdidas en el cobre (PR) nominales : W

Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento : W

Pérdidas por corrientes de Eddy nominales : W

Pérdidas de carga nominales : W

Resistencia del bobinado primario por fase : ohm

Resistencia del bobinado secundario por fase : ohm

Ingresando los datos disponibles del transformador escogido :

Archivo	Ingreso de datos	Ejecutar
<b>ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR</b>		
<p>Este programa realiza el análisis de un transformador de potencia en el punto de carga de 100,43165 KVA.            Los datos de entrada son: potencia nominal del transformador, pérdidas en el cobre nominales, pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento, pérdidas por corrientes de Eddy nominales, pérdidas de carga nominales, resistencia del bobinado primario por fase y resistencia del bobinado secundario por fase.</p>		
<p> <input checked="" type="radio"/> Transf. Inmerso en aceite  <input type="radio"/> Transf. Tipo seco           </p>		
<p>Potencia nominal del transformador escogido: KVA <input type="text" value="100"/></p>		
<p>Pérdidas en el cobre (PR) nominales: W <input type="text" value="1467.62"/></p>		
<p>Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento: W <input type="text" value="0"/></p>		
<p>Pérdidas por corrientes de Eddy nominales: W <input type="text" value="0"/></p>		
<p>Pérdidas de carga nominales: W <input type="text" value="0"/></p>		
<p>Resistencia del bobinado primario por fase Ohm <input type="text" value="0"/></p>		
<p>Resistencia del bobinado secundario por fase Ohm <input type="text" value="0"/></p>		
<p> <input type="button" value="Regresar"/> <input type="button" value="Continuar"/> <input type="button" value="Modificar"/> <input type="button" value="Imprimir"/> <input type="button" value="Ayuda"/> </p>		

En base a lo anterior **NLTRAN** analiza el desempeño del transformador :

Este programa realiza el análisis de un transformador de potencia en el punto de carga de 100,43165 KVA. Los datos de entrada son: potencia nominal del transformador, pérdidas en el cobre nominales, pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento, pérdidas por corrientes de Eddy nominales, pérdidas de carga nominales, resistencia del bobinado primario por fase y resistencia del bobinado secundario por fase.

Corriente nominal en el secundario del transformador: 833,3333333 A

Valor eficaz de la corriente de carga calculada: 803,59629725 A

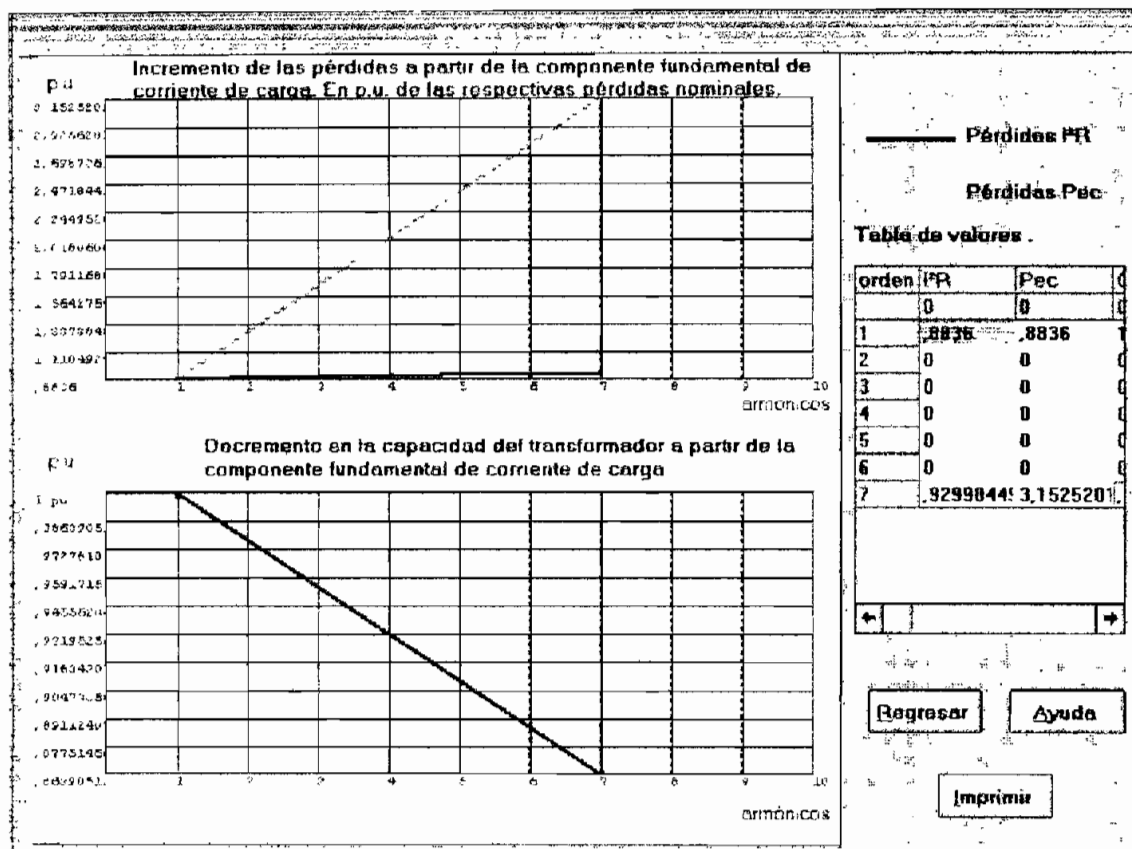
Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible: 719,92883353 A

	Pérdidas nominales:	Pérdidas armónicas a la condición de carga dada:
Pérdidas PR	1467,62 W	1364,746431879; W
Pérdidas Pec promedio	43,445853415171 W	136,9639264398; W
Pérdidas Pec en el punto de máx. calentamiento	243,2967749816; W	266,9979861462; W
Pérdidas de carga promedio	1511,065853415 W	1501,710360309; W
Pérdidas de carga máximas:	1710,9167749811 W	2131,244418025; W

Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada: 111,6228541 %

En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificado, existe sobrecarga sería recomendable escoger un transformador de mayor capacidad y volver a realizar el análisis.

El análisis gráfico de **NLTRAN** muestra :



Utilizando un transformador de potencia nominal superior :

Archivo Ingreso de datos Ejecutar

**ANALISIS DEL TRANSFORMADOR**

Se trata de un tipo de transformador con un nivel de aislamiento de clase de sobretensión de 96,43155 kVA

Transf. Inmerso en aceite  
 Transf. Tipo seco

Potencia nominal del transformador escogido : kVA

Pérdidas en el cobre (IPR) nominales : W

Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máxima calentamiento : W

Pérdidas por corrientes de Eddy nominales : W

Pérdidas de carga nominales : W

Resistencia del bobinado primario por fase : ohm

Resistencia del bobinado secundario por fase : ohm

Regresar Continuar Modificar Imprimir Ayuda

Revisando los nuevos resultados :

Corriente nominal en el secundario del transformador : 1391.666666 A  
 Valor eficaz de la corriente de carga calculada : 803.59629725 A  
 Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible : 1202.267959 A

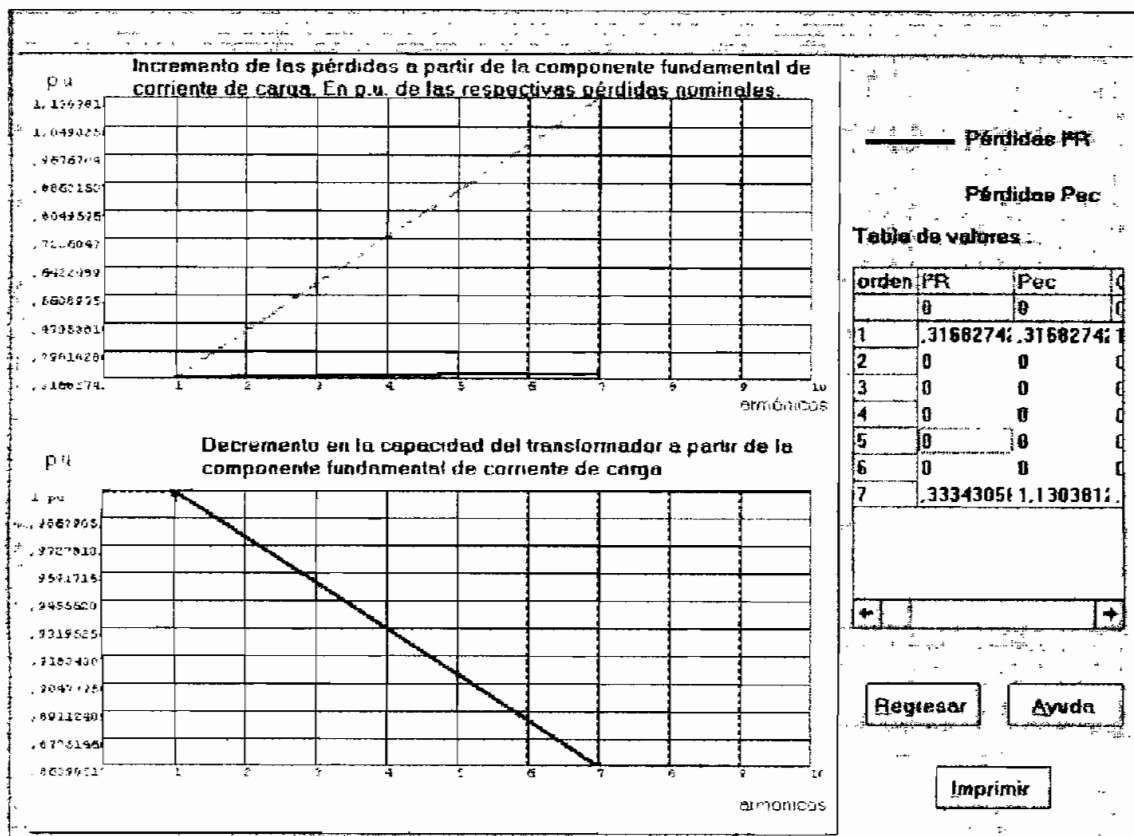
	Pérdidas nominales :	Pérdidas armónicas a la condición de carga dada :
Pérdidas PR :	3083.1 W	1027.999764093 W
Pérdidas Pec promedio :	81.2687961896 W	103.1685321363 W
Pérdidas Pec en el punto de máx. calentamiento :	511.1052499597 W	577.7437701248 W
Pérdidas de carga promedio :	3174.368796189 W	1131.168296229 W
Pérdidas de carga máximas :	3584.205249959 W	1605.743534218 W

Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada : 66.84003277 %

En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificado, no existe sobrecarga, el transformador escogido es adecuado para alimentar la carga.

[Regresar](#)
[Ver Gráficos](#)
[Imprimir](#)
[Ayuda](#)

El nuevo análisis gráfico determina :



#### 6.4 Análisis de Resultados.

*NLTRAN* despliega los siguientes resultados :

*Corriente nominal en el secundario del transformador*, es la corriente de placa en el secundario del transformador calculada en función de la potencia nominal.

*Valor eficaz de la corriente de carga calculada*, es el valor eficaz de la corriente total de carga que está suministrando el transformador. Si se trata de una sola carga es el valor eficaz ya conocido o si son varias cargas se trabaja con la corriente equivalente encontrada por *NLTRAN*. Debe considerarse que en este último caso se está recurriendo a una aproximación al encontrar la corriente equivalente que, como se describe en el *Capítulo 5*, consta de la componente fundamental más la séptima componente, que se asume como representativa por las razones expuestas en el capítulo mencionado.

*Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible*, es la máxima corriente de carga que puede soportar el transformador. Este valor especifica que, debido al contenido armónico en la carga, el transformador puede suministrar en forma segura solo un cierto valor de corriente con el contenido armónico especificado o encontrado. Este parámetro se calcula siguiendo los procedimientos del *Capítulo 5*.

*Pérdidas  $I^2R$  bajo condiciones nominales*, ya sea que se hayan ingresado como dato o aquellas objeto de cálculo en función de los demás datos. Como, por ejemplo, la resistencia de los bobinados.

*Pérdidas  $I^2R$  a la condición de carga dada* , son aquellas pérdidas que se obtienen luego de hacer el análisis del contenido armónico de la carga actual, es decir de la carga conectada al transformador.

*Pérdidas  $P_{ec}$  promedio bajo condiciones nominales* , son las pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados nominales y que se pueden introducir

como dato en el menú de ingreso de datos o que, dependiendo del caso, se calculan mediante despeje en la relación (ec.5.25) en función de los otros datos.

***Pérdidas Pec promedio a la condición de carga dada***, son aquellas pérdidas debidas a corrientes de Eddy en los bobinados que se obtienen luego de hacer el análisis del contenido armónico de la carga. El procedimiento para calcularlas es el mismo que el empleado para calcular las Pérdidas Pec en el punto de máximo calentamiento a la condición de carga dada y que se ha descrito con detalle en el *Capítulo 5*.

***Pérdidas Pec en el punto de máximo calentamiento en condiciones nominales***, se reportan aquellas pérdidas por corrientes de Eddy nominales en el punto de máximo calentamiento ya sea del dato introducido por el usuario o por medio de cálculo en función de los datos existentes.

***Pérdidas Pec en el punto de máximo calentamiento a la condición de carga dada***, aquí se re reportan las pérdidas anteriores pero luego de analizar el contenido armónico en la corriente de carga.

***Pérdidas de carga promedio bajo condiciones nominales***, son la suma de las Pérdidas I<sup>2</sup>R bajo condiciones nominales y las Pérdidas Pec promedio bajo condiciones nominales.

***Pérdidas de carga promedio a la condición de carga dada***, son la suma de las Pérdidas I<sup>2</sup>R a la condición de carga dada y las Pérdidas Pec promedio a la condición de carga dada.

***Pérdidas de carga máximas bajo condiciones nominales***, son la suma de las Pérdidas I<sup>2</sup>R bajo condiciones nominales y las Pérdidas Pec en el punto de máximo calentamiento bajo condiciones nominales.

***Pérdidas de carga máximas a la condición de carga dada***, son la suma de las Pérdidas I<sup>2</sup>R a la condición de carga dada y las Pérdidas Pec en el punto de máximo calentamiento a la condición de carga dada.

**Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada**, es la relación porcentual entre el Valor eficaz de la corriente de carga calculada y el Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible.

Si este porcentaje es mayor que el 100 % se concluye que la carga tiene una potencia mayor que la que puede suministrar satisfactoriamente el transformador.

Puesto que **NLTRAN** emplea la metodología desarrollada en el **Capítulo 5** sus resultados están en concordancia con el procedimiento ahí desarrollado. **NLTRAN** es una herramienta de éste capítulo.

**NLTRAN** obtiene sus resultados en función de los datos de entrada. El peor caso en el que se puede encontrar el programa es cuando se conoce sólo el valor de las Pérdidas de carga bajo condiciones nominales. **NLTRAN** no puede reportar los valores de las otras pérdidas por insuficiencia de datos pero sí puede reportar los restantes valores arriba mencionados, tales como la corriente nominal en el secundario del transformador, el valor eficaz de la corriente de carga, el valor eficaz de la corriente armónica de carga máxima permisible, el porcentaje de sobrecarga y, en otro formulario, el análisis gráfico.

**NLTRAN** obtiene su mejor desempeño cuando se conoce o se puede calcular las pérdidas  $I^2R$  nominales en el transformador ya que en la metodología desarrollada en el **Capítulo 5** el conocimiento de estas pérdidas tiene un papel preponderante como se deduce del análisis del mismo.

**NLTRAN** también despliega gráficos que muestran la variación de las pérdidas en función del contenido armónico de la corriente de carga. Se muestra el efecto acumulativo, es decir, conforme se incrementa el contenido armónico. Este efecto, una vez definido el contenido armónico en la corriente de carga, tiene relación directa con la corriente nominal del transformador escogido. Es decir, a mayor corriente nominal del transformador menor efecto de las componentes armónicas en la corriente de carga.



Hay que reconocer que los resultados del todo exactos se consiguen cuando se dispone del valor de las Pérdidas por corrientes de Eddy nominales en el punto de máximo calentamiento y las Pérdidas  $I^2R$  del transformador. La metodología que aplica *NLTRAN* en este caso es la desarrollada en el Subcapítulo 5.2.

Cuando los anteriores datos no se conocen, especialmente el valor de las Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento, *NLTRAN* recurre al procedimiento desarrollado en el Subcapítulo 5.3. El programa recurre a las mismas consideraciones de simplificación ahí expuestas con el propósito de encontrar las Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento utilizando la ecuación (ec.5.25). *NLTRAN* se encuentra ante la disyuntiva de cuál camino seguir para encontrar todos los parámetros requeridos para aplicar esta ecuación ya que el parámetro que se encuentra aplicándola es de suma importancia puesto que es el que más se ve afectado por las corrientes armónicas. Algunos de los parámetros se encuentran como dato, otros probablemente no.

En muchos casos no se conoce el valor de las Pérdidas por corrientes de Eddy nominales ( $P_{ecnom}$ ), en este caso el programa trata de resolver la ecuación (ec.5.28) para determinar el valor de estas pérdidas. Siendo así se requieren de otros datos como se observa al analizar esta ecuación. Nuevamente la cantidad de datos introducidos por el usuario son una limitante de cálculo.

Por ejemplo, si no se conoce las Pérdidas  $I^2R$  nominales, pueden encontrarse si se dispone de los valores de la resistencia de los bobinados. Si no se conocen las Pérdidas de Carga nominales *NLTRAN* asume que el transformador cumple con las normas locales y calcula las Pérdidas de Carga que debería tener un transformador que puede adquirirse en el mercado local. Si se asume que el transformador cumple con las normas se aplican las ecuaciones (ec.5.29) a (ec.5.35) y se calculan las Pérdidas de Carga nominales. Este es un método indirecto que lleva a resultados muy aproximados pero que es plausible y lógico. Sin embargo, queda la interrogante de qué sucede si las normas

cambian y los requerimientos de pérdidas también. En este caso el usuario podría calcular los valores por sí mismo, con la nueva normativa, e introducir el parámetro como dato evitando que *NLTRAN* recurra a las normas anteriores. Siendo así el inconveniente se superaría.

Si el transformador es tipo seco no se pueden aplicar las ecuaciones (ec.5.29) a (ec.5.35) porque estas funcionan solo con transformadores inmersos en líquido. En este caso *NLTRAN* aplica la ecuación (ec. 5.36) para encontrar las Pérdidas por Corrientes de Eddy nominales. Esta ecuación se aplica para transformadores cuya potencia nominal está en el rango de 500 a 35 000 kVA. Si bien es cierto son datos generalizados son muy útiles. Si se da el caso de que la potencia del transformador no está dentro de este rango *NLTRAN* asume para éstos los valores límites, es decir aquellas pérdidas que corresponden a un transformador de 500 kVA, en un caso, y de 35 000 kVA en el otro. Si el usuario no está de acuerdo con la forma de trabajar de *NLTRAN* en este punto, puede determinar por su cuenta el valor de las Pérdidas por corrientes de Eddy nominales, ya sea realizando pruebas, como se ha descrito en el *Capítulo 5*, o recurriendo al fabricante o a otros datos generalizados de más confianza para el usuario. Una vez determinado el parámetro en cuestión puede introducirlo como dato.

Entonces, pueden presentarse muchas combinaciones de datos en función de los cuales *NLTRAN* tiene que trabajar para encontrar los dos datos básicos: las Pérdidas  $I^2R$  nominales y las Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento. *NLTRAN* analiza hasta 21 combinaciones de datos (ver Subcapítulo 6.2)

Como se observa, *NLTRAN* provee de métodos de cálculo en sí exactos pero que dependen en cierta medida de la cantidad y calidad de los datos ingresados. En cuanto mayor sea la cantidad de datos ingresados mayor será la exactitud de los resultados, especialmente en los valores de pérdidas. Si los datos escasean el programa los calcula recurriendo a las consideraciones anteriores. En este caso los resultados pueden ser muy aproximados pero

válidos debido a que el programa recurre a procedimientos lógicos que provienen de normas y datos generalizados.

Sea cual fuere el procedimiento de cálculo utilizado por *NLTRAN* los valores de pérdidas reportados en los gráficos son siempre válidos, de toda exactitud, debido a que presentan valores en por unidad de cómo varían las pérdidas bajo carga no lineal en función de las pérdidas nominales. Esto es debido a que se requiere únicamente de las magnitudes de las componentes armónicas de la corriente de carga, datos que son inevitables.

También se obtiene precisión absoluta cuando se especifica un transformador tipo - K. Por la naturaleza del cálculo no es necesario conocer el valor de las distintas pérdidas nominales de estos transformadores. Únicamente ha de conocerse el contenido armónico de la corriente de carga y posteriormente indicar la potencia normalizada del transformador.

## CAPITULO 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

- Un correcto análisis del efecto que los componentes armónicos en el voltaje y la corriente tienen sobre un determinado sistema requiere que se aborde lo siguiente : la capacidad de corriente de cortocircuito, el comportamiento de los capacitores o bancos de capacitores, de haberlos, frente a los componentes armónicos, las características de la carga y las condiciones de balance o desbalance del sistema.
- Cuando se estudia los efectos del voltaje armónico sobre el aislamiento debe considerarse, principalmente el efecto que este voltaje tiene sobre las descargas parciales internas en los dieléctricos. Se ha demostrado que un voltaje cuya forma de onda incluye componentes armónicos favorece la aparición de mayor número de descargas parciales en los dieléctricos. El factor de cresta del voltaje se convierte en una buena indicación de cuán dañina puede ser una determinada onda de voltaje para el dieléctrico.
- La combinación de pares de armónicos de corriente del estator, con sus correspondientes componentes de secuencia positiva y negativa, para producir en el rotor de los motores de inducción flujos de corriente armónica es muy perjudicial puesto que produce calentamiento adicional en el rotor, reduciendo su vida útil y oscilaciones mecánicas peligrosas que pueden llegar a ocasionar desgaste prematuro de las partes mecánicas en contacto con el rotor de la máquina. Un criterio más a considerarse cuando se analiza las causas de estas fallas en un motor de inducción es, entonces, el contenido armónico de la corriente del estator.
- Un efecto muy similar de las corrientes armónicas en el estator sobre el rotor de los motores de inducción ocurre en los generadores. También en estas máquinas un calentamiento anormal del rotor puede ser una indicación de

que existe contenido armónico en la corriente del estator. Si sumado a esto se detectan fallas mecánicas al arrancar o en funcionamiento, tales como oscilaciones mecánicas, frenados, etc. el análisis debe orientarse a analizar el contenido armónico en la corriente del estator.

- Cualquier sistema eléctrico de potencia que contenga capacitores debe estudiarse bajo el punto de vista de que pueden existir condiciones en él para que se produzcan resonancias, ya sea serie o paralelo. Pero este estudio debe llevarse a cabo no solamente analizando la frecuencia fundamental sino otras frecuencias cuando se sospecha que pueden existir en el sistema corrientes con cierto contenido armónico. En un sistema de potencia predominan la quinta y la séptima armónica en la corriente por lo que el análisis deberá dar prioridad a estas dos componentes. La mejor forma de hacer este análisis es realizando flujos de potencia armónicos. Con este mecanismo se pueden abarcar gran cantidad de casos y diversas configuraciones del sistema eléctrico.
- Las pérdidas  $I^2R$  en el transformador no dependen de la frecuencia y solo dependen de la magnitud de las componentes armónicas, que se ven consideradas si se calcula el verdadero valor eficaz de la corriente de carga del transformador, y del valor de la resistencia DC de los bobinados.
- Las pérdidas por corrientes de Eddy en los bobinados conductores en el transformador dependen del cuadrado de la frecuencia y del cuadrado de la magnitud de las componentes armónicas en la corriente de carga.
- Las pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo del transformador no se ven afectadas por el contenido armónico en la corriente de carga pero sí por el contenido armónico en el voltaje de excitación. Esta dependencia se manifiesta en relación directa con el cuadrado de las componentes armónicas en el voltaje. También estas pérdidas dependen de la forma geométrica del núcleo.
- Las pérdidas por histéresis del transformador tampoco dependen del contenido armónico en la corriente de carga pero sí directamente con la

magnitud de las componentes armónicas del voltaje y del ángulo de fase de éstas y son inversamente proporcionales a la frecuencia de las componentes armónicas.

- Las pérdidas en el tanque y estructuras de sujeción del transformador dependen de la frecuencia elevada a una potencia de 1.5 de las componentes armónicas y de la magnitud de las componentes armónicas de la corriente de carga también elevadas a la 1.5 potencia.
- El principal parámetro a considerar cuando se estudia el tiempo de vida del transformador es la temperatura del punto de máximo calentamiento. Esta temperatura del punto de máximo calentamiento (HST) en cualquier transformador tiene relación directa con el contenido armónico de la corriente de carga. A mayor contenido armónico en la corriente de carga mayor temperatura del punto de máximo calentamiento y por lo tanto menor tiempo de vida del aislamiento y baja del tiempo de vida útil del transformador.
- Es necesario, si se quiere obtener resultados exactos al encontrar la capacidad equivalente del transformador, obtener del fabricante el valor de las Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento. Como esto no siempre es posible ha de recurrirse a procedimientos indirectos como los desarrollados en el *Capítulo 5*.
- Encontrar la capacidad equivalente o “ bajar de categoría al transformador “ que sirve a cargas no lineales, o una combinación de cargas lineales y no lineales que hace que la corriente de carga total tenga un cierto contenido armónico, implica utilizar uno de mayor potencia que la aparentemente necesaria. Esto podría interpretarse erróneamente como un sobredimensionamiento del transformador y en realidad lo sería si para hacerlo se toma en cuenta únicamente la componente de corriente de carga a la frecuencia fundamental. Pero si se considera la composición armónica de la corriente de carga este es el mecanismo a seguir.

- Si bien es cierto otra alternativa para tratar con transformadores y cargas no lineales es mediante el uso de transformadores tipo - K, la principal limitación es que se trata de transformadores tipo seco. Estos transformadores son de poco uso en el medio ecuatoriano y la tendencia mundial es a utilizar transformadores inmersos en líquido dejando los de tipo seco para ciertas aplicaciones. Sin embargo, cuando se ha decidido utilizarlos debe recurrirse directamente a aquellos definidos en función del factor - K si se ha determinado que hay presencia de cargas no lineales.
- Un mecanismo más eficiente que los dos anteriores es la utilización de transformadores para reducción de armónicos. Estos transformadores reúnen las ventajas que los transformadores inmersos en líquido tienen por sobre los de tipo seco y además soportan las corrientes armónicas de carga tan bien como lo hacen los transformadores tipo - K en función de la construcción inteligente de los bobinados con el propósito de eliminar los componentes armónicos manipulando los ángulos de fase de éstos.

### **RECOMENDACIONES**

- Cualquier análisis del efecto que los componentes armónicos en el voltaje y la corriente tienen sobre un sistema de potencia y que se haga en base de componentes simétricas debe considerar el hecho de sí el sistema está balanceado o no. De estarlo se puede aplicar este análisis sin dificultad, de lo contrario el análisis debe considerar cada fase por separado, en un sistema trifásico, y si es posible cada componente armónico de importancia debe ser estudiado por separado con éste método. La última eventualidad se presenta especialmente en sistemas de distribución y en transmisión, no siendo así en los sistemas industriales donde, por lo general, se tiene mejor control y puede llegarse a obtener sistemas más o menos balanceados.
- Es aconsejable realizar un estudio de las características armónicas de un sistema de potencia cuando la configuración de éste presente bancos de capacitores en conjunción con equipo que pueda considerarse carga no lineal.

Una indicación de esta necesidad ocurre cuando se detecta frecuentes e inusuales operaciones en los fusibles de los bancos de capacitores lo que puede ser una indicación de que ha existido resonancia a la frecuencia de las armónicas.

- Un correcto estudio de campo para determinar las características armónicas de un sistema eléctrico requiere la utilización de artefactos de medida apropiados. El uso de amperímetros y voltímetros que puedan medir el verdadero valor eficaz de las magnitudes es imprescindible. El uso de osciloscopios con puntas de prueba de un gran ancho de banda se hace indispensable. También son de mucha utilidad los analizadores de espectros trifásicos de reciente tecnología que incluyen mediciones de voltaje, corriente, potencia, análisis de armónicos en las formas de onda de corriente y voltaje. Muchos de estos artefactos poseen interfaces para computador lo que multiplica sus capacidades.
- Dentro de un sistema eléctrico, los componentes más afectados por el flujo de corrientes no lineales son aquellas tipo R-L. Las cargas resistivas se ven afectadas en menos proporción. Bajo esta consideración, los transformadores, los motores y los generadores eléctricos vienen a ser los componentes a los que mayor atención se debe prestar cuando se analice el efecto de las corrientes armónicas.
- Es necesario desarrollar estudios, similares a los desarrollados en este trabajo de tesis, que analicen el efecto de las componentes armónicas, especialmente en la corriente, sobre las máquinas de inducción y los generadores sincrónicos. Debe llegar a determinarse, en el caso de los motores de inducción, hasta que punto puede cargarse el motor que ha sido alimentado por corrientes en el estator con contenido armónico sin que el calentamiento adicional que producen estas corrientes en el rotor, y en el propio estator, unido al que naturalmente produce la carga mecánica, vaya a disminuir el período de vida útil del motor. Si nos basamos en el presente trabajo de tesis y extrapolamos sus resultados podemos concluir que la carga que puede



soportar el motor es menor que la nominal cuando la corriente que alimenta el estator posee contenido armónico. De la misma manera, en el caso de los generadores sincrónicos ha de analizarse principalmente el incremento de las pérdidas, y por lo tanto la disminución de la eficiencia, de la máquina así como el desgaste mecánico de sus piezas rotatorias o que están en contacto con éstas.

- Así como se ha encontrado que los transformadores, los motores de inducción y las máquinas sincrónicas sufren un decremento en su capacidad debido al paso de corrientes con contenido armónico también los conductores en sí presentan este fenómeno. Es recomendable tener en cuenta que también debe encontrarse una capacidad de corriente equivalente para un conductor que está transportando corrientes armónicas. Esta capacidad es obviamente menor que la nominal.
- Si bien es cierto la colocación de filtros en los sistemas eléctricos es una práctica muy recomendada para eliminar ciertas componentes armónicas hay que tener la precaución suficiente en el diseño para evitar que se presenten condiciones de resonancia entre los elementos del filtro y los demás componentes del sistema.
- Deben realizarse estudios de la influencia de los voltajes y corrientes armónicos en casi todos los elementos de un sistema eléctrico. Casi todos estos han sido diseñados para trabajar bajo condiciones de frecuencia nominal. Esta condición es cada vez más difícil de conseguir por lo que debe conocerse con exactitud cuál es el comportamiento de estos elementos ante estas condiciones distorsionadas. Esta precaución es más relevante en nuestro sistema eléctrico en el cual no se acata ninguna norma o recomendación sobre cuál deben ser los límites de distorsión armónica en el sistema. Las empresas eléctricas deberían adoptar una norma a este respecto tal como la ANSI/IEEE 519.
- Es recomendable, cuando el transformador está sometido a carga variable en el tiempo, encontrar la temperatura del punto de máximo calentamiento

encontrando una carga equivalente pero con los criterios expuestos en el Capítulo 4. Si no se desea encontrar una carga equivalente es preferible dividir en ciclo de carga en pasos, por ejemplo de una hora, y calcular los parámetros paso a paso siguiendo también los lineamientos detallados en el *Capítulo 4*.

- Puesto que se ha encontrado que en los transformadores estrella - delta que alimentan cargas no lineales circula una gran corriente (correspondiente a las componentes triple armónicas) que va desde 1.73 a 2.73 veces la corriente de fase es conveniente incrementar el calibre del conductor neutro en una proporción similar. Escoger un calibre de conductor neutro igual al doble del calibre del conductor de fase es recomendable. Sin embargo esto no siempre es posible y de presentarse esta eventualidad un método alternativo podría ser la inclusión de un sensor de sobrecorriente en el neutro para desviar la corriente extra.
- Debe incluirse en las normas de las distintas empresas eléctricas una que obligue a los fabricantes o importadores de transformadores a reportar específicamente en sus catálogos el valor de las Pérdidas  $I^2R$ , de las Pérdidas de Carga y principalmente el valor de las Pérdidas por corrientes de eddy en el punto de máximo calentamiento. Este requerimiento se hará más importante con el paso del tiempo debido al incremento progresivo de cargas no lineales en el sistema eléctrico que obligará a analizar cada vez con más frecuencia a los transformadores con el propósito de encontrar su capacidad equivalente. Realizar este proceso requiere del conocimiento de los valores exactos de las pérdidas antes mencionadas.
- Debe incluirse también en la legislación eléctrica ecuatoriana requerimientos y especificaciones para transformadores tipo - K. Su aparición y empleo en otros países no es tan reciente y con el transcurso del tiempo llegarán unidades al país.
- Es necesario realizar investigaciones más profundas sobre los transformadores para reducción de armónicos. La Universidad Ecuatoriana en unión con los

**fabricantes nacionales de transformadores pueden llegar a desarrollar diseños adecuados para nuestro medio. La tecnología para elaborarlos nos es tan elaborada como la que se requiere para fabricar transformadores tipo - K.**

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Gruz, Thomas M. " *Uncertainties in Compliance with Harmonic Current Distortion Limits in Electric Power Systems* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 27, No. 4, July/August 1991.
- 2.- Massey, Gregory W. " *Power Distribution System Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 31, No. 3, May/June 1995.
- 3.- Emanuel, A. E. ; Arsenau, R. ; Densley, R.J. " *The Effect of Voltage Distortion on Partial Discharges in Dielectrics* ". International Conference on Harmonics in Power Systems. Worchester Polytechnic Institute. October 1984.
- 4.- Ortmeyer, Thomas H. ; Chakravarthi, K. R. ; Mahmoud, Aly A. " *The Effects of Power System Harmonics on Power System Equipment and Loads* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 9 November 1985.
- 5.- Rice, David E. " *Adjustable Speed Drive and Power Rectifier Harmonics -- Their Effect on Power Systems Components* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-22, No. 1, January/February 1986 .
- 6.- IEEE Gray Book. " *Electric Power Systems in Commercial Buildings* ". IEEE Std. 241 - 1974.
- 7.- Osmay F., Aquino. " *Programa para el Análisis de Redes Eléctricas de Estructura Variable. Calidad de la Energía Eléctrica* ". Aplicación de la Computación en la Ingeniería Eléctrica. Diciembre 1993.
- 8.- Hamman, Johan ; Van Der Merwe, Frederik S. " *Voltage Harmonics Generated by Voltage-Fed Inverters Using PWM Natural Sampling* ". IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 3, No. 3, July 1988.
- 9.- Shipp, David D. " *Harmonic Analysis and Suppression for Electrical Systems Supplying Static Power Converters and Other Nonlinear Loads* ".

- IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-15, No. 5, September/October 1979.
- 10.- Fuchs, E. F. ; Roesler, D. J. ; Kovacs, K. P. " *Aging of Electrical Appliances Due to Harmonics of the Power System's Voltage* ". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-1, No. 3, July 1986.
  - 11.- Crepaz, Sergio. " *Eddy-Current Losses in Rectifier Transformers* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 7 September/October 1970.
  - 12.- Nishikawa H. ; Yokokura K. ; Masuda S. ; Yasuoka K. ; Okawa M. ; Koike H. ; Kato T. " *Harmonic Current Interruption Phenomena in Arc Furnace Filter Circuits* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10 October 1984.
  - 13.- Emanuel, Alexander Eingels ; Wang Xiaoming. " *Estimation of Loss of Life of Power Transformers Supplying Nonlinear Loads* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 3, March 1985.
  - 14.- Grebe, Thomas E. " *Application of Distribution System Capacitor Banks and Their Impact on Power Quality* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
  - 15.- Schieman, Robert G. ; Schmidt William C. " *Power Line Pollution By 3-Phase Thyristor Motor Drives* ". IEEE Industry Applications Soc. Annu. Meeting. October 11-14, 1976.
  - 16.- Mahmoud, Aly A. ; Shultz, Richard D. " *A Method for Analyzing Harmonic Distribution in A.C. Power Systems* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 6 June 1982.
  - 17.- Ranade, Satish J. " *Harmonic Characteristics and Impact of Utility-Interactive Photovoltaic Prototypes on the NUSU Distribution Feeder* ". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRD-1, No. 2, April 1986.

- 18.- Featheringill, William E. " *Power Transformer Loading* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-19, No. 1, January/February 1983.
- 19.- IEEE Working Group on Power System Harmonics. " *Power System Harmonics : An Overview* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 8 August 1983.
- 20.- Gray, James Will. " *Industrial Power Quality Considerations When Installing Adjustable Speed Drive Systems* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
- 21.- ANSI/IEEE. " *IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents* ". C57.110 - 1986.
- 22.- Lim, K. K. ; Hammond, M. A. " *Universal loss chart for the calculation of eddy-current losses in thick steel plates* ". PROC. IEE, Vol. 117, No. 4, April 1970.
- 23.- Silvester, P. " *AC Resistance and Reactance of Isolated Rectangular Conductors* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, No. 6 June 1967.
- 24.- Reid, W. Edward. " *Power Quality Issues -- Standards and Guidelines* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
- 25.- Pileggi, D. J. ; Chandra, N. H. ; Emanuel, A. E. " *Prediction of Harmonic Voltages in Distribution Systems* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3 March 1981.
- 26.- Saito, S. ; Inagaki, K. ; Salo, T. ; Inui, Y. ; Okuyama, K. ; Otani,, H. " *Eddy Currents in Structure Surrounding Large Current Bushings of a Large Capacity Transformer* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 11 November 1981.

- 27.- Dommel, H. W. ; Yan, A. ; Wei, Shi. " *Harmonics from Transformer Saturation* ". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRD-1, No. 2, April 1986.
- 28.- Greene, David J. ; Gross, Charles A. " *Nonlinear Modeling of Transformers* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 24, No. 3, May/June 1988.
- 29.- Kostenko, M. ; Piotrovsky, L. " *Máquinas Eléctricas. Tomo 2* ". Montaner y Simon S. A. 1968.
- 30.- Kennedy, Sheldon P. ; Ivey, C. L. " *Application, Design and Rating of Transformers Containing Harmonic Currents* ". IEEE Pulp, Paper Ind. Tech. Conf. Rec. 1990.
- 31.- Kozlowski, M. ; Turowski, J. " *Stray Losses and Local Overheating Hazard in Transformers* ". CIGRE, 1972 Session -- 28 August - 6 September.
- 32.- De Kuijper, C. E. M. " *Design, Tests and Service Considerations Associated with Temperature Rise and Temperature Distribution in Transformers* ". CIGRE, 1972 Session -- 28 August - 6 September.
- 33.- Fuchs, E. F. ; Roesler, D. J. ; Alashhab, F. S. " *Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power Systems Voltage. Part I : Transformers and Induction Machines* ". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 2, April 1987.
- 34.- Fuchs, E. F. ; Roesler, D. J. ; Kovacs, K. P. " *Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power Systems Voltage. Part II : Television Sets, Induction Watthour Meters and Universal Machines* ". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 2, April 1987.
- 35.- Arsenau, R. ; Moore, W. J. M. " *A Method for Estimating the Sinusoidal Iron Losses of a Transformer from Measurements made with Distorted*

- Voltage Waveforms* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10 April 1984.
- 36.- Linders, John R. " *Electric Wave Distortions : Their Hidden Costs and Containment* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-15, No. 5, September/October 1979.
- 37.- Kostenko, M. ; Piotrovsky, L. " *Máquinas Eléctricas. Tomo 1* ". Montaner y Simon S. A. 1979.
- 38.- Sharaf, A. M. " *Harmonic Interference from Distribution Systems* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8 August 1982.
- 39.- Moravek, James M. ; Lethert Edward. " *The k Factor : Clearing Up Its Mystery* ". EC&M. June 1993.
- 40.- Massey, Gregory W. " *Estimation Methods for Power System Harmonic Effects on Power Distribution Transformers* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 30, No. 2, March/April 1994.
- 41.- Nailen, Richard L. " *Those mysterious transformer "K-factors" : What are they and what do they mean* ". Electrical Apparatus. March 1992.
- 42.- Sueker, Keith H. " *Comments on " Harmonics : The Effects on Power Quality and Transformers "* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 31, No. 2, March/April 1995.
- 43.- Bishop, M. T. ; Gilker, C. " *Harmonic Caused Transformer Heating Evaluated by a Portable PC-Controlled Meter* ". Cooper Power Systems. 1993.
- 44.- McPartland, Brian J. " *Quizzes on the Code. Definitions -- Article 100* ". EC&M. January 1990.
- 45.- DeDad, John A. " *Who do you believe ?* ". EC&M. February 1993.



- 46.- Henderson, Robert D. " *Harmonics : The Effects on Power Quality and Transformers* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 30, No. 3, May/June 1994.
- 47.- Pierce, Linden W. " *Transformer Design and Application Considerations for Nonsinusoidal Load Currents* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
- 48.- IEEE Std 519-1992. " *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* ". IEEE. April 12, 1993.
- 49.- Stratford, Ray P. " *Analysis and Control of Harmonic Current in Systems with Static Power Converters* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. IA-17, No. 1, January/February 1981.
- 50.- Brune, Heribert ; Jansen, Hermann ; Vosen Helmut. " *Gas-immersed transformers* ". SCHORCH GMBH. 1989
- 51.- Sakui, Masaaki. " *An Analytical Method for Calculating Harmonic Currents of a Three-Phase Diode-Bridge Rectifier with dc Filter* ". IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 9, No. 6, November 1994.
- 52.- Kerszenbaum, Isadoro ; Mazur, Alexander ; Mistry, Mahendra ; Frank, Jerome. " *Specifying Dry - Type Distribution Transformers for Solid - State Applications* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 27, No. 1, January/February 1991.
- 53.- Pileggi, David J. ; Emanuel, Alexander E. " *Field Experience with Harmonics Injecting Equipment in Distribution Networks* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 8 August 1982.
- 54.- Emanuel, A. E. ; Levitsky F. J. " *Induction Watthour Meter Performance on Rectifier/Inverter Circuits* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 11 November 1981.

- 55.- Karasev, V. V. " *The Dependence of the Losses in Power Transformers Tanks in Function of Frequency and Temperature* ". Problems of Transformer Design, Trudy VEI, No. 79, 1969.
- 56.- Empresa Eléctrica Península de Santa Elena " *XIII Seminario de Distribución y V Seminario de Comercialización de Energía Eléctrica. Información Técnica* ". Salinas Mayo 17-18 y 19. 1995.
- 57.- ANSI/IEEE. " *IEEE Standard Terminology for Power and Distribution Transformers* ". C57.12.80 - 1978.
- 58.- ANSI/IEEE. " *IEEE Standard Test Code for Dry - Type Distribution and Power Transformers* ". C57.12.91 - 1979.
- 59.- ANSI/IEEE. " *IEEE Standard Test Code for Liquid - Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers and IEEE Guide for Short - Circuit Testing of Distribution and Power Transformers* ". C57.12.90 - 1987.
- 60.- OLADE. " *Energía en Cifras* ". SIEE. Julio 1993.
- 61.- Andrews, Douglas. " *Harmonic Measurements, Analysis, and Power Factor Correction in a Modern Steel Manufacturing Facility* ". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol. 32, No. 3, May/June 1996.
- 62.- Lahoti, B. D. ; Flowers, D. E. " *Evaluation of Transformer Loading Above Nameplate Rating* ". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4 April 1981.
- 63.- ICONTEC. " *Transformadores monofásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin cargas, pérdidas y tensión de cortocircuito* ". NTC 818. Cuarta revisión. 1995-11-29.
- 64.- ICONTEC. " *Transformadores trifásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin cargas, pérdidas y tensión de cortocircuito* ". NTC 819. Cuarta revisión. 1995-11-29.
- 65.- SIEMENS AKTIENGESELLSCHAFT. " *Power Engineering Guide. Transmission and Distribution* ". 1995.

- 66.- SQUARE D. Groupe Schneider. " *DRY Type Transformers For Non Linear Loads* ". Third Edition.
- 67.- Ling, Philip J. A. ; Eldirdge, Cyril J. " *Designing Modern Electrical Systems with Transformers that Inherently Reduce Harmonic Distortion in a PC-Rich Environment* ". POWERSMITHS. International Corp. 1997.
- 68.- Fink, Donald G. ; Beaty H. Wayne. " *Manual de Ingeniería Eléctrica. Tomos I, II, III, IV* ". McGraw-Hill. 1995
- 69.- Microsoft. " *Microsoft. Visual Basic. Programmer's Guide. Version 3.0* ". Microsoft Corporation.
- 70.- Microsoft. " *Microsoft. Visual Basic. Language Reference. Version 3.0* ". Microsoft Corporation.
- 71.- Microsoft. " *Manual de usuario de Visual Basic. Microsoft Excel* ". Microsoft Corporation.
- 72.- Cerida, Américo. " *Análisis de Armónicos en Acería Pisco* ". CIER - Comité Peruano - SOMSE - XVI Jornadas - 1992.
- 74.- Mohan, Ned. ; Undeland, Tore M. ; Robbins, William P. " *Power Electronics : Converters, Applications and Design* ". John Wiley & Sons. 1989.
- 75.- Corrales Martín, Juan. " *Cálculo Industrial de Máquinas Eléctricas* ". Marcombo. Boixareu Editores. 1976.
- 76.- Thaler, George J. ; Wilcox, Milton L. " *Máquinas Eléctricas* ". Limusa-Wiley, S.A. 1966.
- 77.- ANSI/IEEE. " *Guide for Loading Mineral - Oil Immersed Overhead and Pad - Mounted Distribution Transformers* ". C57.91. 1981
- 78.- ANSI/IEEE. " *Guide for Loading Dry - Type Distribution and Power Transformers* ". C57.96. 1959

## *Anexo 1*

# *NLTRAN : Manual del Usuario*

**NLTRAN** ( *Nonlinear Loads Transformer's Analyzer* ) es un programa que permite la determinación de la potencia adecuada de transformadores de distribución, de potencia, de cámaras de transformación industrial o comercial cuya carga tiene características de no linealidad. Incluye además análisis gráficos de la variación de las pérdidas del transformador en función de la carga no lineal.

**NLTRAN** ha sido desarrollado en un entorno de Windows y funciona con versiones iguales o superiores a Windows 3.11. Requiere además un computador con procesador matemático incluido y una tarjeta de vídeo de por lo menos 256 KBytes.

**NLTRAN** posee también un Sistema de Impresión que funciona adecuadamente con la impresora predeterminada en Windows.

### **FORMULARIOS DE OPERACION**

**NLTRAN**, al ser ejecutado, muestra como formulario de entrada el siguiente :

ESCUOLA POLITÉCNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
PROGRAMAS PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE  
TRANSFORMADORES PARA ALIMENTAR  
CARGAS NO LINEALES  
**NLTRAN**  
JUAN CARLOS HERRERA HERRERA  
Junio 1997  
Continuar

El comando Continuar permite acceder al formulario que contiene el Menú Principal.

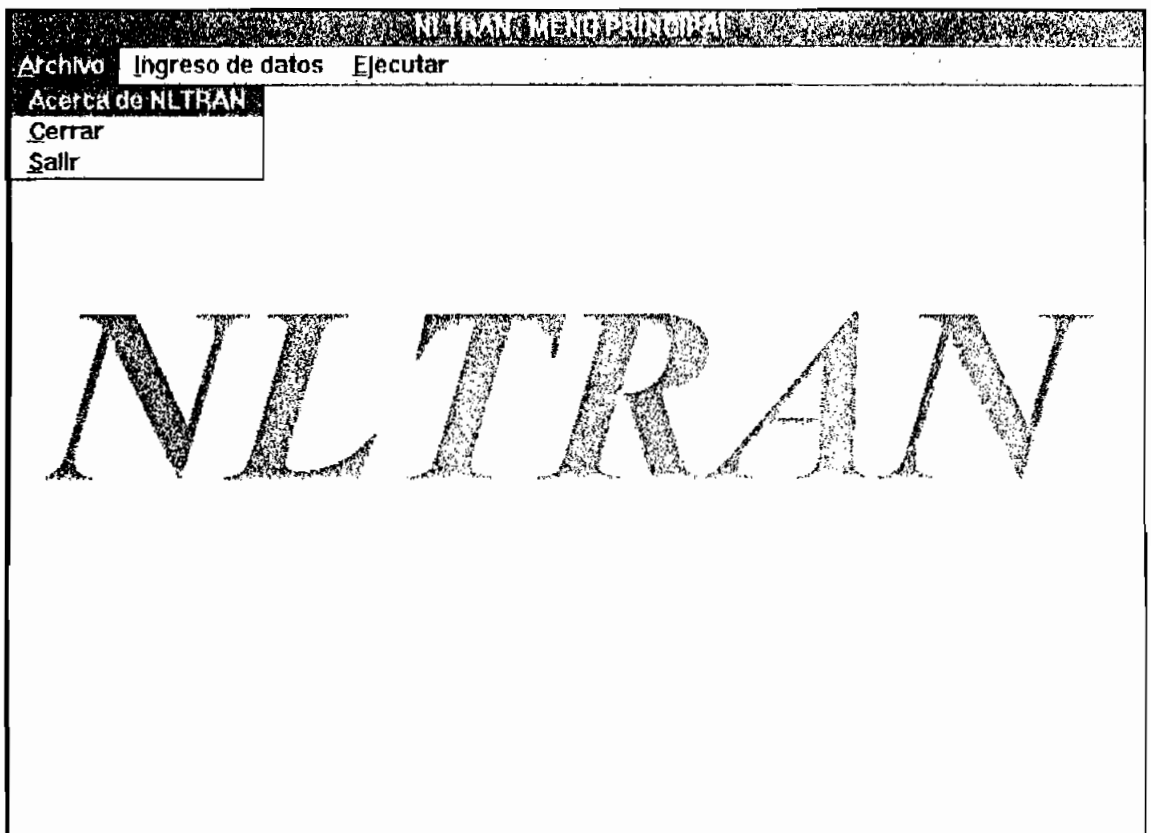
Nota : Todos los comandos en *NLTRAN* se ejecutan al hacer sobre ellos un "click" con el botón izquierdo del mouse o ratón. También se puede utilizar la tecla del tabulador (*Tab*) para desplazarse entre los diferentes comandos de un formulario y una vez localizado el de interés presionar la tecla *ENTER*.

Otra forma de ejecutar un comando es presionando las teclas ALT+(tecla subrayada) en los comandos que dispongan de una de sus letras subrayadas. Por ejemplo, el comando Continuar también se ejecuta si se presiona las teclas ALT+C

En el Menú Principal se muestran los siguientes submenús : *Archivo*, *Ingreso de Datos* y *Ejecutar*.

#### 1.- Submenú Archivo

Este, al ser desplegado presenta las siguientes opciones :



**1.1 Acerca de NLTRAN :** Permite conocer datos sobre la autoría del programa

**1.2 Cerrar :** Descarga el caso analizado permitiendo acceder o ingresar un nuevo caso o proceso de cálculo.

**1.3 Salir :** Permite al usuario descargar el programa de memoria terminando su ejecución.

## 2.- Submenú Ingreso de Datos

Este, al ser desplegado presenta las opciones *Datos Propios* y *Abrir Archivo de espectros*:



**2.1 Datos Propios :** Despliega un formulario destinado al ingreso de espectro(s) armónicos de la(s) corriente(s) de carga, voltajes, potencia nominal de las cargas en caso de haber más de una, tipo de sistema, etc. Toda esta información se introduce en el siguiente formulario :

**Ingreso de Datos**

Pda Carga:    
 Orden del Máximo Armónico Conocido:

Voltaje de Línea (lado Primario) (V):    
 Voltaje de Línea (lado Secundario) (V):

Potencia Nominal (kVA):    
 Orden:    
 Magnitud (Amperios):

Espectro Armónico de cada Carga (Amperios)					Potencia Nominal de cada Carga (kVA)	
orden	1	2	3		espectro	potencia
0	0	0	0		1	123
1	56	0	0		2	0
2	0	0	0		3	0
3	0	0	0		4	0
4	0	0	0		5	0
5	0	0	0			
6	0	0	0			
7	0	0	0			
8	0	0	0			
9	0	0	0			
10	0	0	0			

**# de Cargas y Orden del máximo armónico conocido**, estos datos se aceptan juntos mediante el botón " ok " junto a ellos. NLTRAN permite hasta 15 cargas distintas conectadas al transformador, con un contenido armónico en la corriente de carga de hasta el 64 armónico. Es importante introducir el dato del máximo armónico que se conoce del espectro(s) de la(s) corriente(s) de carga.

**Sistema**, haciendo " click " con el botón izquierdo del mouse se escoge entre sistema Monofásico o Trifásico.

**Voltaje de Línea Primario / Secundario**, NLTRAN entiende por primario el lado de alto voltaje y por secundario el de bajo voltaje (lado de la carga). Si los valores ingresados están en conflicto con la última observación se despliega un mensaje de error y no se aceptan los datos. Ambos valores se aceptan presionando el botón de " ok " junto a ellos.



**Espectro**, casillero para indicar el número de carga cuyo espectro se va a especificar.

**Potencia**, Casillero solo disponible si se va a trabajar con más de una carga. Es el valor de la potencia nominal (en kVA) de la carga seleccionada.

**Orden / Magnitud (Amperios)**, es el orden del armónico y la magnitud correspondiente (en amperios) a ese armónico

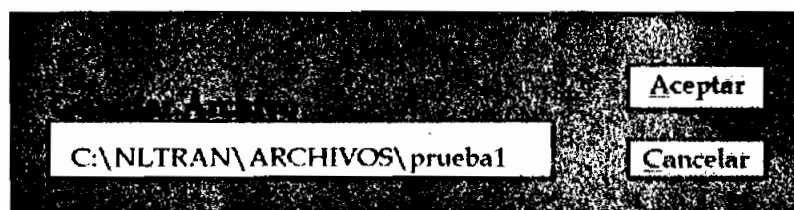
Los datos de Espectro, Potencia, Orden y Magnitud se aceptan en conjunto mediante el botón " *ok all* ". De existir conflicto aparecen mensajes de error indicando la naturaleza del problema.

Nota : en todos los espectros debe conocerse necesariamente la magnitud de la corriente fundamental y la magnitud de corriente correspondiente al Máximo Armónico Conocido de por lo menos un espectro de carga. La componente DC (armónico 0) no se toma en cuenta.

Los datos ingresados pueden observarse en las grillas a la derecha del formulario. Utilizando las barras de desplazamiento se pueden observar más datos.

Comando **Aceptar datos**, si no existe conflicto en los datos ingresados este objeto permite acceder al Menú Principal. De no ser así se despliegan mensajes de error en cajas de diálogo indicando la naturaleza del problema.

Comando **Grabar**, permite grabar los datos ingresados en cualquier unidad de disco. Al ser ejecutado despliega una caja de diálogo en la que se debe indicar el " *path* " o ruta correspondiente, por ejemplo :



El botón *Aceptar* de esta caja permite almacenar los datos en el path especificado. Para este ejemplo se crea el archivo prueba1 bajo el directorio NLTRAN y bajo el subdirectorio ARCHIVOS, que se supone ya existían con anterioridad. Además de prueba1 se generan otros archivos automáticamente con extensiones .\$\$p, .\$na, \$nf, \$st, \$vp, \$vs. NO DEBEN BORRARSE ESTOS ARCHIVOS, NLTRAN los necesita para su ejecución. En caso de necesitarse transportar el archivo prueba1 a otro computador es necesario copiar junto con él los demás archivos creados automáticamente. El botón *Cancelar* oculta la caja de diálogo de grabación.

Comando *Borrar Todo*, borra todos los datos ingresados.

Comando *Cancelar*, Borra todos los datos ingresados y permite visualizar el Menú Principal.

Comando *Regresar*, solo disponible en tiempo de ejecución. Permite acceder al Menú Principal.

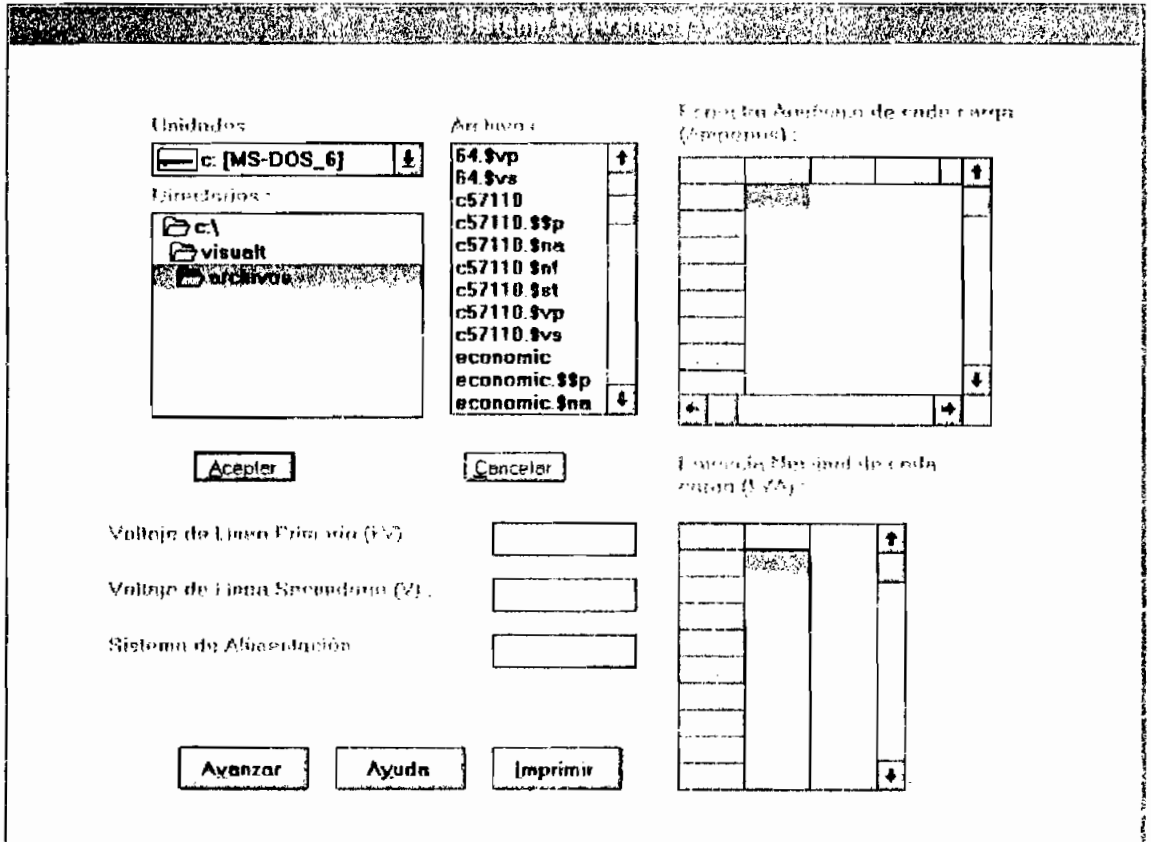
**2.2 Abrir Archivo de Espectros :** Si los datos anteriores fueron grabados en un archivo utilizando NLTRAN, pueden recuperarse mediante esta opción. Si elección, ya sea mediante un click con el botón izquierdo del ratón o utilizando los cursores hasta resaltarlo y aceptando con la tecla ENTER, permite acceder al Sistema de Archivos de NLTRAN. Este consta de un formulario que contiene :

Drive *Unidades*, posee al lado derecho una flecha que se puede manipular con el ratón hasta ubicar el drive o unidad de disco de interés.

Dir *Directorios*, sirve para elegir el directorio o los directorios bajo cuales está el archivo de interés. La *barra de desplazamiento* permite una rápida navegación en el árbol de directorios.

File *Archivos*, permite escoger el archivo de trabajo, que está en la unidad de disco seleccionada y bajo los directorios especificados. El Sistema de Archivos sólo puede recuperar archivos creados por NLTRAN. Cualquier

intento de recuperar otro tipo de archivo es invalidado y se despliega una caja de diálogo con un mensaje de error indicando la naturaleza del problema.



Para escoger un archivo correctamente hay que primero resaltar aquel SIN EXTENSION, mediante el mouse o usando las teclas de cursor verticales; una vez resaltado se acciona la tecla *ENTER* o se provoca un doble click con el botón izquierdo del mouse o se presiona el botón *Aceptar*. Cualquier violación a estas recomendaciones provocan la aparición de cajas de diálogo con mensajes de error que indican la naturaleza del problema.

Si el archivo ha sido recuperado con éxito se puede ver su contenido en pantalla.

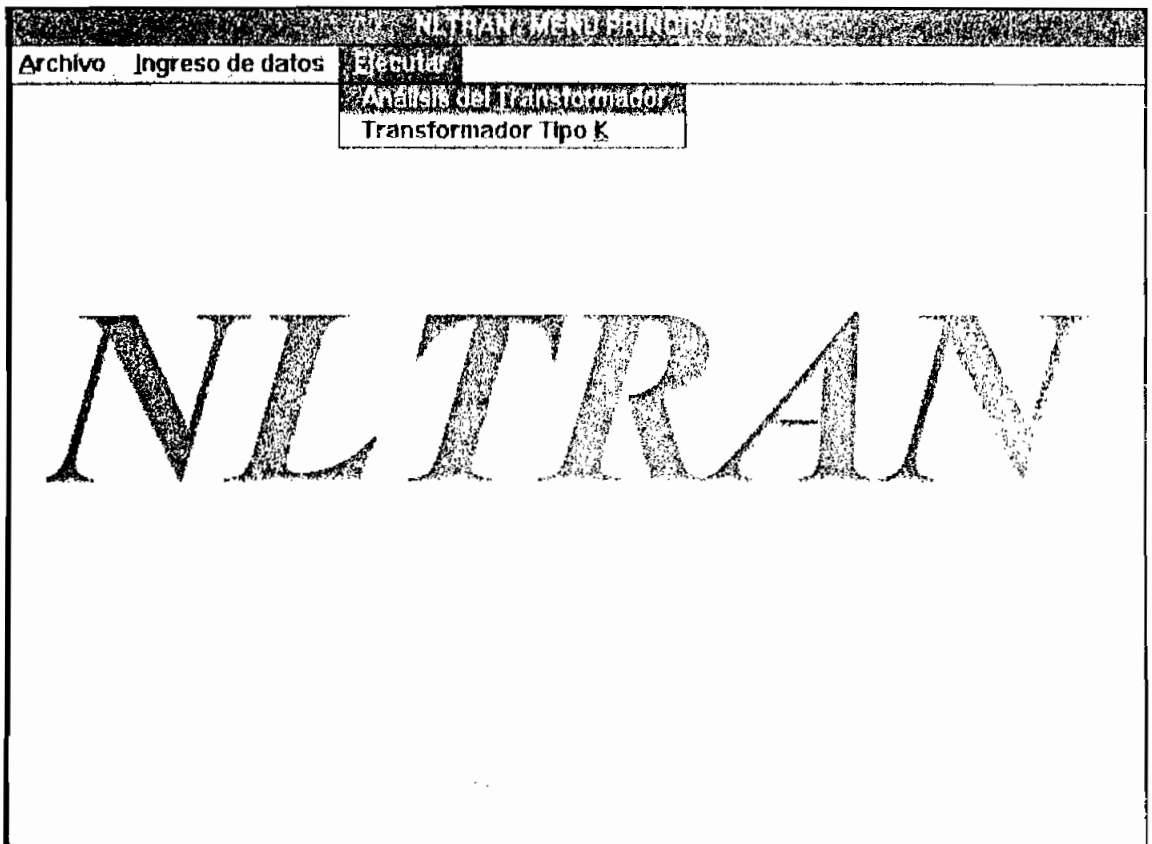
Comando *Cancelar*, permite abandonar el Sistema de Archivos y visualizar el Menú Principal.

Comando *Avanzar*, una vez escogido adecuadamente el archivo de trabajo permite visualizar el Menú Principal.

Comando *Imprimir*, visualiza el formulario de impresión. Asegúrese de que la impresora esté encendida, que tenga papel y que sea la impresora predeterminada en Windows. De no cumplirse alguna de estas condiciones es recomendable salir del programa y configurar la impresora. La calidad de impresión depende de la calidad de la impresora y de la tarjeta de gráficos disponible en el computador. Se obtienen resultados aceptables con una tarjeta de 256 kB y resultados óptimos con una tarjeta de 1 MB.

### 3.- Submenú Ejecutar

Consta de dos opciones : *Transformador Tipo K* o *Análisis del Transformador*.



3.1 *Transformador tipo K* : Al escoger esta opción, como se ha descrito en 2.2, se tiene acceso al formulario que se muestra a continuación :

*Especificación de la corriente nominal Tipo I*

NLTRAN ha encontrado que la potencia mínima del transformador Tipo-K necesaria para alimentar satisfactorialmente la carga es de :  kVA

NLTRAN necesita conocer un valor de potencia normalizado para especificar el factor-K adecuado.

Ingrese el valor de potencia :  kVA

En la caja de texto debe ingresarse un valor de potencia normalizado mayor o igual a la potencia calculada (en kVA). Si se ingresa un valor inferior se despliega una caja de diálogo con un mensaje de error indicando la naturaleza del problema.

Comando *Aceptar*, permite aceptar el valor de potencia ingresado.

Comando *Borrar*, borra el valor de potencia ingresado.

Luego de haber ingresado un valor de potencia adecuado *NLTRAN* despliega un formulario con resultados.

Comando *Regresar*, permite visualizar el formulario de Ingreso de espectros Armónicos o el Sistema de Archivos, según sea el caso.

*Especificación de un transformador Tipo K*

NLTRAN ha encontrado que la potencia mínima del transformador Tipo-K necesaria para alimentar satisfactorialmente la carga es de: 2556.72428637 kVA

NLTRAN necesita conocer un valor de potencia normalizado para especificar el factor-K adecuado.

Ingrese el valor de potencia:  kVA

---

Con la potencia del transformador especificada por Usted,  
NLTRAN ha determinado lo siguiente:

Factor K mínimo especificado: 1.97693021560149

Corriente de carga calculada: 3075.26136455115 A

Comando *Imprimir*, hace posible imprimir el formulario de Especificación del Transformador tipo K. Asegúrese de que la impresora esté encendida, que tenga papel y que sea la impresora predeterminada en Windows. De no cumplirse alguna de estas condiciones es recomendable salir del programa y configurar la impresora. La calidad de impresión depende de la calidad de la impresora y de la tarjeta de gráficos disponible en el computador. Se obtienen resultados aceptables con una tarjeta de 256 kB y resultados óptimos con una tarjeta de 1 MB.

**3.2 Análisis del Transformador :** en este punto NLTRAN ha determinado la potencia mínima del transformador estándar para alimentar la carga con el contenido armónico propuesto. Es necesario ahora escoger un transformador de potencia adecuada y comenzar a introducir la mayor cantidad de datos del mismo. Los datos han de ingresarse en orden

secuencial y se aceptan solo después de presionar el botón **ok** a un costo cada caja para el ingreso de parámetros. Ha de declararse :

La Potencia nominal del transformador escogido es necesaria para dimensionar la carga que puede ser alimentada por el transformador. Para mayor rapidez su catálogo o el resultado de sus búsquedas ingresadas a través de la unidad de datos del transformador que haya escogido le será de gran utilidad para realizar un estudio de los datos del desmontaje del mismo.

Transf. Inmerso en aceite     
  delta - estrella     
  estrella - delta  
 Transf. Tipo seco     
  delta - delta     
  estrella - estrella

Potencia nominal del transformador escogido : KVA

Pérdidas en el cobre ( $P_{CR}$ ) nominales : W

Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento : W

Pérdidas por corrientes de Eddy nominales : W

Pérdidas de carga nominales : W

Resistencia del bobinado primario por fase : ohm

Resistencia del bobinado secundario por fase : ohm

**Tipo de aislamiento del transformador**, haciendo un click con el botón izquierdo del mouse sobre la opción *Transf. Inmerso en aceite* ó *Transf. Tipo seco* queda especificada esta característica.

**Tipo de conexión**, opción disponible solo en sistemas trifásicos. Si por ejemplo con el mouse se escoge la opción *estrella-delta* se está declarando que el primario (alto voltaje) está en conexión estrella mientras que el secundario (bajo voltaje o lado de la carga) está en conexión delta.

**Potencia nominal del transformador escogido**, este dato es indispensable. Si se introduce un valor inferior al especificado como mínimo por *NLTRAN* se despliega una caja de diálogo con un mensaje de advertencia y se acepta el dato.

***Pérdidas en el cobre nominales***, si este valor es superior a la Potencia nominal se despliega un mensaje de error y se acepta el dato.

***Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento***, si este valor es superior a las Pérdidas en el cobre nominales se despliega una caja de diálogo con un mensaje de advertencia.

***Pérdidas por corrientes de Eddy nominales***, si este valor es superior a las Pérdidas por corrientes de Eddy en el punto de máximo calentamiento se despliega una caja de diálogo con un mensaje de error y se descarta el dato.

***Pérdidas de carga nominales***, si este valor es inferior a cualquiera de las otras pérdidas se despliega una caja de diálogo con un mensaje de error y se descarta el dato.

***Resistencia del bobinado primario/secundario por fase***, si se dispone de estos dos datos *NLTRAN* calcula las pérdidas en el cobre nominales y compara este valor con el reportado por el usuario, si lo ha hecho. De haber contradicción se despliega una caja de diálogo con un mensaje de error y se descartan ambos datos. Si no se conoce ambos valores de resistencia puede ingresarse únicamente el del secundario (lado de carga) por ser importante.

Comando ***Continuar***, si no existe conflicto con los parámetros ingresados permite desplegar el formulario de Resultados (3.2.1).

Comando ***Modificar***, permite borrar todos los datos ingresados. *NLTRAN* despliega una caja de diálogo con un mensaje de advertencia y sugiere imprimir los valores antes de perderlos definitivamente.

***Comando Imprimir***, activando éste *NLTRAN* imprime los datos ingresados. Asegúrese de que la impresora esté encendida, que tenga papel y que sea la impresora predeterminada en Windows. De no cumplirse alguna de estas condiciones es recomendable salir del programa y configurar la impresora. La calidad de impresión depende de la calidad de la impresora y de la tarjeta de gráficos disponible en el computador. Se obtienen resultados



aceptables con una tarjeta de 256 kB y resultados óptimos con una tarjeta de 1 MB.

Comando *Regresar*, solo disponible en tiempo de ejecución. Permite visualizar el formulario de Ingreso de Espectros Armónicos ó el Sistema de Archivos, según sea el caso.

**3.2.1 Formulario de Resultados :** despliega los resultados y presenta las siguientes opciones :

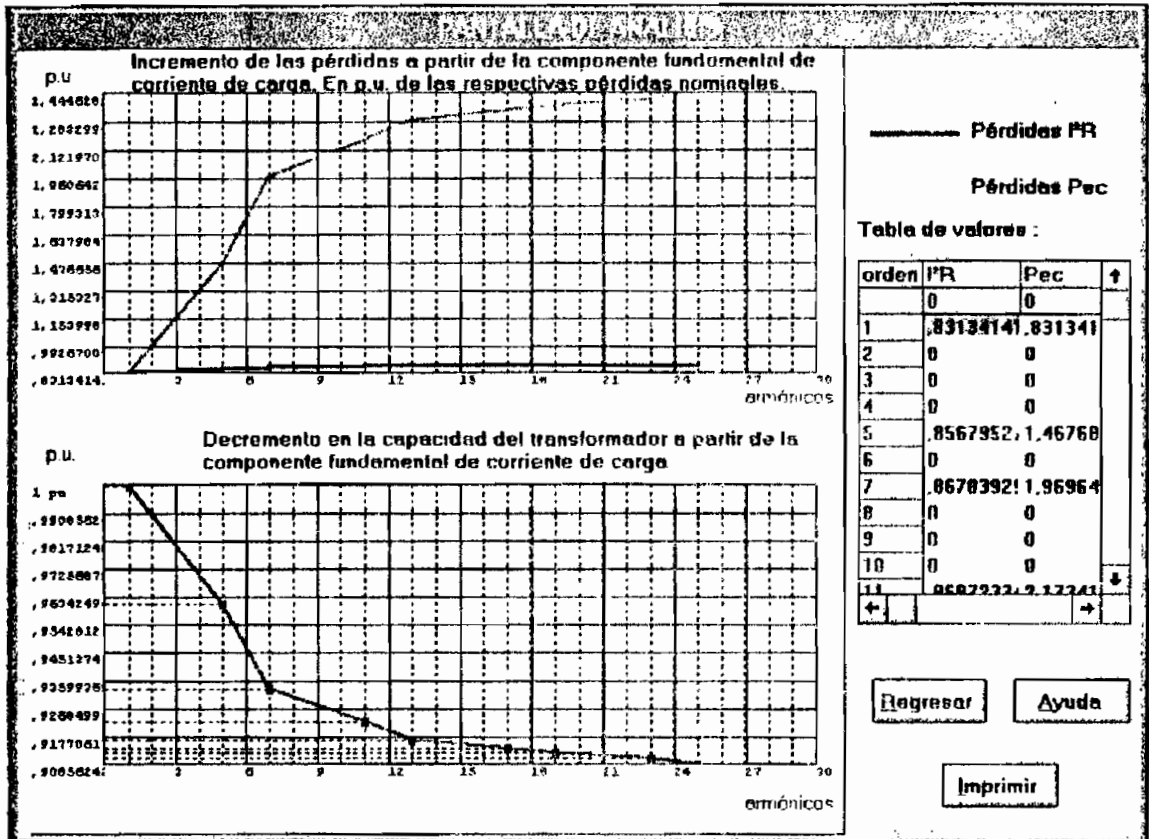
PÉRDIDAS NOMINALES			
Corriente nominal en el secundario del transformador :		833.33333333	A
Valor eficaz de la corriente de carga calculada :		883.69629726	A
Valor eficaz de la corriente de carga, con la composición armónica dada, máxima permisible :		719.92893353	A
	<b>Pérdidas nominales :</b>		<b>Pérdidas armónicas a la condición de carga dada :</b>
Pérdidas I <sup>2</sup> R :	1467.62	W	1364.746431879: W
Pérdidas Pec promedio :	43.445853415171	W	136.9639284300: W
Pérdidas Pec en el punto de máx. calentamiento :	243.2967749816	W	766.9979861462: W
Pérdidas de carga promedio :	1511.065853416	W	1501.710360399: W
Pérdidas de carga máximas :	1710.9167749811	W	2131.744418025: W
Porcentaje de sobrecarga a la condición de carga dada : 111.622854 %			
En vista de que a la condición de carga dada, con el contenido armónico especificado, existe sobrecarga sería recomendable escoger un transformador de mayor capacidad y volver a realizar el análisis.			
<input type="button" value="Regresar"/> <input type="button" value="Ver Gráficos"/> <input type="button" value="Imprimir"/> <input type="button" value="Ayuda"/>			

Comando *Regresar*, permite visualizar el Menú Principal.

Comando *Imprimir*, permite imprimir el formulario de resultados. Se cumplen las mismas consideraciones que en los otros comandos de este tipo.

Comando *Ver Gráficos*, permite desplegar el Formulario de Gráficos (3.2.1.1). No se encuentra disponible si el o los espectros armónicos de la corriente de carga poseen solo la componente fundamental.

3.2.1.1 *Formulario de Gráficos* : se despliega un formulario de datos conteniendo :



*Incremento de las pérdidas a partir de la componente fundamental de corriente de carga. En p.u. de las respectivas pérdidas nominales.* se despliegan dos series de puntos unidos por líneas de colores para una mejor apreciación pero ha de recordarse que son datos discretos correspondientes a cada armónico conocido. Los valores exactos de los puntos se muestran en la grilla a la derecha de los gráficos. E posible desplazarse en la grilla para ver datos ocultos utilizando las barras de desplazamiento horizontal o vertical. Se reportan valores para las pérdidas en el cobre y para las pérdidas por corrientes de Eddy.

***Decremento en la capacidad del transformador a partir de la componente fundamental de corriente de carga***, al igual que en el gráfico anterior, se despliega una serie de puntos mostrando el efecto combinado de las componentes armónicas en la corriente de carga.

***Tabla de valores***, para mayor exactitud en los valores de interés se despliega una grilla con los valores exactos de cada punto para los tres parámetros antes mencionados.

Comando ***Regresar***, permite visualizar el formulario de resultados.

Comando ***Imprimir***, permite imprimir el formulario de gráficos. Se cumplen las mismas consideraciones que para los otros comandos de impresión analizados anteriormente.

Información adicional puede obtenerse del Sistema de Ayuda de ***NLTRAN*** al que se tiene acceso en todos los formularios mediante el Comando ***Ayuda***.

## *Anexo 2*

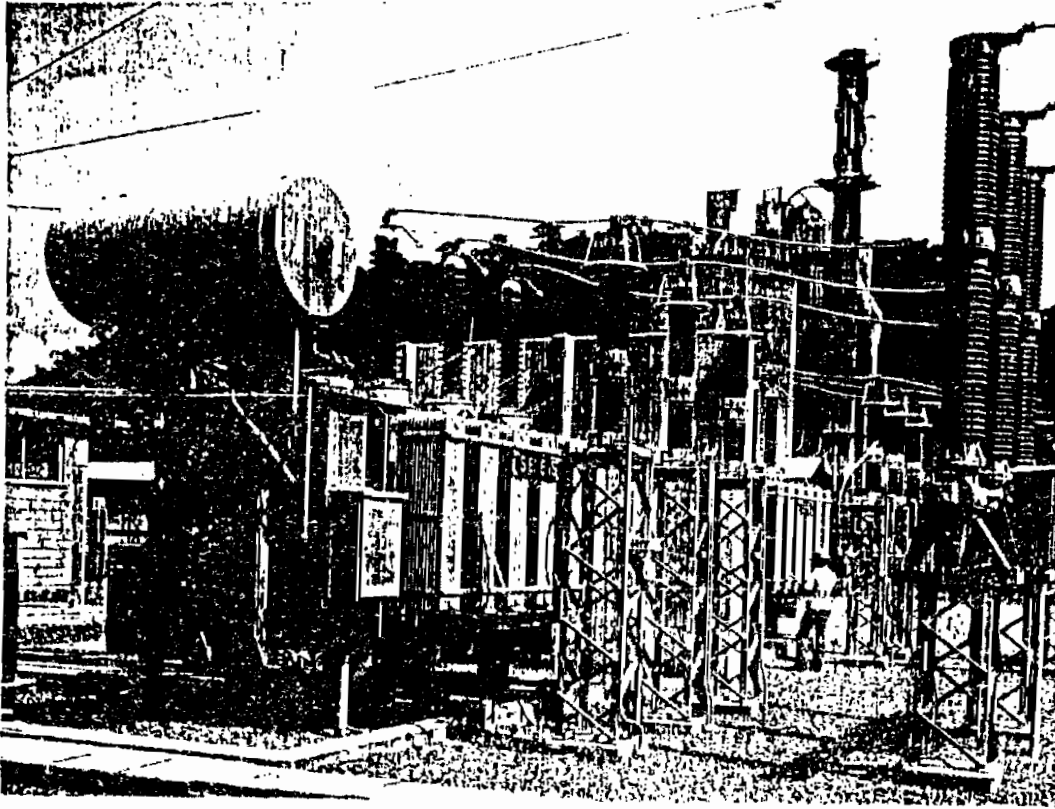
# ***CARACTERISTICAS DE ALGUNOS TIPOS DE TRANSFORMADORES***

Con el propósito de poder aplicar las distintas metodologías de análisis expuestas en este trabajo se incluyen catálogos de algunos tipos de transformadores.

En ellos se reportan algunas características que son de interés, específicamente los valores de pérdidas. En algunos casos también se incluyen las resistencias de los bobinados.

# SIEMENS

## Transformadores de potencia y distribución



pérdidas declaradas; b) pérdidas con carga y sin carga (en vacío): + 15% de las pérdidas declaradas, teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales.

2. Relación de transformación sin carga (en vacío) de la derivación principal (relación de transformación nominal): El más bajo de los siguientes valores: a)  $\pm 0.5\%$  de la relación declarada o un porcentaje de la relación de transformación declarada igual al 10% de la tensión de cortocircuito nominal. b) Si el voltaje por espira excede esta tolerancia, la relación en las derivaciones debe corresponder a la relación de la espira más cercana.
3. Tensión de cortocircuito (para la derivación principal en transformadores con dos devanados):  $\pm 10\%$  de la tensión de cortocircuito declarada para esa derivación.
4. Corriente sin carga (en vacío):  $\pm 30\%$  de la corriente sin carga declarada.

### Ensayos al aceite

**Rigidez dieléctrica:** mide la aptitud de un aceite para resistir los esfuerzos eléctricos, indicando la presencia de agentes contaminantes tales como agua o partículas conductoras. Sin embargo, una tensión de ruptura alta no constituye un índice formal de ausencia de contaminantes.

**Nr. de neutralización:** Es una medida de los constituyentes o agentes contaminantes ácidos en el aceite. Su valor, poco importante para aceites nuevos, crece como consecuencia del envejecimiento por oxidación y es utilizado como índice general que permite determinar el momento preciso para reemplazarlo o para regenerarlo. Al ser el Nr. de neutralización muy alto, se puede prever que hay presencia de lodos que se constituyen por productos en un estado de oxidación avanzado.

**Contenido de agua:** se mide en partes por millón (ppm). El agua puede provenir del aire atmosférico o de la degradación de materiales aislantes. Cuando su presencia es mínima no

modifica el aspecto del aceite. Sin embargo la solubilidad del agua en el aceite aumenta en función de la temperatura y del Nr. de neutralización y al superar el valor de saturación, aparece en forma de goticas o de turbulencia presentando una disminución de la rigidez dieléctrica y de la resistividad, aumentando el factor de disipación eléctrico.

**Tensión interfacial:** es la existente entre el agua y el aceite y permite descubrir los agentes contaminantes polares solubles y los productos de degradación.

**Color y aspecto:** El color de un aceite aislante está determinado por la luz transmitida y está expresado por un número obtenido de su comparación con una serie de colores normalizados. Un índice de color fuerte o trans-

formándose rápidamente puede indicar una degradación o una contaminación del aceite.

Además del color, el aspecto visual de un aceite puede poner en evidencia turbulencias y sedimentos, lo que puede indicar la presencia de agua libre, de lodos insolubles, de carbón, de fibras, de polvo, etc.

**Factor de potencia:** conocido también como factor de disipación ó tangente delta, es una medida de las pérdidas dieléctricas cuando se usa dentro de un campo eléctrico alterno y de la energía disipada en forma de calor. Un bajo factor de potencia indica bajas pérdidas en el dieléctrico. El factor de potencia es un indicador útil como medio en el control de calidad y permite determinar hasta que punto un aceite ya no es regenerable.

SIEMENS											
Formulario de Pruebas para Transformadores											
Información General											
Nombre		Fabricación		Características		Fecha		Destino		No. Serie	
Especificaciones Técnicas											
Valores Nominales											
Resultados de Ensayos											
Características Mecánicas											
Observaciones											
Firma y Sello											
<p>1) Rigidez dieléctrica (kV/cm)</p> <p>2) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>3) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>4) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>5) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>6) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>7) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>8) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>9) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>10) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>11) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>12) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>13) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>14) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>15) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>16) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>17) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>18) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>19) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>20) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>21) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>22) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>23) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>24) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>25) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>26) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>27) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>28) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>29) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>30) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>31) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>32) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>33) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>34) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>35) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>36) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>37) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>38) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>39) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>40) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>41) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>42) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>43) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>44) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>45) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>46) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>47) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>48) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>49) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>50) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>51) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>52) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>53) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>54) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>55) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>56) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>57) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>58) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>59) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>60) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>61) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>62) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>63) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>64) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>65) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>66) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>67) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>68) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>69) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>70) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>71) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>72) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>73) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>74) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>75) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>76) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>77) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>78) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>79) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>80) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>81) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>82) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>83) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>84) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>85) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>86) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>87) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>88) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>89) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>90) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>91) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>92) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>93) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>94) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>95) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>96) Tensión de ruptura (kV)</p>											
<p>97) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>98) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>99) Tensión de ruptura (kV)</p> <p>100) Tensión de ruptura (kV)</p>											

Protocolo de pruebas según Icontec 1356, segunda revisión.

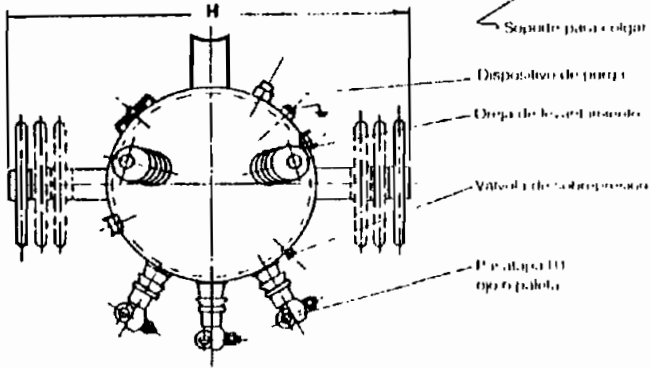
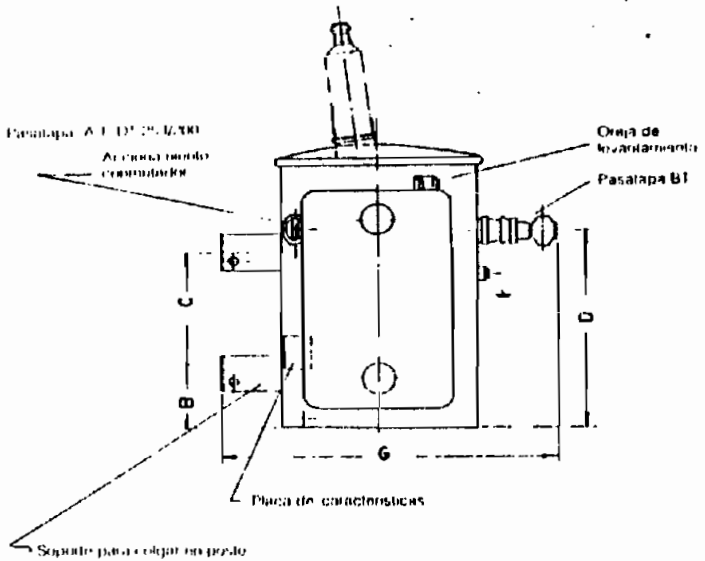
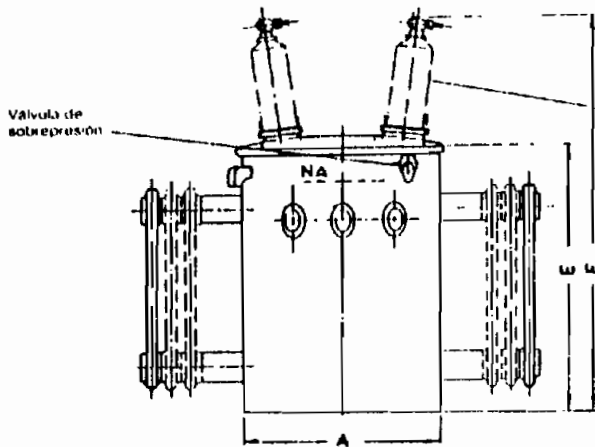
# Transformadores de distribución - 15 kV

## Dimensiones generales

Transformadores monofásicos  
(Ejecución normalizada)  
5- 100 kVA - Serie 15 kV  
(\* 167.5 kVA bajo pedido)

## Tensiones más comunes

Voltaje primario: 13 200 V o 7 620 V  
Voltaje secundario: 240/120 V (Vacío)



- 1) Soporte para colgar en poste: ≤ 75 kVA Tipo A y ≤ 100 kVA Tipo B (IEC 1470)
- 2) Soportado de 5 a 15 kVA sin radiadores
- 3) 25 y 37.5 kVA con un grupo de radiadores en el lado derecho
- 4) De 50 kVA en adelante con dos grupos de radiadores
- 5) HLA - Nivel de aceite marcado en el interior del tanque

Transformador	Potencia (kVA)	Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.								
		P <sub>0</sub> (W)	P <sub>cu</sub> (W)	l <sub>0</sub> %	U <sub>z</sub> %	Litros aceite	Peso total kg	Nivel de aceite	A	B	C	D	E	F	G	H
123	5	35	105	2.6	2.6	24	82	380	315	90	286	310	485	810	510	370
163	10	60	150	2.6	2.3	27	107	390	340	100	286	320	495	820	535	390
193	15	85	215	2.6	2.9	32	117	450	340	100	286	385	560	890	535	390
213	25	125	330	2.2	2.7	37	154	475	365	100	286	405	585	920	570	485
233	37.5	165	455	2.1	2.8	49	199	475	420	100	286	405	585	910	655	575
263	50	200	575	2.0	2.8	51	230	475	420	100	286	405	585	910	655	690
323	75	255	815	1.7	2.9	62	300	520	440	100	395	450	630	960	675	870
383	100	330	1070	1.7	3.5	95	380	535	517	100	460	465	650	990	750	1110

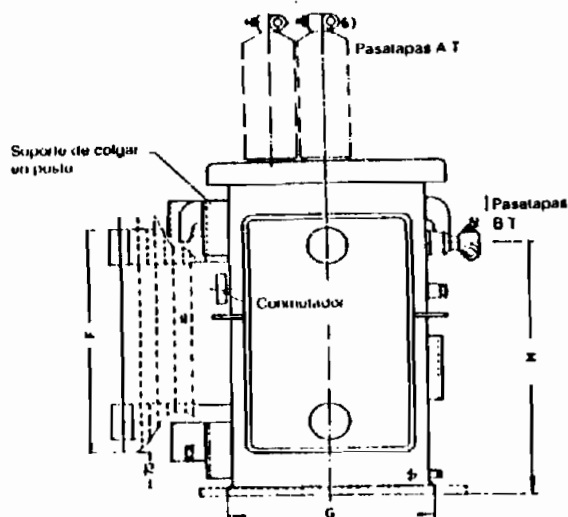
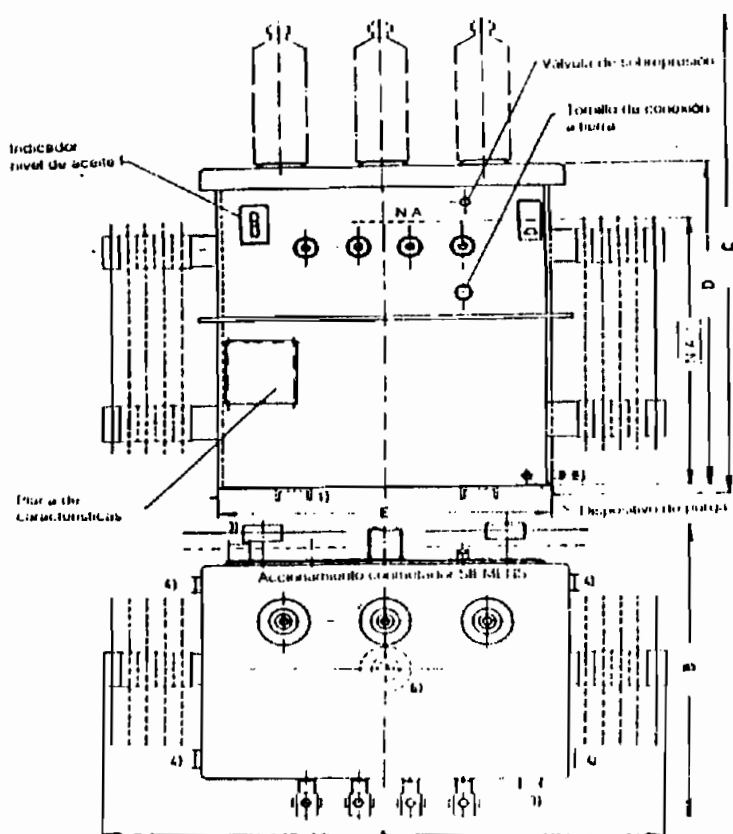
# Transformadores de distribución - 15 kV

## Dimensiones generales

Transformadores trifásicos  
(Ejecución normalizada)  
15 - 150 kVA - Serie 15 kV

## Tensiones más comunes

Voltaje primario: 13.200 V y 11.400 V  
Voltaje secundario: 440/254 V (Plena carga)  
220/127 V  
208/120 V



- 1) El transformador de 150 kVA con 4 grupos de radiadores y con chasis para fijar en postes H
- 2) El transformador de 15 kVA no lleva radiadores
- 3) Única posición de las orejas para los transformadores de 15 kVA a 75 kVA
- 4) Los transformadores de 150 y 112.5 kVA llevan 4 orejas
- 5) Los pasatapas de B T hasta 420 A tipo ojo/pala.
- 6) Posición del pasatapa central de alta tensión para los tratos de 15 y 30 kVA
- 7) Esta dimensión no incluye soporte de colgar en poste, pero si los radiadores
- 8) Tornillo de conexión a tierra para 150 kVA.

Transformador	Potencia (kVA)	Datos garantizados a 85°C				Pesos y volumen aproximados		Dimensiones en mm.								
		Po (W)	Pcu (W)	Io %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	Nivel de aceite	A	B	C	D	E	F	G	H
163	15	95	360	3.2	2.9	39	179	395	595	515	965	611	524	395	289	335
203	30	160	595	3.2	2.8	51	229	456	765	530	1025	671	524	450	304	375
213	45	215	855	2.6	2.9	67	304	456	985	585	1025	671	584	450	359	395
263	75	315	1265	2.4	2.9	81	370	481	1280	630	1025	671	619	450	394	420
323	112.5	440	1760	1.8	2.9	106	485	536	1455	660	1065	711	655	490	410	480
383	150	540	2285	1.5	2.9	125	597	559	1335	870	1065	711	695	-)	415	510



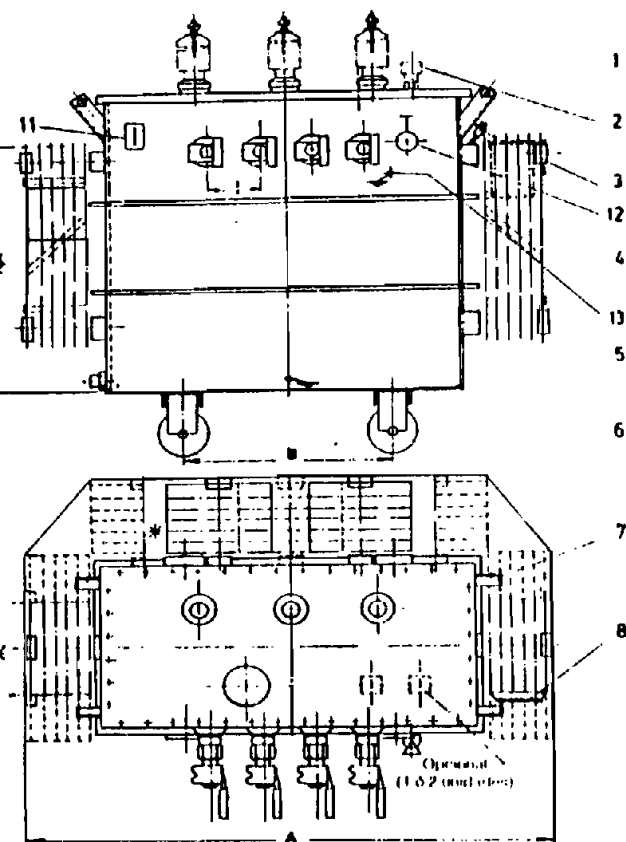
# Transformadores de potencia media - 15 kV

## Dimensiones generales

Transformadores trífásicos  
Ejecución normalizada  
225 - 800 kVA - Serie 15 kV

## Tensiones más comunes

Voltaje primario 13 200 V y 11 400 V  
Voltaje secundario 440/254 V (Plena carga)  
220/127 V  
208/120 V

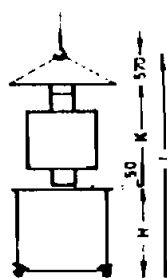
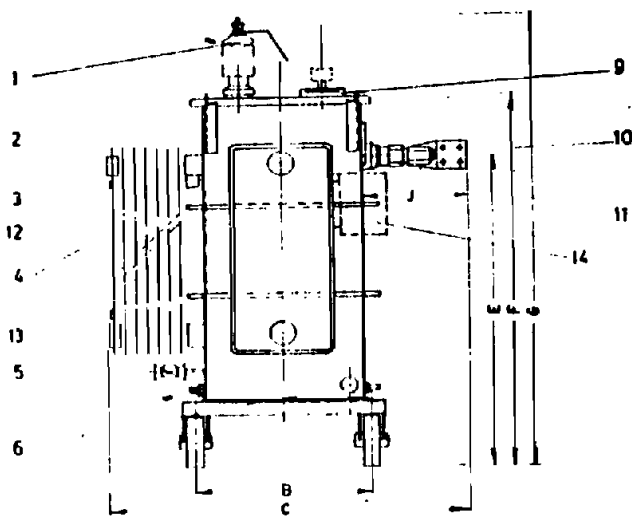


Disposición grupos de Radiadores

De 225 a 400 kVA con dos grupos de radiadores en la cara posterior y uno en cada cara lateral

De 500 a 630 kVA con tres grupos de radiadores en la cara posterior y uno en cada cara lateral

Trafo de 800 kVA con dos grupos en cada cara lateral



Mismo color  
para indicar parte del  
conjunto de la  
parte activa

Altura	J	I
630	203	100
1090	263	130
2080	340	160
3150	372	200

Pos	Denominación
1	Plataforma Alta tensión
2	Microinterruptor term (opcional)
3	Estado de termómetro
4	Accionamiento de conductores
5	Terminales de conexión a tierra
6	Dispositivo de purga
7	Oruga de levantamiento
8	Placa de conductores
9	Válvula de sobrepresión (Siemens)
10	Plataforma Baja tensión
11	Indicador de nivel de aceite
12	Válvulas de recirculación

Transformador	Potencia (kVA)	Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.									
		P <sub>0</sub> (W)	P <sub>cu</sub> (W)	I <sub>0</sub> %	U <sub>z</sub> %	Litros aceite	Peso total kg	A	B	C	E	F	G	H	K	L	Nivel de Aceite
484/3	225	745	3315	2.4	3.5	270	970	1450	520	845	991	1215	1535	1205	700	2525	855
534/3	300	875	4265	2.3	4.0	300	1095	1640	520	935	1021	1255	1575	1245	730	2595	885
604/3	400	1040	5510	2.3	4.0	335	1260	1650	520	940	1111	1360	1680	1350	820	2790	975
654/3	500	1160	6690	1.9	4.0	380	1440	1775	520	995	1152	1420	1740	1410	820	2880	1030
704/3	630	1450	8290	1.9	4.0	425	1630	1805	520	1005	1223	1500	1820	1490	915	3025	1095
755/3	800	1655	10345	1.9	5.0	475	1830	2105	670	1145	1207	1490	1810	1480	900	3000	1080

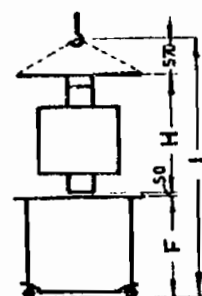
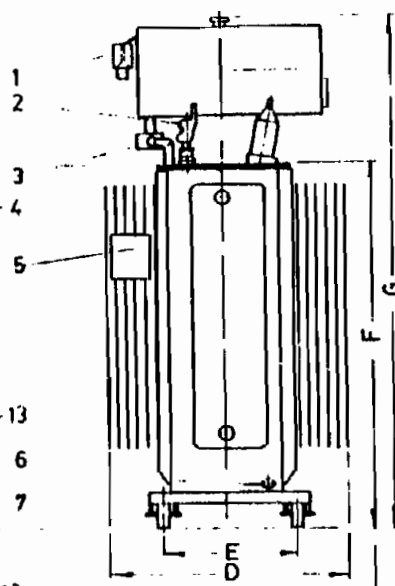
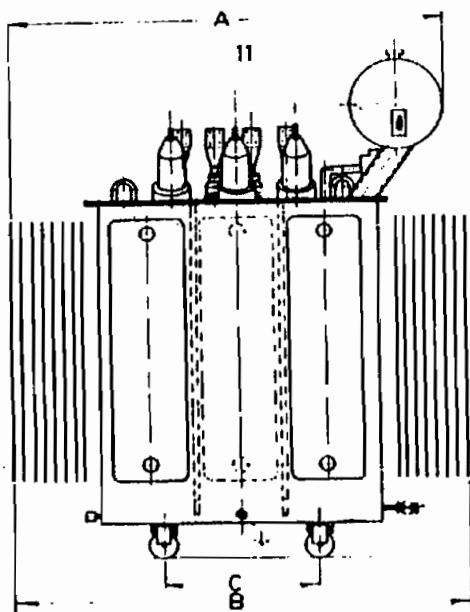
# Transformadores de potencia - 15 kV

## Dimensiones generales

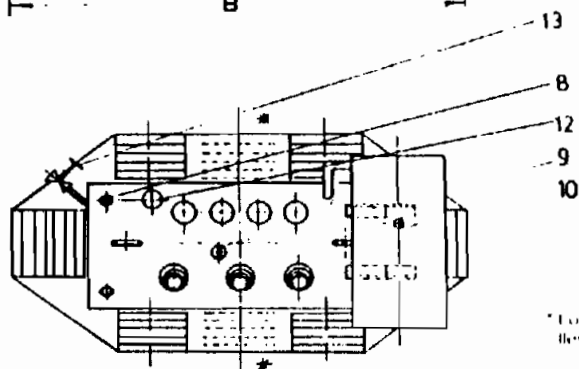
Transformadores trifásicos  
(Ejecución normalizada)  
1 000 - 2.000 kVA - Serie 15 kV

## Tensiones más comunes

Voltaje primario: 13.200 V y 11.400 V  
Voltaje secundario: 440/254 V (Plena carga)  
220/127 V  
208/120 V



Mínima altura para el desmonte de la parte activa



Pos.	Denominación
1	Filtro de síncalul
2	Pasajero secundario
3	Relé Buchholz
4	Pasajero primario
5	Placa de características
6	Dispositivo de purga
7	Tornillo de conexión a tierra
8	Embrague para termómetro
9	Accionamiento conmutador
10	Orza de levantamiento
11	Indicador de nivel
12	Válvula de sobrepresión 0.65 bar
13	Válvulas regeneración de aceite

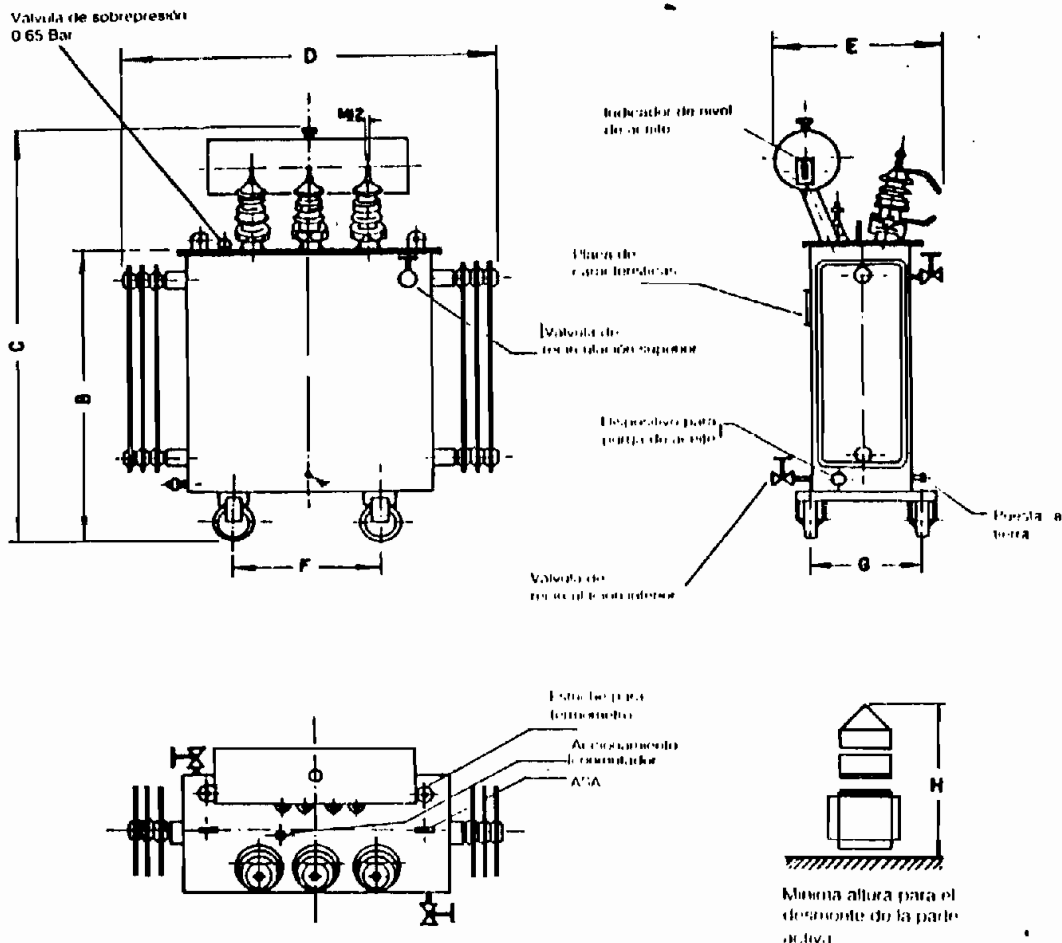
\* Los transformadores de 1600 y 2000 kVA llevan 4 grupos de radiadores

Transformador	Potencia (kVA)	Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.								
		Po (W)	Pcu (W)	Io %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	A	B	C	D	E	F	G	H	I
804/2	1000	2000	12700	1.5	5.0	730	2670	2065	2055	670	1305	580	1505	2365	1315	3440
856/2	1250	2345	15255	1.3	6.0	776	3525	2195	2310	760	1495	610	1475	2335	1285	3380
906/2	1600	2640	19860	1.2	6.0	930	3580	2225	2365	820	1515	630	1525	2385	1335	3480
956/2	2000	2945	24105	1.0	6.0	1415	4140	2355	2575	820	1610	645	1630	2490	1440	3690

# Transformadores de distribución - 34.5 kV

## Dimensiones generales

Transformadores trifásicos  
(Ejecución normalizada)  
75 - 150 kVA - Serie 34.5 kV



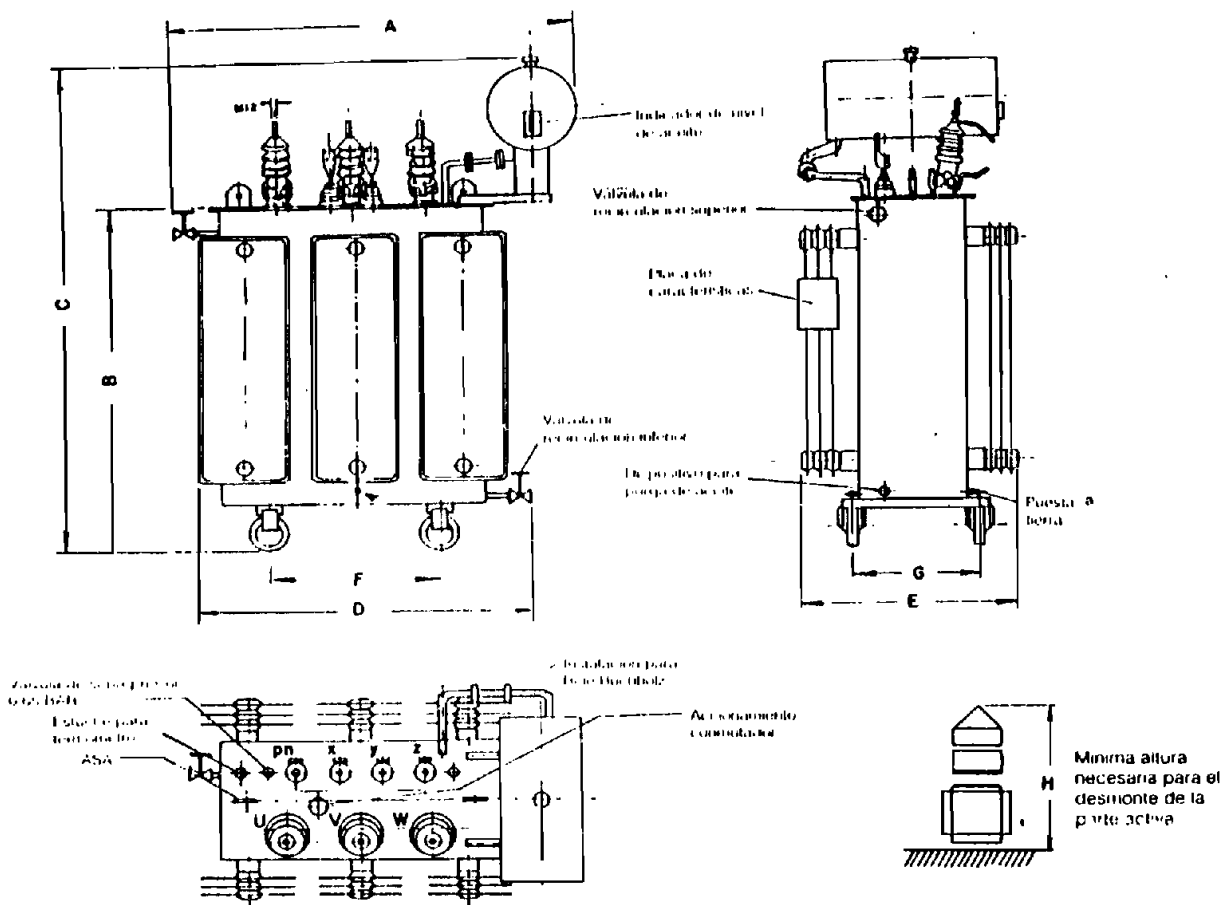
Potencia (kVA)	Tipo cKOUUM ...		Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.(*)						
	BT hasta 1.2 kV ...s/30	BT sobre 1.2 kV ...2s/30	Po (W)	Pcu (W)	Io %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	B	C	D	E	F	G	H
75	265	265	380	1340	3.5	5.0	290	835	1100	1785	1250	860	520	520	2200
112.5	325	325	560	1690	3.5	5.0	340	1005	1095	1780	1425	870	520	520	2200
150	385	385	680	2080	3.0	5.0	380	1155	1085	1770	1580	870	520	580	2200

(\*) Para los tipos 2s/30 son aproximadas, favor consultarlas

# Transformadores de potencia media - 34.5 kV

## Dimensiones generales

Transformadores trifásicos  
(Ejecución normalizada)  
225 - 800 kVA - Serie 34.5 kV



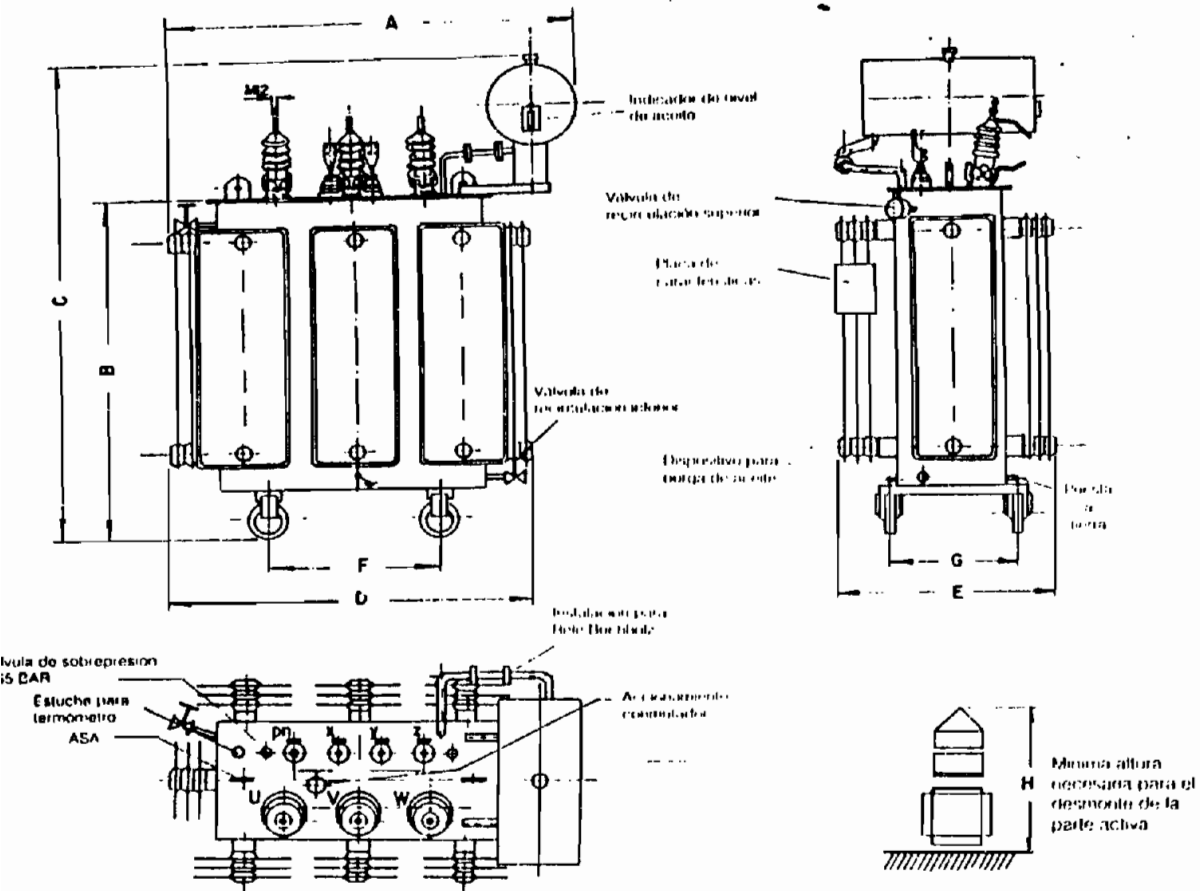
Potencia (kVA)	Tipo cKOUM...		Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.(*)							
	BT hasta 1.2 kV ...s/30	BT sobre 1.2 kV ...2s/30	Po (W)	Pcu (W)	Io %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	A	B	C	D	E	F	G	H
225	485	485	745	3700	2.5	5.0	495	1445	1705	1300	2105	1240	815	520	580	2670
300	535	535	945	4570	2.5	5.0	545	1625	1725	1315	2120	1280	825	670	580	2705
400	605	605	1105	5715	2.5	5.0	610	1895	1740	1385	2190	1325	915	670	580	2790
500	655	655	1200	7100	2.0	5.0	640	2055	1745	1435	2240	1330	920	670	645	2845
630	705	705	1450	8000	2.0	5.0	695	2295	1765	1525	2330	1355	1005	670	645	2945
800	755	755	1650	10650	2.0	6.0	775	2575	1835	1490	2385	1415	1185	670	645	2945

(\*): Para kg, litros; (\*\*) Dimensiones en mm. Escala 1:100.

# Transformadores de potencia - 34.5 kV

## Dimensiones generales

Transformadores trifásicos  
(Ejecución normalizada)  
1000 - 2.000 kVA - Serie 34.5 kV

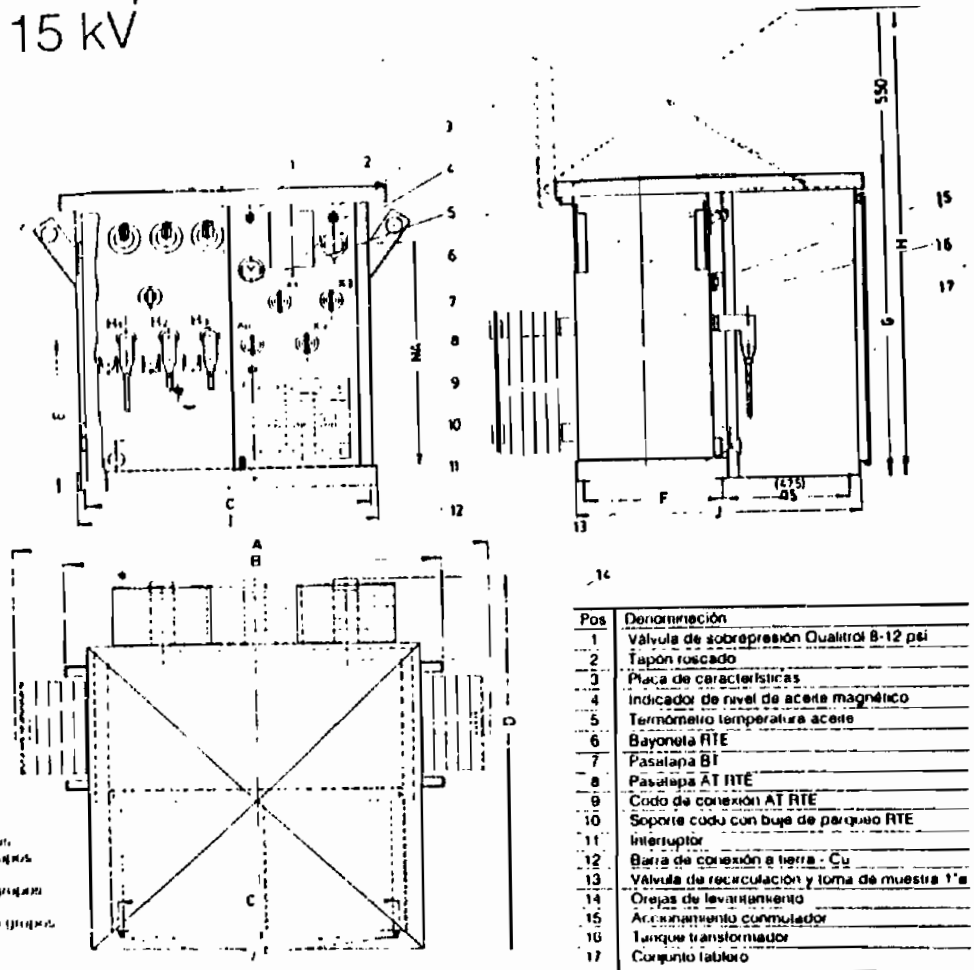


Potencia (kVA)	Tipo cKOUm...		Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados		Dimensiones en mm.(*)							
	BT hasta 1.2 kV ...s/30	BT sobre 1.2 kV ...2s/30	Po (W)	Pcu (W)	lo %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	A	B	C	D	E	F	G	H
1000	806	806	1865	13000	2.0	6.0	875	2940	2115	1560	2450	1980	1195	820	645	3270
1250	856	856	2120	15790	1.5	6.0	975	3389	2215	1620	2510	2180	1365	820	670	3340
1600	906	906	2560	18960	1.5	6.0	1090	3895	2240	1660	2550	2230	1385	820	670	3405
2000	956	956	3030	21800	1.5	6.0	1120	4420	2230	1720	2610	2210	1485	820	670	3495

(\*) Para los tipos ...s/30 son aproximadas, favor consultarlas.

# Transformadores de pedestal Pad Mounted - 15 kV

## Dimensiones generales



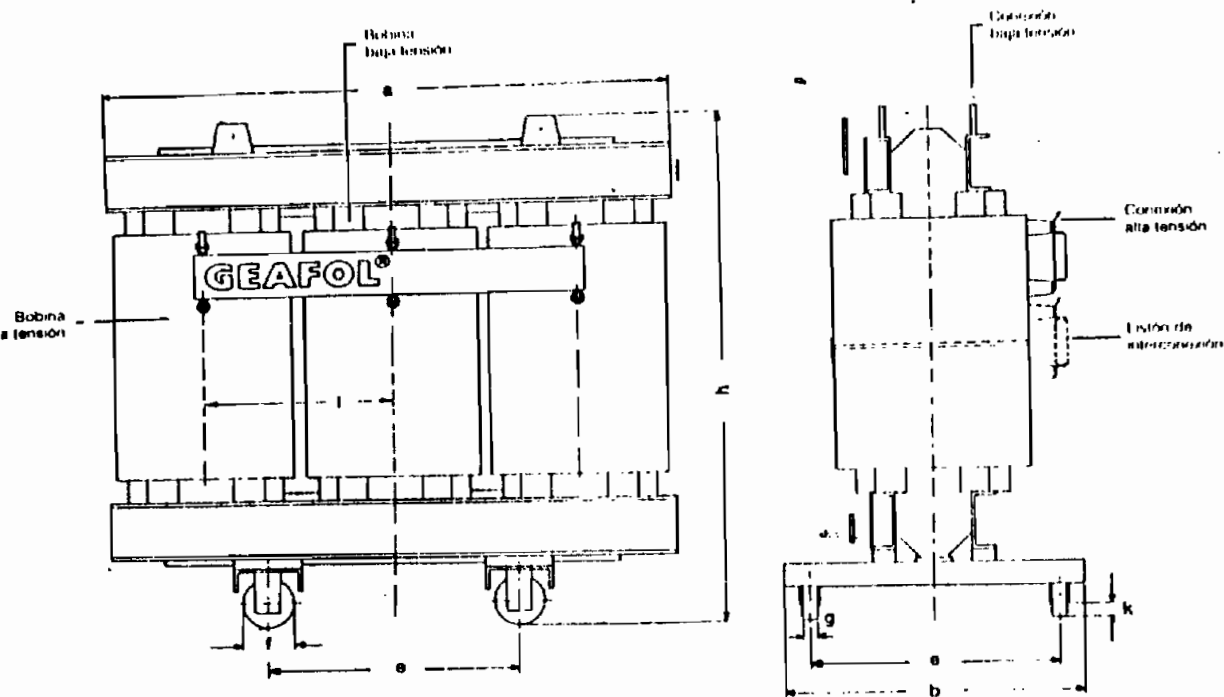
\* Transformadores de 15 y 30 kVA en pedestal.  
Transformadores de 45 a 225 kVA con dos grupos de radiadores en la cara posterior.  
Transformadores de 300 a 400 kVA con tres grupos de radiadores en la cara posterior.  
Transformadores de 500 a 1000 kVA con cinco grupos de radiadores.  
(1) Solo para Pos. 12

Transformador Tipo cKOUM...s/15	Potencia (kVA)	Datos garantizados a 85°C				Peso y volumen aproximados			Dimensiones en mm.									
		Po (W)	Pcu (W)	Io %	Uz %	Litros aceite	Peso total kg	Nivel de Aceite	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
163	15	95	360	3.2	2.9	350	600	860	-	1305	988	-	610	458	1115	1665	1048	932
203	30	160	595	3.2	2.8	345	650	860	-	1305	988	-	610	458	1115	1665	1048	932
213	45	215	855	2.6	2.9	335	700	860	-	1305	988	1072	610	458	1115	1665	1048	932
263	75	315	1265	2.4	2.9	335	800	860	-	1305	988	1072	610	458	1115	1665	1048	932
323	112.5	440	1760	1.8	2.9	340	900	860	-	1305	988	1072	610	458	1115	1665	1048	932
383	150	540	2285	1.5	2.9	345	1000	860	-	1305	988	1320	610	458	1115	1665	1048	932
482/2	225	745	3315	2.4	3.0	565	1500	860	-	1520	1203	1320	610	458	1115	1665	1263	932
532/2	300	875	4265	2.3	4.0	550	1695	1090	-	1520	1203	1320	775	458	1400	1950	1263	932
602/2	400	1040	5510	2.3	4.0	515	1800	1120	-	1520	1203	1320	800	458	1465	2015	1263	932
652/2	500	1160	6690	1.9	4.0	595	1850	1190	1750	1520	1203	1320	875	458	1465	2015	1263	932
702	630	1460	8290	1.9	4.0	765	2250	1200	1983	1520	1203	1460	875	558	1535	2085	1263	1032
752	800	1655	10345	1.9	5.0	855	2576	1350	1903	1520	1203	1480	925	558	1705	2255	1263	1092
804/2	1000	2000	12700	1.6	5.0	1005	2900	1520	2048	1520	1488	1325	1275	518	1915	2480	1548	1168

# Transformadores secos en resina colada - 15 kV

## Dimensiones generales

GEAFOL® - Serie 15 kV  
entre 4% y 6%



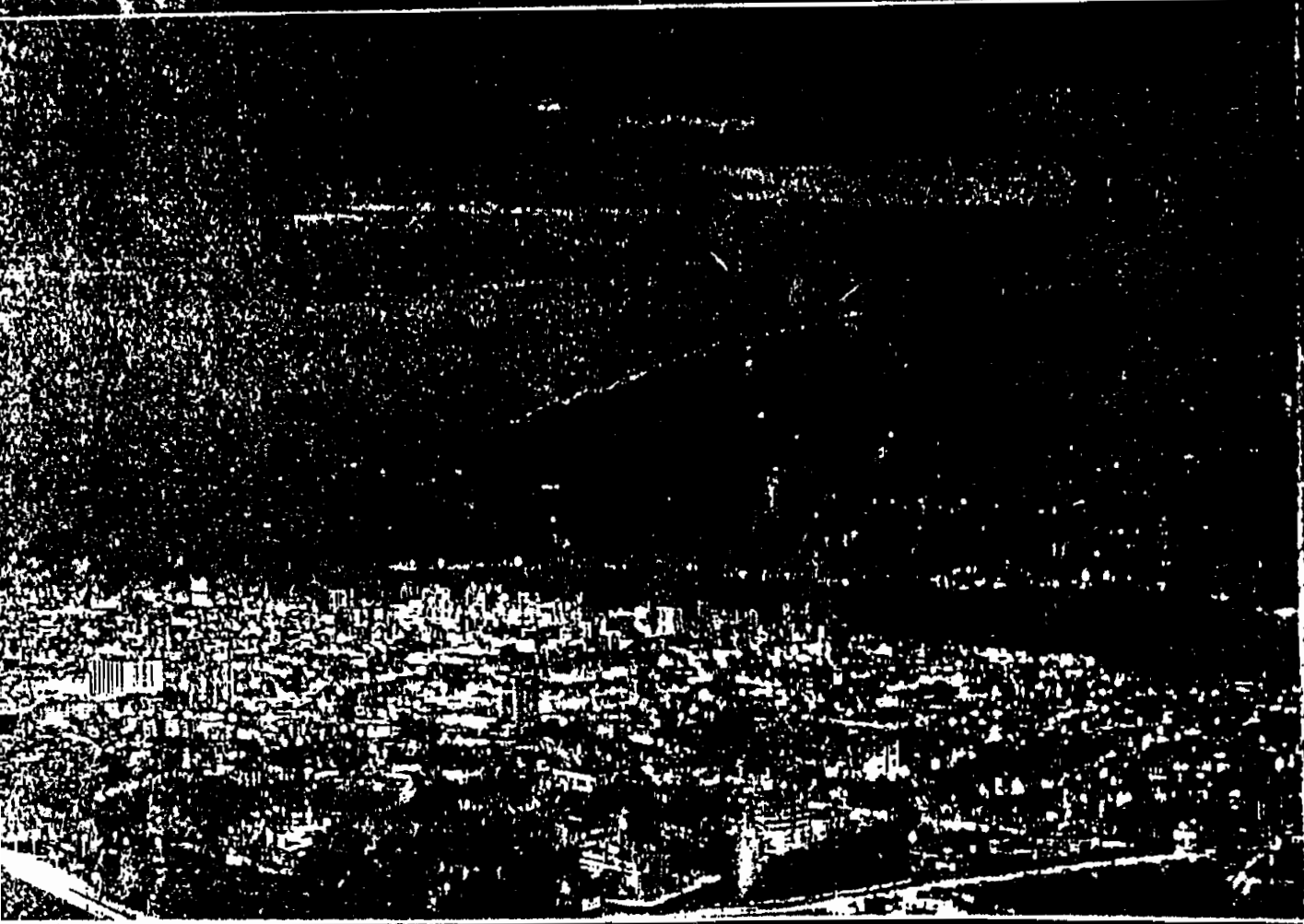
Transformador Tipo	Potencia (kVA)	Peso total kg	Dimensiones en mm.							
			a	b	e	f	g	h	k	l
TG 4741C	50	540	1190	660	520	125	40	810	45	370
TG 4941C	75	610	1210	660	520	125	40	850	45	380
TG 5044D	100	930	1480	710	520	125	40	950	45	470
TG 5144D	125	1010	1480	710	520	125	40	1100	45	470
TG 5244D	160	1090	1500	710	520	125	40	1120	45	480
TG 5344D	200	1200	1520	720	520	125	40	1180	45	490
TG 5444D	250	1290	1520	720	520	125	40	1240	45	490
TG 5544D	315	1450	1560	820	670	125	40	1290	45	510
TG 5644D	400	1680	1580	820	670	125	40	1380	45	520
TG 5744D	500	1980	1670	830	670	125	40	1410	45	550
TG 5844D	630	2180	1690	830	670	125	40	1600	45	550
TG 5944D	800	2560	1740	840	670	125	40	1760	45	560
TG 6044D	1000	3030	1850	990	820	160	50	1820	55	590
TG 6144D	1250	3810	1940	990	820	160	50	1890	55	620
TG 6244D	1600	4540	2050	990	820	160	50	2000	55	660
TG 6344k	2000	5560	2180	1280	1070	200	70	2230	40	700
TG 6444k	2600	8340	2300	1280	1070	200	70	2450	40	720

TRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON



# *Navarro González y Cia. Ltda.*

TRANSFORMADORES ELECTRICOS DE DISTRIBUCION Y POTENCIA



TRANSFORMAMOS LA ENERGIA EN DESARROLLO

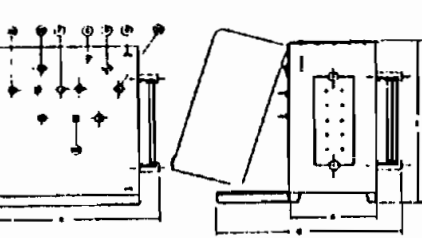
TRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON

MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON MAGNETRON

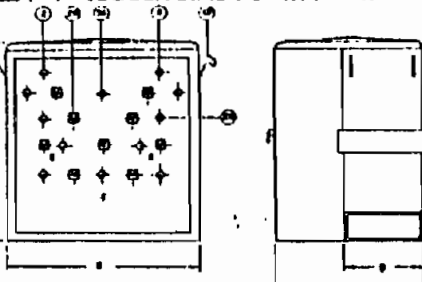
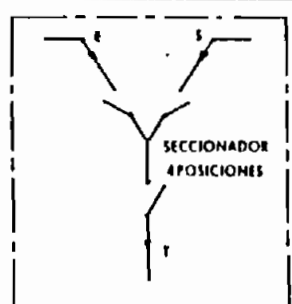
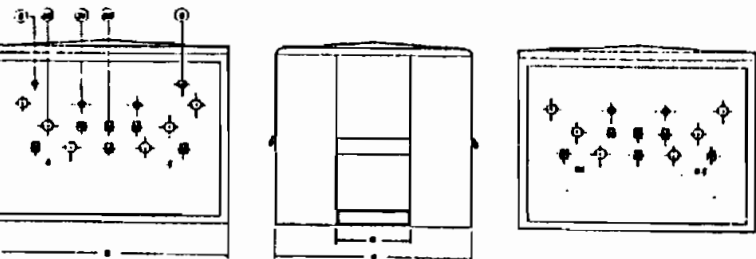
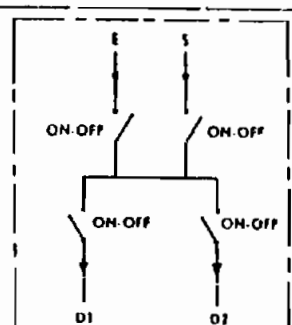
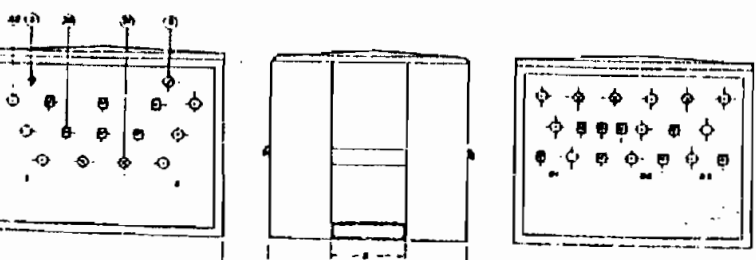
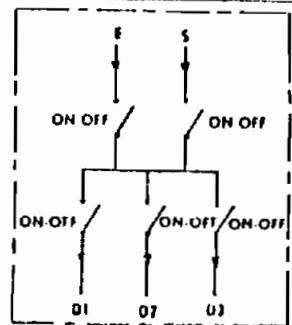


Subestación

MONOFASICOS

440 - 2.400 - 4.160 - 6.600 - 11.400 - 13.200 Vs: 240/120 - 480/240 Bil: 110 kV	KVA	PESO Kg	ACEITE l	DIMENSIONES (cm.)				PERDIDAS W@ 85°C		REGULACION%		Icc%	Io%
				A	B	C	D	Wo	Wl	0,8 FP	1,0 FP		
	10	195	100	86	62	76	31	60	210	1.5	2.8	3.0	2.6
	15	215	107	86	62	78	33	85	300	1.5	2.7	3.0	2.6
	25	258	112	86	62	81	36	125	455	1.4	2.7	3.0	2.2
	37.5	312	138	86	62	89	44	150	600	1.2	2.6	3.0	2.1
	50	340	134	86	62	89	44	190	765	1.2	2.6	3.0	2.0
	75	409	142	86	75	93	48	240	1040	1.1	2.6	3.0	1.7
	100	418	142	86	88	106	48	330	1400	1.1	2.5	3.0	1.7
	167.5	543	151	86	106	118	52	420	194.5	1.0	2.5	3.0	1.7

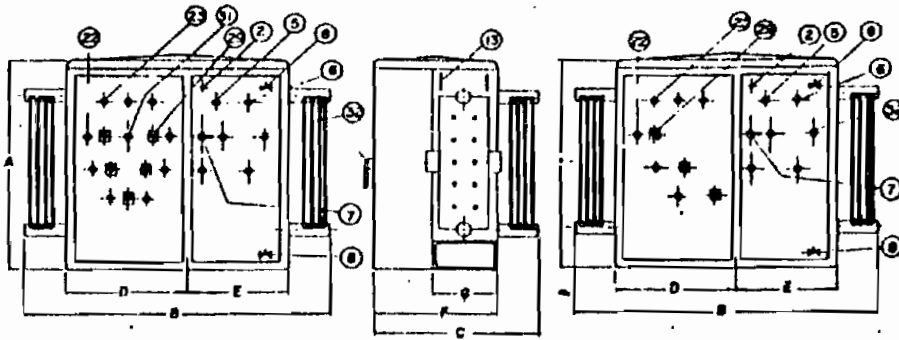
CAJAS DE MANIOBRA

TIPO MALLA: Vp: 15 kV - Bil: 110 kV	CONEXION	ESPECIFICACIONES	
<b>MALLA - I - SECUENCIAL 1 Derivación</b> 		Peso (kg)	670
		Acete (L)	320
		DIMENSIONES (cm)	A 135
			B 15
			C 90
			D 45
<b>MALLA - II - SELECTIVA 2 Derivaciones</b> 		Peso (kg)	670
		Acete (L)	250
		DIMENSIONES (cm)	A 135
			B 115
			C 135
			D 45
<b>MALLA - II - SELECTIVA 3 Derivaciones</b> 		Peso (kg)	900
		VOLUMEN	375
		DIMENSIONES (cm)	A 135
			B 162
			C 135
			D 45

Reservados todos los derechos. No se permite la explotación económica ni la transformación de esta obra. Queda permitida la impresión en su totalidad.

Reservamos el derecho del cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso

# Pedestal



### TRIFASICOS

CONEXION	KVA	PESO KG	ACEITE L	DIMENSIONES (cm)							PERDIDAS W@ 85°C		REGULACION%		Icc%	I0%
				A	B	C	D	E	F	G	W0	W1	0.8 FP	1.0 FP		
<p>MALLA III</p>	45	1200	580	135	165	79	102	63	79	34	215	1070	2.9	1.9	3.0	3.7
	75	1300	630	135	165	82	102	63	82	37	315	1580	3.2	1.7	3.5	3.3
	112.5	1450	730	135	165	88	102	63	88	43	440	2245	3.2	1.7	3.5	3.0
	150	1500	730	135	165	88	102	63	88	43	540	2825	3.4	1.6	4.0	2.9
	225	1830	850	135	165	112	102	63	95	50	745	4060	3.4	1.5	4.0	2.4
	300	2010	880	135	165	117	102	63	96	51	935	5200	3.7	1.5	4.5	2.3
	400	2250	970	135	215	125	102	63	100	55	1135	6645	3.7	1.5	4.5	2.3
	500	2500	980	135	211	129	102	63	100	55	1335	8025	4.0	1.4	5.0	1.9
	630	2910	980	135	227	137	102	63	100	55	1560	9850	4.0	1.4	5.0	1.9
	750	3150	1100	135	247	150	102	63	105	60	1700	11600	4.0	1.4	5.0	1.9
	800	3240	1100	135	243	154	102	63	105	60	1845	12190	4.0	1.4	5.0	1.9
	1000	3600	1160	135	263	152	102	63	107	62	2165	14895	4.0	1.4	5.0	1.9
	1250	4120	1200	135	279	165	102	63	108	63	2530	17785	4.6	1.4	6.0	1.5
1600	4600	1250	135	311	187	102	63	110	65	2945	22805	4.6	1.4	6.0	1.5	
<p>RADIAL IV</p>	45	960	440	135	126	79	63	63	79	34	215	1070	2.9	1.9	3.0	3.7
	75	1050	470	135	126	82	63	63	82	37	315	1580	3.2	1.7	3.5	3.3
	112.5	1200	550	135	126	88	63	63	88	43	440	2245	3.2	1.7	3.5	3.6
	150	1260	550	135	147	88	63	63	88	43	540	2825	3.4	1.6	4.0	2.9
	225	1580	650	135	126	120	63	63	95	50	745	4060	3.4	1.5	4.0	2.4
	300	1760	680	135	176	117	63	63	96	51	935	5200	3.7	1.5	4.5	2.3
	400	2000	750	135	168	129	63	63	100	55	1135	6645	3.7	1.5	4.5	2.3
	500	2260	750	135	188	133	63	63	100	55	1335	8025	4.0	1.4	5.0	1.9
	630	2650	750	135	208	141	63	63	100	55	1560	9850	4.0	1.4	5.0	1.9
	750	3100	860	135	224	158	63	63	105	60	1700	11910	4.0	1.4	5.0	1.9
	800	3190	860	135	244	158	63	63	105	60	1845	12190	4.0	1.4	5.0	1.9
	1000	3580	930	135	232	161	63	63	107	62	2165	14895	4.0	1.4	5.0	1.9
	1250	4030	980	135	256	173	63	63	108	63	2530	17785	4.6	1.4	6.0	1.5
1600	4470	1050	135	296	195	63	63	110	65	2945	22880	4.6	1.4	6.0	1.5	

NOTA: Nos reservamos el derecho del cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso.

*Wincelones*

FIGURA #3

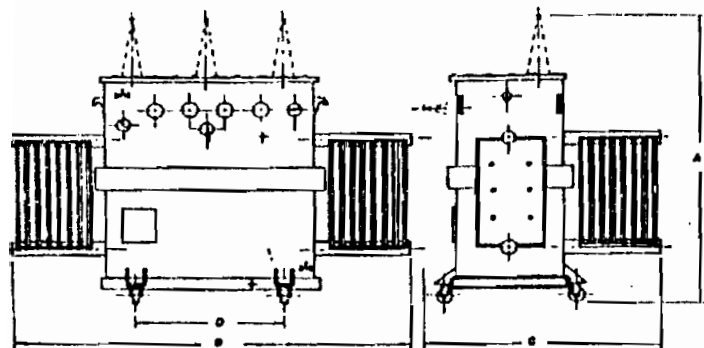
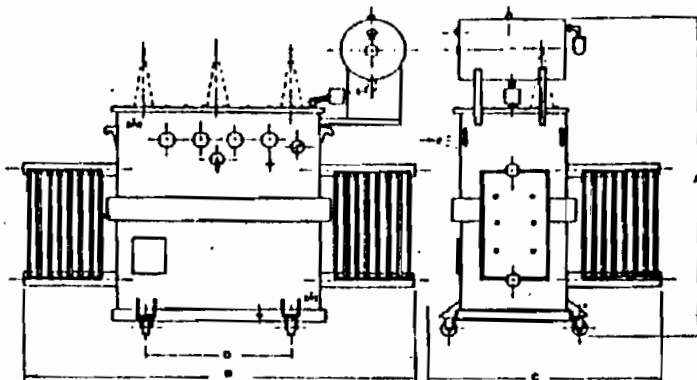


FIGURA #4



TIPO	KVA	PESO kg	ACEITE L	DIMENSIONES (cm.)				PERDIDAS W@ 85°C		REGULACION%		Icc%	I0%
				A	B	C	D	W0	W1	0.8 FP	1.0 FP		
Fig. #3	225	950	240	140	157	105	70	745	4060	3.4	1.5	4.0	2.4
TRIFASICOS	300	1280	285	137	166	109	62	935	5200	3.7	1.5	4.5	2.3
Bil: 110 kV Vp: 440-2400-4160 11400-13200-13800V Vs: 214/123-226/131-452/261 -480/277V Conexión: D y 5 Commutador de acciona- miento exterior (+1,-3)x2.5%	400	1540	435	138	170	122	62	1135	6645	3.7	1.5	4.5	2.3
	500	1930	535	139	211	143	87	1335	8025	4.0	1.5	5.0	1.9
	630	2395	680	158	218	135	93	1560	9850	4.0	1.4	5.0	1.9
	750	2690	830	162	210	137	93	1700	11600	4.0	1.4	5.0	1.9
	800	2575	735	183	210	132	93	1845	12190	4.0	1.4	5.0	1.9
	1000	2870	725	183	227	143	93	2165	14895	4.0	1.4	5.0	1.9
	1250	3390	860	184	243	154	93	2530	17785	4.6	1.4	6.0	1.5
	1600	4010	1017	190	247	158	100	2945	22805	4.6	1.4	6.0	1.5
Fig. #4	45	675	260	151	104	98	68	320	1460	5.1	2.6	5.5	3.9
TRIFASICOS	75	840	295	152	139	101	75	420	1970	5.1	2.2	6.0	3.5
Bil: 200 kV Vp: 33000 - 34500V Vs: 214/123 - 226/131- 452/261 - 480/277 2400 - 11400 - 13200 - 13800V Conexión: D y 5 Commutador de acciona- miento exterior (+1,-3)x2.5%	112.5	1140	420	167	164	103	88	560	2760	5.0	2.1	6.0	3.5
	150	1175	410	156	151	111	88	680	3280	4.9	1.9	6.0	3.0
	225	1555	545	172	164	134	89	900	4600	4.8	1.8	6.0	2.5
	300	1845	665	184	200	120	98	1100	5720	4.8	1.7	6.0	2.5
	400	2180	718	187	215	132	93	1340	7130	4.7	1.6	6.0	2.5
	500	2385	785	190	221	140	98	1600	8700	4.7	1.6	6.0	2.0
	630	2819	830	190	218	138	93	1800	10530	4.7	1.5	6.0	2.0
	750	2843	900	188	220	148	93	2100	12100	4.6	1.5	6.0	2.0
	800	2867	920	192	224	158	93	2200	12900	4.6	1.5	6.0	2.0
	1000	3390	1045	193	224	168	93	2600	15600	4.6	1.5	6.0	2.0
	1250	3830	1170	210	248	156	93	3000	15730	4.6	1.4	6.0	1.5
	1600	4845	1400	210	250	157	100	3490	20200	4.6	1.4	6.0	1.5

NOTA: Nos reservamos el derecho del cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso

# Transformadores

FIGURA #1

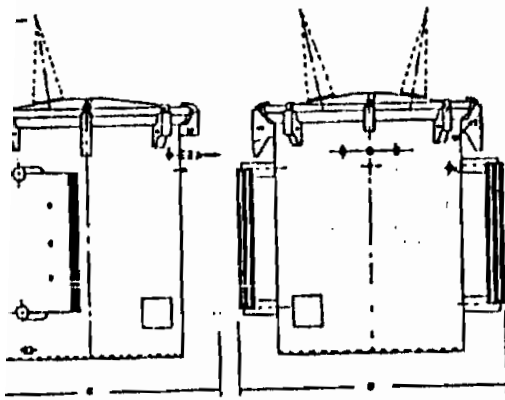
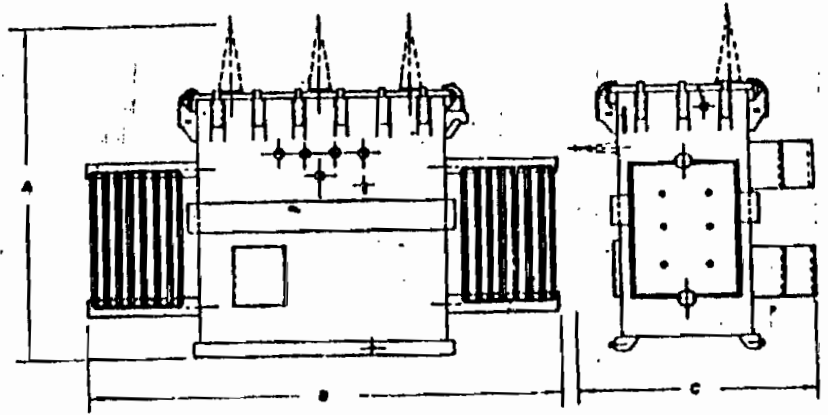


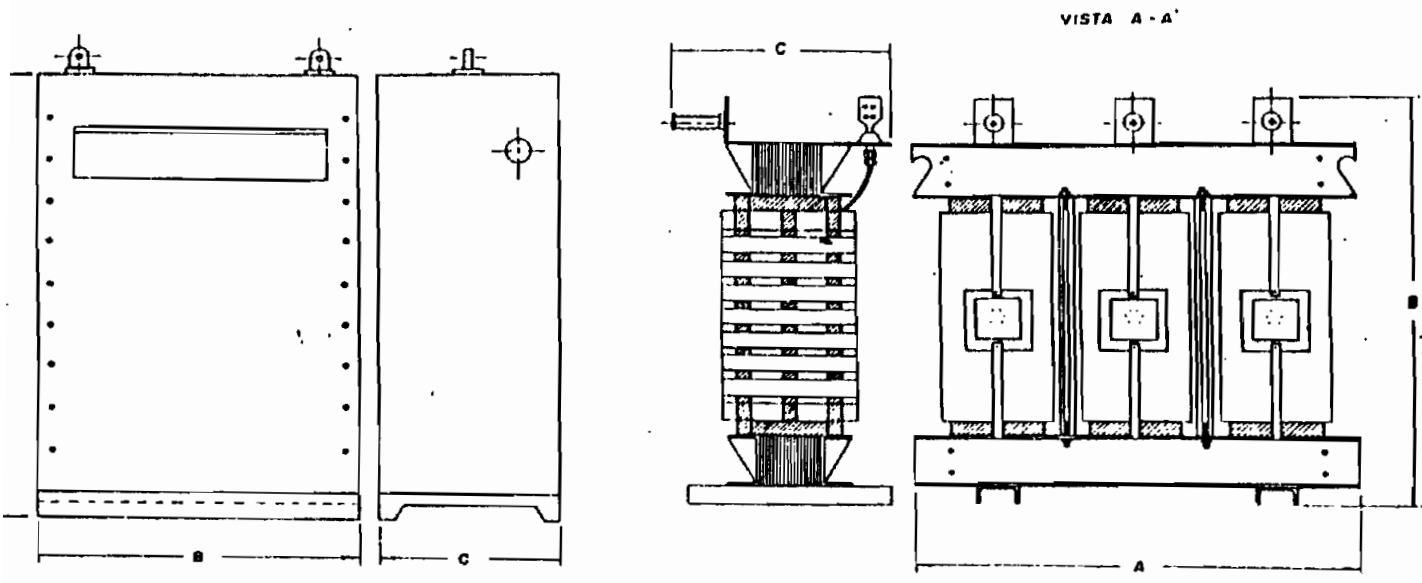
FIGURA #2



TIPO	KVA	PESO Kg	ACEITE l	DIMENSIONES (cm.)			PERDIDAS W a 85°C		REGULACION%		Tcc%	I0%
				A	B	C	W0	W1	0.8 FP	1.0 FP		
<b>TRANSFORMADORES</b> 2400-4160-6600-11400- 13800V Grupo 1, MO, IIS 120-480/240V Transformador de accionamiento 2.5%	5	90	17	76	44	53	35	140	3.0	2.1	3.0	2.8
	10	96	19	79	44	53	60	210	2.8	1.5	3.0	2.6
	15	113	23	84	46	55	85	300	2.7	1.5	3.0	2.6
	25	157	28	89	49	60	125	455	2.7	1.4	3.0	2.2
	37.5	203	41	87	61	60	150	600	2.6	1.2	3.0	2.1
	50	250	50	91	63	64	190	765	2.6	1.2	3.0	2.0
	75	335	76	102	84	75	240	1040	2.5	1.1	3.0	1.7
	100	342	85	102	92	75	330	1400	2.5	1.1	3.0	1.7
	167.5	560	130	107	100	80	420	194.5	2.5	1.0	3.0	1.7
<b>TRANSFORMADORES</b> 2400-34500 Grupo 1, MO 120-480/240V Transformador de accionamiento 2.5%	25	230	51	100	56	64	230	625	2.3	1.6	2.3	2.5
	37.5	260	64	100	56	64	280	850	2.3	1.5	2.3	2.5
	50	370	83	101	83	72	325	1050	2.3	1.5	2.3	2.5
	75	460	103	115	95	75	400	1375	2.3	1.3	2.5	2.0
	100	680	151	120	102	80	460	1700	2.3	1.3	2.5	2.0
	167.5	750	180	130	115	85	595	2450	2.2	1.1	2.5	2.0
<b>TRANSFORMADORES</b> 2400-4160-11400-13200-13800V Grupo 1, MO, IIS 123-226/131-452/261-480/277V Transformador de accionamiento 2.5%	15	166	42	89	66	48	95	455	3.0	2.4	3.0	4.7
	30	223	50	93	73	55	160	755	2.9	2.0	3.0	3.7
	45	312	70	97	97	57	215	1070	2.9	1.9	3.0	3.7
	75	418	100	97	130	61	315	1580	3.2	1.7	3.5	3.3
	112.5	520	125	104	114	70	440	2245	3.2	1.7	3.5	3.0
	150	657	150	102	119	94	540	2825	3.4	1.6	4.0	2.9

Reservados todos los derechos del cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso.

# TRANSFORMADORES GEORON



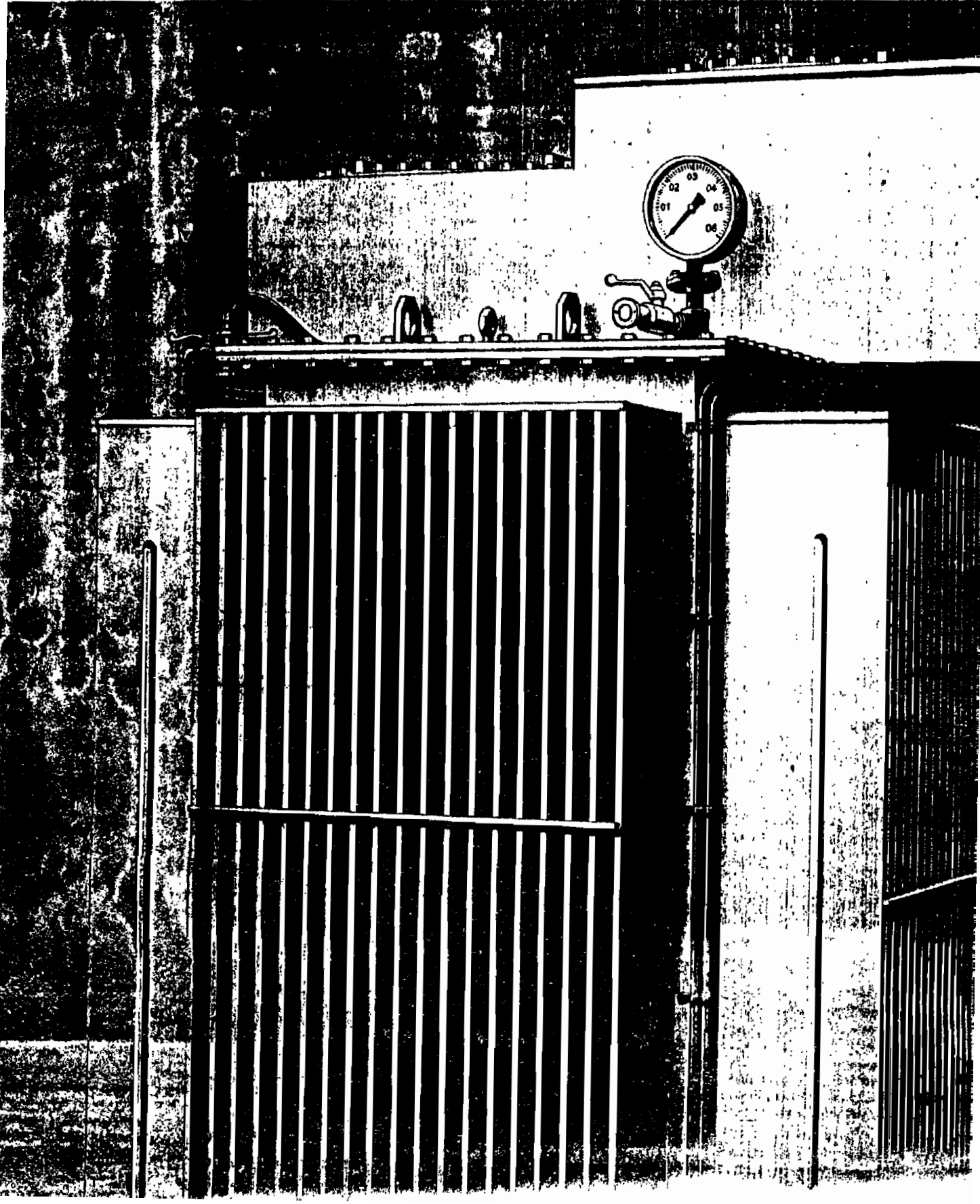
TIPO	KVA	PESO Kg	DIMENSIONES (cm.)			PERDIDAS W a 85°C		REGULACION%		Icc%	I0%
			A	B	C	W0	W1	0.8 FP	1.0 FP		
<b>Fig. #1</b> <b>MONOFASICOS</b> Bi: 10 kV Vp: 480-460-440V Vs: (240-120) Conexión: II6 Conmutador accionamiento interior (+1, -3)x2.5%	5	78	64	29	33	35	140	3.0	2.1	3.0	2.8
	10	78	64	29	33	60	210	2.8	1.5	3.0	2.6
	15	92	66	32	34	85	300	2.7	1.5	3.0	2.6
	25	131	72	35	36	125	455	2.7	1.4	3.0	2.2
	37.5	163	71	37	39	150	600	2.6	1.2	3.0	2.1
	50	200	74	41	40	190	765	2.6	1.2	3.0	2.0
	75	258	79.5	46	40	240	1040	2.5	1.1	3.0	1.7
	100	259	79.5	46	41	330	1995	2.5	1.1	3.0	1.7
	<b>Fig. #1</b> <b>TRIFASICOS</b> Bi: 10 kV Vp: 480-460-440V Vs: 214-220-380V Conexión: D y 5 Conmutador accionamiento interior (+1, -3)x2.5%	15	126	69.5	48	36	95	455	3.0	2.4	3.0
30		177	70	56	41	160	755	2.9	2.0	3.0	3.7
45		225	75	57	42	215	1070	2.9	1.9	3.0	3.7
75		291	75	63	46	315	1580	3.2	1.7	3.5	3.3
112.5		364	76.5	63	52	440	2245	3.2	1.7	3.5	3.0
150		411	80	69	52	540	2825	3.4	1.6	4.0	2.9
225		602	86	82	59	745	4060	3.4	1.5	4.0	2.4
300		780	102	89	59	935	5200	3.7	1.5	4.5	2.3
400		910	113	90	65	1135	6645	3.7	1.5	4.5	2.3
500		1077	103	93	70	1335	8025	4.0	1.5	5.0	1.9

NOTA: Nos reservamos el derecho del cambio de las especificaciones y dimensiones sin previo aviso

# SCHORCH

SF6 TRANSFORMERS  
100 to 2500 kVA  
 $U_m$  up to 24 kV

Technical List 1990



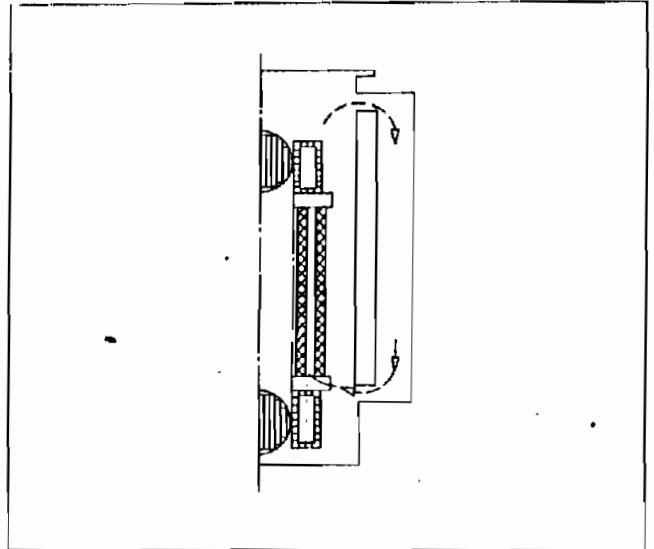
# 1 Definition

Gas-immersed transformers are, by definition and considering the basic design principles, dry-type transformers, housed in a hermetically sealed tank which is filled with gas, in this case SF6 (sulphur hexafluoride).

# 2 Applications

Due to the ecological harmlessness of the coolant/insulant, and the negligible contribution to an external fire, SF6 transformers are particularly suited for operation in

- Water preservation areas**
- Installations with a high fire risk**
- Extreme climates.**



# 3 Standards

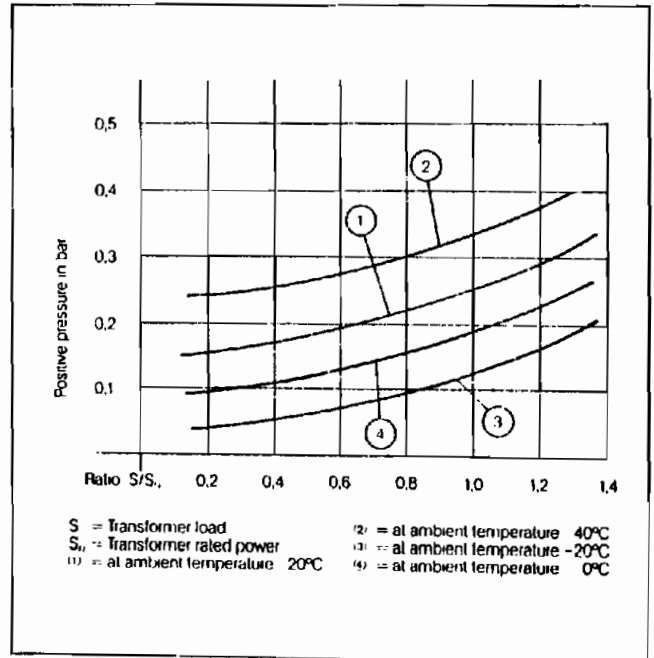
In view of the relevant standards, SF6 transformers are dry-type transformers. They comply, as far as applicable, with the requirements of VDE 0532 Part 6, IEC 726 and the CLC Harmonisation Document (HD) 464. In certain areas, CLC/HD 538 (Draft) and DIN 42523 (cast-resin transformers) apply also.

# 4 Description

## 4.1 Coolant/Insulant

SF6 is an ecologically harmless, non-toxic, non-flammable, inert gas. The active parts of the transformer are cooled by the natural circulation (convection) of the gas in the tank.

The gas filling is always under a slight positive pressure.



Transformer	Ambient temperature	Positive pressure
Disconnected	-20°C	0.02 bar
At rated load	40°C	0.35 bar

## 5 Rated values

### 5.1 Power (kVA)

Preferred ratings:

100, 160, 250, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500.

Other rated powers, on request.

### 5.2 Voltage

#### High voltage (HV)

$U_m = 12 \text{ kV}, 24 \text{ kV}$  (highest voltage for equipment)

$U_N = 10 \text{ kV}, 20 \text{ kV}$  (rated system voltage to DIN/IEC 38 (Draft))

Other values, on request.

The HV winding is provided with a tapping range of  $\pm 2.5\%$  ( $\pm 2 \times 2.5\%$ , on request).

#### Low voltage (LV)

$U_N = 400 \text{ V}$  (No-load voltage)

Other voltages, e. g. 420 V, 433 V, 525 V, 695 V, on request.

### 5.3 Losses

For rated losses, refer to 16.

The load losses stated are referred to a temperature of 75°C. The insulation system of the transformer corresponds to Class H which allows for a maximum operating temperature of 180°C. For smaller ratings, Class F insulation (155°C) may be used. Losses correspond to the values stated in CLC/HD 538, Table 2, and to those stated in DIN 42 523.

Other loss values, on request.

### 5.4 Impedance voltage

Transformers up to 630 kVA with  $U_m$  12 kV, have an impedance voltage of 4%, all others 6%.

### 5.5 Noise

The values for the sound power level (dB) given in the table under "16 Technical data" are determined in accordance with DIN 45 635, Teil 30 (Draft). They comply with the limit values, stated in CLC/HD 538 or DIN 42 523.

Low-noise designs, on request.

### 5.6 Insulation level

High voltage windings, $U_m$ (kV)	12	24
Rated short duration power frequency withstand voltage (kV)	28	50
Rated lightning impulse withstand voltage* (kV)	75	125

\* In accordance with List 2, DIN VDE 0532, Teil 3, IEC-76-3, List 2, Table II.

Reduced values in accordance with List 1, on request.

For the low-voltage windings,  $U_m \leq 1.1 \text{ kV}$  applies, i. e. they are designed for a short duration power frequency withstand voltage of 3 kV.

## 6 Vector group

Upt to 160 kVA, vector group is Yzn, all others Dyn.

## 7 Partial discharges

At rated load, gas-immersed transformers are virtually free from partial discharges. If this has to be proved, tests in accordance with DIN VDE 0532, Part 6, are carried out to verify that the guaranteed value is not exceeded.

## 8 Temperature rise

Depending on the insulation class (H or F), the following max. winding temperatures apply:

	H	F
Hot spot	175°C	145°C
Max. permissible hot spot	220°C	190°C
Mean winding temp. rise	125 K	100 K

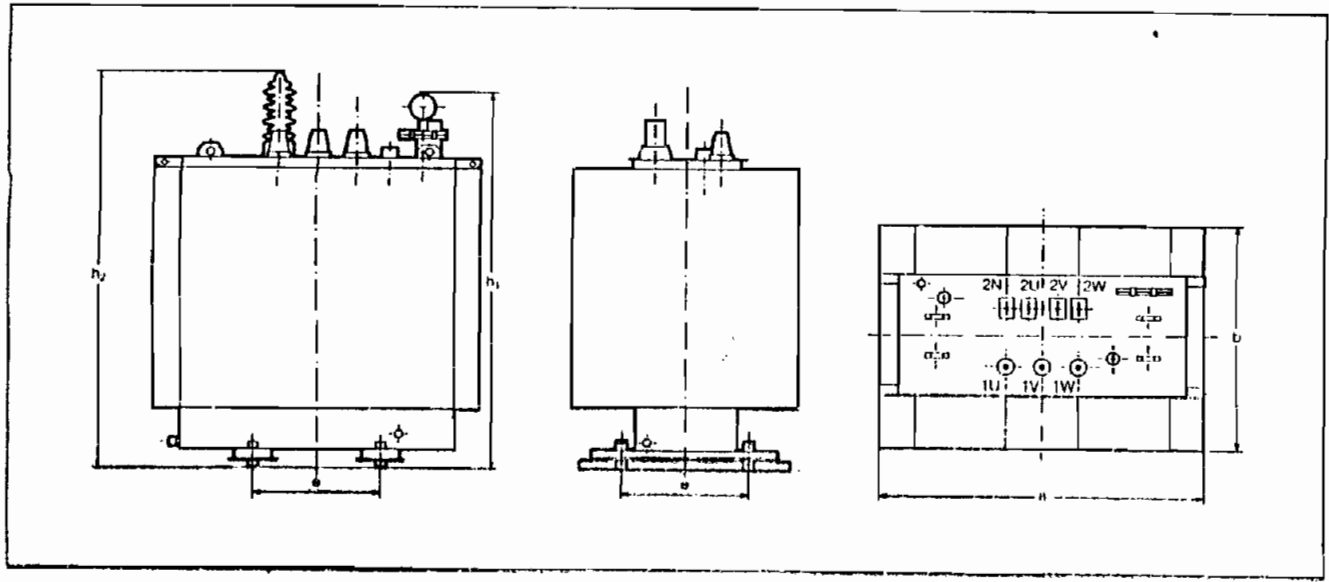
With Class H insulation, the max. gas temperature at rated load is approx. 125°C in the windings and approx. 100°C below the tank cover.



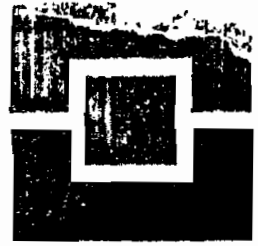
# 16 Technical data / Dimensions

Rated power $S_N$ kVA	Model	Rated voltage $U_N$ kV	Impedance voltage $U_k$ %	No-load losses $P_0$ W	Load losses $P_k$ in W at 75°C	Sound power $L_{WA}$ dB	Mass kg	All dimensions in mm				Rollers	
								a	b	$h_1$	$h_2$	e	$\varnothing$
100	PL 0320 Z	10	4	340	1700	53	880	1300	700	1440	1280	520	125
160	PL 0322 Z	10	4	460	2300	55	1090	1390	755	1540	1380	520	125
160	PL 0422 Z	20	6	480	2350	55	1300	1430	850	1630	1470	820	125
250	PL 0324 Z	10	4	620	3000	58	1470	1450	850	1690	1530	670	125
250	PL 0424 Z	20	6	670	3300	58	1670	1630	920	1750	1590	820	125
400	PL 0326 Z	10	4	860	4500	61	1930	1570	860	1840	1680	670	125
400	PL 0426 Z	20	6	920	5000	61	2070	1750	1010	1870	1710	820	125
630	PL 0328 Z	10	4	1150	6600	63	2630	1880	1090	1890	1720	670	125
630	PL 0428 Z	20	6	1230	7000	63	2970	1930	1120	1950	1780	820	125
800	PL 0329 Z	10	6	1800	8100	71	3170	1940	1020	1850	1680	670	125
800*	PL 0429 Z	20	8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1000	PL 0330 Z	10	6	2000	9500	73	3910	2180	1160	2010	1740	820	160
1000*	PL 0430 Z	20	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1250	PL 0331 Z	10	6	2400	11000	74	4440	2240	1260	2050	1780	820	160
1250*	PL 0431 Z	20	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1600	PL 0332 Z	10	8	2800	13500	76	5570	2460	1280	2180	1910	1820	160
1600*	PL 0432 Z	20	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2000	PL 0333 Z	10	6	3500	17000	79	6480	2660	1460	2210	1930	1070	200
2500	PL 0334 Z	10	6	4300	20500	79	7500	2720	1480	2430	2110	1070	200

\* Further data, on request



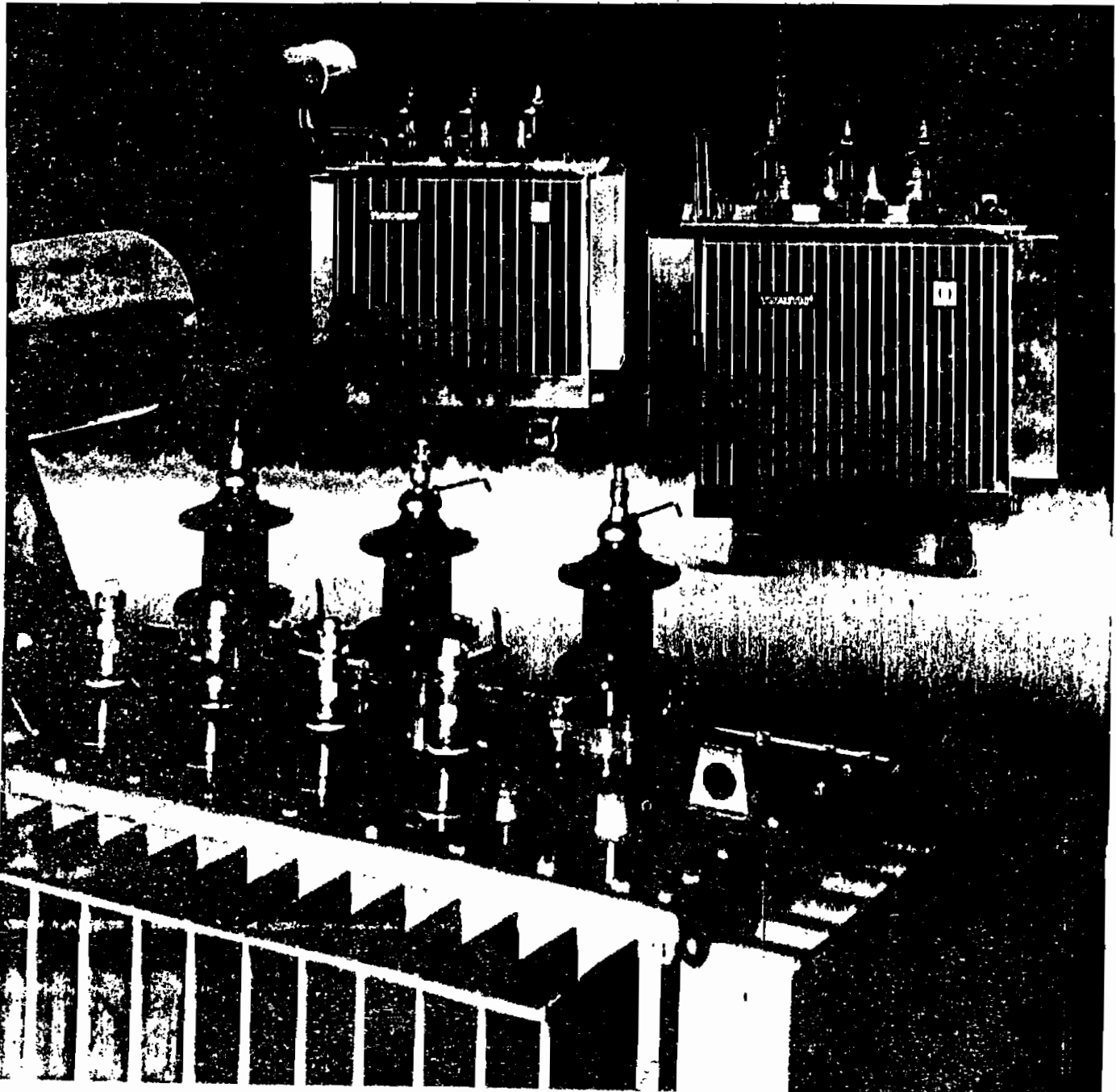
Trafo-Union



# TUNORMA<sup>®</sup> TUMETIC<sup>®</sup>

Oil-immersed distribution transformers  
50 to 2500 kVA

Technical List



At a glance	Page 2/3
Technical data, dimensions	
50 to 315 kVA	4/5
400 to 2500 kVA	6/7
Dimension drawings	8
Shockproof terminals	
General overview	9
Transformers with shockproof terminals	
Dimension drawings	10
Shockproof terminals	
Transformers with terminal boxes	11
Orientation table: cables	12
Protective and monitoring devices	13
Ordering data and terms delivery	14

<b>Models</b>	<p><b>Three-phase oil-immersed distribution transformers</b></p> <p><b>TUNORMA<sup>®</sup></b> <b>TUMETIC<sup>®</sup></b></p> <p>with conservator                      without conservator</p> <p>Special models available on request, e.g. converter transformers, furnace transformers</p>		
<b>Rated power</b>	TUNORMA: 50-2500 kVA	TUMETIC: 50-1600 kVA	
<b>High voltage</b>	$U_m = 12, 24$ or $36$ kV On request, with ratio selection for HV windings, e.g. $U_m = 12$ kV: from 5 to 10 kV, $U_m = 24$ kV: from 10 to 20 or 15 to 20 kV		
<b>Rated withstand voltage</b>	acc. to draft of DIN IEC 14.39/VDE 0532 Part 3		
<b>Tappings</b>	$\pm 4\%$ at $u_1 = 4\%$ ; $\pm 5\%$ at $u_1 = 6\%$ Please note, other tapping ranges are available, $\pm 2.5\%$ or $2 \times \pm 2.5\%$ .		
<b>Low voltage</b>	400 to 695 V On request, reconnectable LV windings, e.g. 400 V in Dyn 5 to 231 V in DdO; 695 V with tapping at 400 V		
<b>Short-circuit voltage</b>	$u_k = 4$ or $6\%$		
<b>Rated frequency</b>	50 Hz (60 Hz on request), for conversion values see "Technical Notes" in TU 11.1.11		
<b>Vector groups</b>	LV V	Rated power kVA	Vector group
	525	50-2500	Yyn 0 or Yyn 6
	400, 695	50- 125	Yzn 5 or Yzn 1, Yzn 7, Yzn 11
	400, 695	160-2500	Dyn 5 or Dyn 1, Dyn 7, Dyn 11
	In applications where "grounding" is required in installations up to 1000 V, VDE 0100/5.73, Art 10b), 1. is to be complied with.		
<b>Insulation class</b>	A to VDE 0530		
<b>Temperature rise during normal operation</b>	The mean temperature rise in windings 65 K and the maximum temperature rise in the insulating liquid: 60 K  For the ambient temperature, the following values apply: max. temperature 40 °C; mean daytime temperature 30 °C; mean annual temperature 20 °C. On request, also for other ambient temperatures.		
<b>Type of cooling</b>	ONAN (natural cooling)		
<b>Short-circuit withstand capability</b>	Against external short-circuit during short-circuit periods acc. to VDE and/or IEC.		
<b>Noise</b>	A-weighted sound power level acc. to DIN 45 635 T. 30 or A-weighted sound pressure level acc. formerly valid VDE 0532/11.71.		
<b>Installation</b>	Indoors or outdoors		
<b>Standards</b>	DIN 42 500/9.84 according to Series A or B		
<b>Regulations</b>	VDE Specifications DIN 57532/VDE 0532 Delivery specifications for three-phase transformers (VDEW, ZVEI)  IEC Publication 76, Parts 1 to 5  With other regulations, e.g. ANSI/NEMA (USA) and CSA (Canada), please consult us.		

Please note other data relating to the design of these transformers and the model for 60 Hz, and to single-phase transformers in the TU publication TU 11.1.11. "Technical Notes".

Buchholz relay is standard in transformers  $\geq 315$  kVA.

Cooling and insulating liquid: Mineral oil to DIN 57370 Part 1, VDE 0370 Part 1/12.78. Synthetic insulating liquid on request.

Off-circuit tap changer to match the voltage to local system conditions. Can be set from outside when the transformer is not under voltage.

Conservator with magnetic oil-level gauge to DIN 42569 and filler nozzle which also acts as a vent.

Bushings for HV and LV terminals. HV with protective gap. Neutral of the LV winding up to 695 V is brought out through a bushing. Shock-proof terminals (see p. 11).

Paintwork consists of several coatings. Standard colour is cement grey RAL 7033. Other colours on request.

Tank cover with lashing and lifting lugs, earthing screw and thermometer pocket(s) for temperature monitoring devices, if required (up to 125 kVA one, from 160 kVA on two).

Tank with strong corrugated walls and few weld seams. Oil drain plug and earthing screw. TUMETIC<sup>®</sup> model: hermetically sealed elastic corrugated walls which accommodate reliably to the variations in the volume of the cool-

ing liquid during operation. Absolutely maintenance-free. The life expectancy corresponds to that of TUNORMA<sup>®</sup> tank.

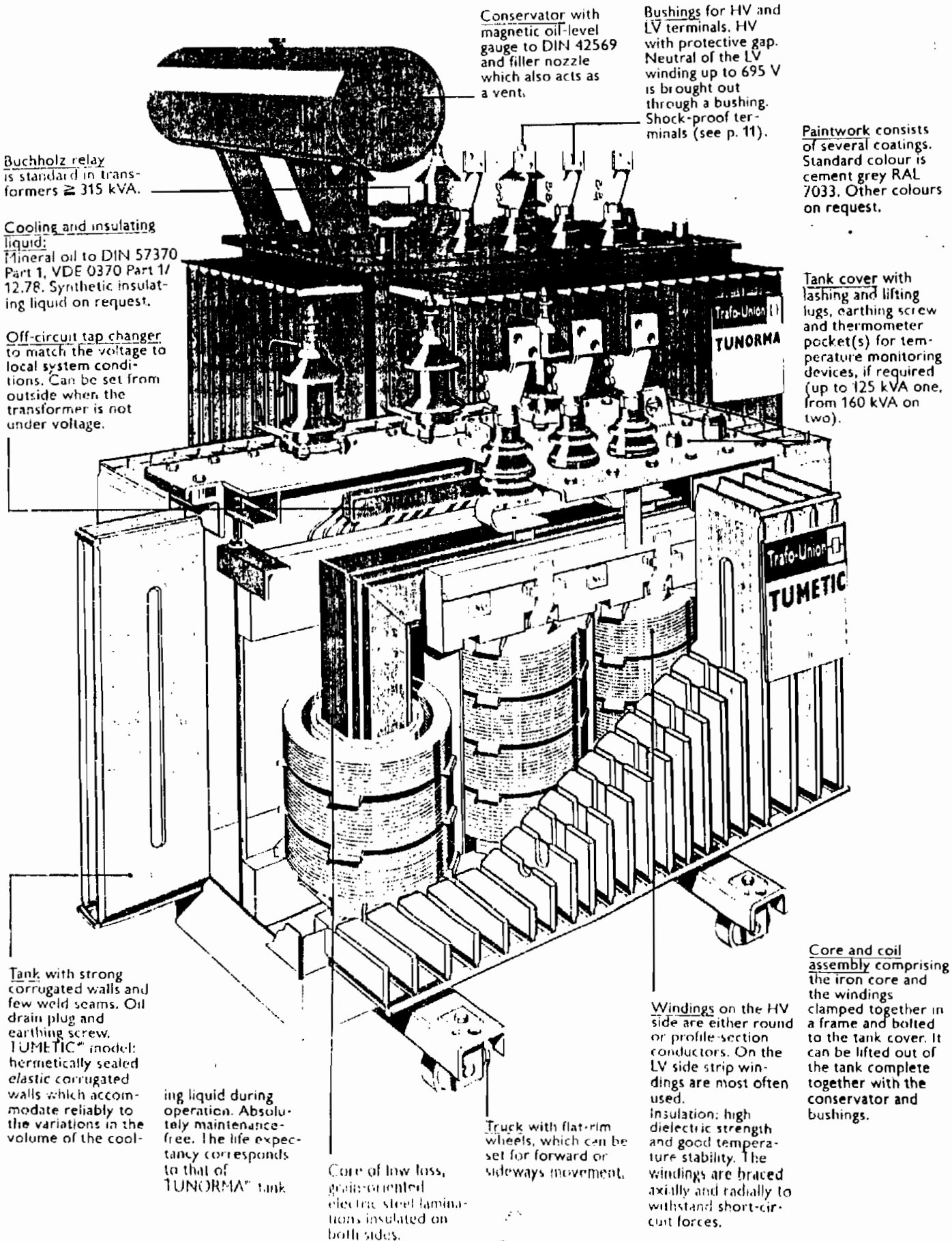
Core of low loss, grain-oriented electric steel laminations insulated on both sides.

Truck with flat-rim wheels, which can be set for forward or sideways movement.

Windings on the HV side are either round or profile-section conductors. On the LV side strip windings are most often used.

Insulation: high dielectric strength and good temperature stability. The windings are braced axially and radially to withstand short-circuit forces.

Core and coil assembly comprising the iron core and the windings clamped together in a frame and bolted to the tank cover. It can be lifted out of the tank complete together with the conservator and bushings.



Three-phase oil-immersed transformers to DIN

Rated power (kVA)	Maximum voltage for equipment (kV)	Rated lightning impulse withstand voltage (kV)	Rated impedance voltage (at 75 °C) (%)	Vector group	Tappings	Type	DIN	No-load losses	Load losses (at 75 °C LV = 400 V)	Sound power (Sound pressure)	
								P <sub>0</sub> W	P <sub>k</sub> W	L <sub>WA</sub> (L <sub>pA</sub> ) dB	
0	12	75	4	Yz0 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 4741 A	42500 Series A	190	1100	55 (45)
							TS 4741 B	42500 Series B	170	1250	55 (45)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 4744 A	42500 Series A	190	1100	55 (45)
							TS 4744 B	42500 Series B	170	1250	55 (45)
5	12	75	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 4941 A	42500 Series A	260	1400	58 (46)
							TS 4941 B	42500 Series B	230	1700	58 (46)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 4944 A	42500 Series A	260	1400	58 (46)
							TS 4944 B	42500 Series B	230	1700	58 (46)
10	12	75	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5041 A	42500 Series A	320	1750	59 (46)
							TS 5041 B	42500 Series B	290	2150	59 (46)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5044 A	42500 Series A	320	1750	59 (46)
							TS 5044 B	42500 Series B	290	2150	59 (46)
25	12	75	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5046 C	42511	380	2300	59 (46)
							TS 5141 A	42500 Series A	380	2050	61 (47)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Yzn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5141 B	42500 Series B	340	2500	61 (47)
							TS 5144 A	42500 Series A	380	2050	61 (47)
60	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5144 B	42500 Series B	340	2500	61 (47)
							TS 5146 C	42511	420	2700	61 (47)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5241 A	42500 Series A	460	2350	62 (47)
							TS 5241 B	42500 Series B	390	3100	62 (47)
100	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5244 A	42500 Series A	460	2350	62 (47)
							TS 5244 B	42500 Series B	390	3100	62 (47)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5246 C	42511	480	3200	62 (47)
							TS 5341 A	42500 Series A	550	2850	64 (48)
250	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5341 B	42500 Series B	480	3600	64 (48)
							TS 5344 A	42500 Series A	550	2850	64 (48)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5344 B	42500 Series B	480	3600	64 (48)
							TS 5346 C	42511	550	3800	64 (48)
315	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5441 A	42500 Series A	650	3250	65 (48)
							TS 5441 B	42500 Series B	570	4100	65 (48)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5441 C	42511	610	4450	65 (48)
							TS 5444 A	42500 Series A	650	3250	65 (48)
450	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5444 B	42500 Series B	570	4100	65 (48)
							TS 5444 C	42511	610	4450	65 (48)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5446 C	42511	650	4450	65 (48)
							TS 5541 A	42500 Series A	770	3900	67 (50)
630	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5541 B	42500 Series B	680	4900	67 (50)
							TS 5541 C	42511	720	5400	67 (50)
TUNORMA TUMETIC*	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5544 A	42500 Series A	770	3900	67 (50)
							TS 5544 B	42500 Series B	680	4900	67 (50)
900	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA only)	TS 5544 C	42511	720	5400	67 (50)
							TS 5546 C	42511	760	5400	67 (50)

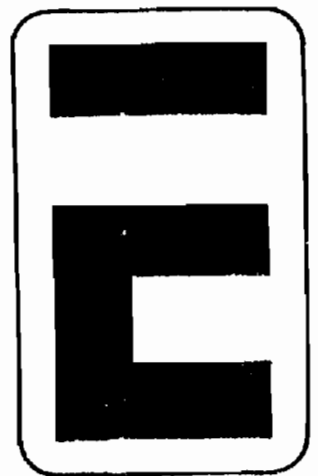
) if a dehydrating breather is fitted ask for size a1 (≤ 250 kVA) or size b1 (> 250 kVA).

# Technical data 100 to 2500 kVA

## Three-phase oil-immersed transformers to DIN

Rated power (kVA)	Maximum voltage for equipment (kV)	Rated lightning impulse withstand voltage (kV)	Rated impedance voltage (at 75 °C) (%)	Vector group	Tappings	Type	DIN	No-load losses	Load losses (at 75 °C LV = 400 V)	Sound power (Sound pressure)	
								P <sub>0</sub> W	P <sub>k</sub> W	L <sub>WA</sub> (L <sub>PA</sub> ) dB	
100 NORMA METIC	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● Stock type for fast delivery (TUNORMA* only)					
						TS 5641 A	42500 Series A	930	4600	68 (50)	
							● TS 5641 B	42500 Series B	810	6000	68 (50)
							TS 5641 D	42500	800	5100	68 (50)
							TS 5641 C	42511	850	6450	68 (50)
							TS 5644 A	42500 Series A	930	4600	68 (50)
100 NORMA METIC	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● TS 5644 B	42500 Series B	810	6000	68 (50)	
						TS 5644 D	42500	800	5100	68 (50)	
							TS 5644 C	42511	850	6450	68 (50)
							TS 5646 C	42511	900	6450	68 (50)
							TS 5741 A	42500 Series A	1100	5500	69 (52)
							TS 5741 B	42500 Series B	960	7150	69 (52)
100 NORMA METIC	24	125	4	Dyn 5	± 4%	TS 5741 D	42500	960	6100	69 (52)	
						TS 5741 C	42511	1000	7800	69 (52)	
							TS 5744 A	42500 Series A	1100	5500	69 (52)
							TS 5744 B	42500 Series B	960	7150	69 (52)
							TS 5744 D	42500	960	6100	69 (52)
							TS 5744 C	42511	1000	7800	69 (52)
100 NORMA METIC	36	170	6	Dyn 5	± 5%	TS 5746 C	42511	1050	7800	69 (52)	
						TS 5841 A	42500 Series A	1300	6500	70 (52)	
	12	75	4	Dyn 5	± 4%	● TS 5841 B	42500 Series B	1150	8400	70 (52)	
						TS 5841 D	42500	1150	7300	70 (52)	
							● TS 5841 C	42511	1200	9300	70 (52)
							TS 5844 A	42500 Series A	1300	6500	70 (52)
						● TS 5844 B	42500 Series B	1150	8400	70 (52)	
						TS 5844 D	42500	1150	7300	70 (52)	
100 NORMA METIC	24	125	4	Dyn 5	± 4%	● TS 5844 C	42511	1200	9300	70 (52)	
						TS 5846 C	42511	1260	9300	70 (52)	
							TS 5941 D	42500 Series A	1400	8700	72 (54)
							● TS 5941 C	42511	1450	11000	72 (54)
							TS 5944 D	42500 Series A	1400	8700	72 (54)
							● TS 5944 C	42511	1450	11000	72 (54)
100 NORMA METIC	36	170	6	Dyn 5	± 5%	TS 5946 C	42511	1520	11000	72 (54)	
						TS 6041 D	42500 Series A	1700	10500	73 (54)	
	12	75	6	Dyn 5	± 5%	TS 6041 C	42511	1750	13500	73 (54)	
						TS 6044 D	42500 Series A	1700	10500	73 (54)	
							● TS 6044 C	42511	1750	13500	73 (54)
							TS 6046 C	42511	1800	13500	73 (54)
100 NORMA METIC	50	125	6	Dyn 5	± 5%	TS 6141 D	42500 Series A	2100	13200	75 (56)	
						TS 6141 C	42511	2100	16400	75 (56)	
							TS 6144 D	42500 Series A	2100	13200	75 (56)
							TS 6144 C	42511	2100	16400	75 (56)
							TS 6146 C	42511	2150	16400	75 (56)
							TS 6241 D	42500 Series A	2600	17000	76 (56)
100 NORMA METIC	100	125	6	Dyn 5	± 5%	TS 6241 C	42511	2550	19800	76 (56)	
						TS 6244 D	42500 Series A	2600	17000	76 (56)	
							TS 6244 C	42511	2550	19800	76 (56)
							TS 6246 C	42511	2600	19800	76 (56)
							TS 6341 D	42500 Series A	3200	22000	79 (58)
							TS 6344 D	42500 Series A	3200	22000	79 (58)
100 NORMA METIC	12	75	6	Dyn 5	± 5%	TS 6441 D	42500 Series A	3800	26500	81 (60)	
						TS 6444 D	42500 Series A	3800	26500	81 (60)	

If a dehydrating breather is fitted ask for size a) (≤ 250 kVA) or size b) (> 250 kVA).



 **ECUATRAN SA.**

LOS TRANSFORMADORES MONOFASICOS ECUATRAN S.A. SE FABRICAN EN TIPOS CSP  
Y CONVENCIONALES

**TRANSFORMADORES CSP.**

Los transformadores CSP o completamente autoprotegidos están equipados con pararrayos, breaker, luz de emergencia y fusibles.

Los pararrayos protegen al transformador de picos de sobrevoltaje generados por descargas atmosféricas que caen sobre la línea o debido a la apertura y cierre de líneas interconectadas, etc.

El pararrayos drena a tierra estas sobretensiones impidiendo que pasen por el transformador.

El Breaker o interruptor térmico es la parte substancial del sistema CSP, protege al transformador de sobrecargas excesivas y/o prolongadas impidiendo que se sobrepase del nivel máximo de temperatura establecido con el objeto de proteger la vida útil del transformador; así mismo, protege al transformador de cortocircuitos en baja tensión.

El Breaker activa la luz de emergencia cuando la temperatura del transformador está cercana a la temperatura de apertura, su función es la de indicar que una sobrecarga peligrosa ha ocurrido. La desconexión de la luz de emergencia debe hacerse manualmente pues permanece encendida aunque la sobrecarga desaparezca.

Al transformador se le puede poner en "estado de Emergencia" (que es una opción de operación del Breaker) para prolongar la apertura del Breaker a una temperatura mayor que la prefijada en estado normal.

El fusible protege al transformador de alguna falla interna que se produjera en él, de manera que el transformador defectuoso se desconecte de la línea de alta tensión.

Los transformadores CSP no son recomendados para conexión en Bancos por dificultad de coordinación de protecciones.

**TRANSFORMADORES CONVENCIONALES.**

Este tipo de transformador no tiene protección alguna; la protección contra rayos, sobrecargas, cortocircuitos, etc. ; deberá ser instalada en el exterior de la unidad durante su montaje.

Este tipo de transformador es el recomendado para conexiones en Banco de dos o tres unidades. Pueden tener uno o dos bushings dependiendo de la línea y del tipo de conexión.

En la sig. pág. se pueden ver algunas de las conexiones en Banco a base de transformadores monofásicos.



Transformador tipo CSP



Transformador Convencional



## CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

POTENCIA	VOLTAJE PRIMARIO	PERDIDAS SIN CARGA	PERDIDAS TOTALES A 85° C.	IMPEDANCIA A 85° C	REGULACION A 85° C.	
KVA	VOLTIOS	WATTS	WATTS	α/o	fp = 1	fp = α,r
5	22860 GRDY/13200	36	172	3,2	3,2	3,6
	13200/22860 Y	32	174	3,4	"	"
	12700/22000 Y	31	155	3,3	"	"
	22000 GRDY/12702	26	150	3,1	"	"
	13200 GRDY/7620	30	175	3,6	"	"
	10	6000 Y	40	250	2,9	2,6
	6300 Y	41	242	2,8	"	"
	13200/22860 Y	39	290	3,4	"	"
	12700/22000 Y	38	291	3,3	"	"
	13800 GRDY/7979	38	285	3,1	"	"
	7620/13200 Y	39	282	3,2	"	"
	22000 GRDY/12702	40	280	3,1	"	"
	22860 GRDY/13200	40	281	3,2	"	"
	13200 GRDY/7620	41	280	3,2	"	"
15	6300 Y	53	385	2,9	2,4	2,9
	12700/22000 Y	46	370	3,2	"	"
	22000 GRDY/12702	54	371	3,0	"	"
	13800 GRDY/7970	50	370	2,9	"	"
	13200/22860 Y	54	375	3,1	"	"
	13200 GRDY/7620	50	380	3,0	"	"
25	2400/4160 Y	73	560	3,4	2,2	3,2
	6000 Y	68	476	3,1	"	"
	6300 Y	67	464	2,8	"	"
	12700/22000 Y	66	543	3,6	"	"
	13800 GRDY/7970	76	533	3,4	"	"
	13200/22860 Y	71	532	3,5	"	"
	7620/13200 Y	75	535	3,3	"	"
	13200 GRDY/7620	74	532	3,2	"	"
	22860 GRDY/7620	75	530	3,2	"	"
37,5	7620/13200 Y	120	705	2,6	1,8	2,4
	13200/22860 Y	118	750	2,9	"	"
	13800 GRDY/7970	118	700	2,6	"	"

## CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

POTENCIA KVA	VOLTAJE PRIMARIO VOLTIOS	PERDIDAS SIN CARGA WATTS	PERDIDAS TOTALES A 85° C WATTS	IMPEDANCIA A 85° C o/o	REGULACION A 85° C	
					fp = 1	fp = 0.8
37,5	7970/13800 Y	115	690	2.6	"	"
	22000 GRDY/7620	120	690	2.7	"	"
	13200 GRDY/7620	115	723	2.6	1.8	2.7
	22860 GRDY/13200	125	720	2.8	"	"
50	13200/22860 Y	166	575	1.9	1.2	1.7
	22860 GRDY/13200	170	580	1.8	"	"
	7620/13200 Y	180	560	1.8	"	"
	13200 GRDY/7620	172	670	1.9	"	"
75	7620/13200 Y	280	880	1.5	1.0	1.4
	6300 Y	282	885	1.6	"	"
	13200 GRDY/7620	285	890	1.6	"	"
	13800 GRDY/7970	285	910	1.7	"	"
	13200/22860 Y	284	905	1.7	"	"
	22860 GRDY/13200	285	900	1.6	"	"
100	7620/13200 Y	330	1200	1.4	0.9	1.3
	2400/4160 Y	340	1260	1.4	"	"
	13200 GRDY/7620	328	1230	1.5	"	"
	13800 GRDY/7970	326	1208	1.6	"	"
	13200/22860 Y	327	1225	1.7	"	"
	22860 GRDY/13200	326	1215	1.7	"	"
167	7620/13200 Y	410	1903	1.9	1.0	1.6
	13200 GRDY/7620	420	1910	1.9	"	"
	13800 GRDY/7970	426	1907	2.0	"	"
	13200/22860 Y	424	1901	2.1	"	"
	22860 GRDY/13200	424	1895	2.1	"	"

NOTA: Todos los casos indicados, están basados en un voltaje secundario de 120/240.  
Para transformadores no indicados en este cuadro, por favor contacte con nuestras oficinas.

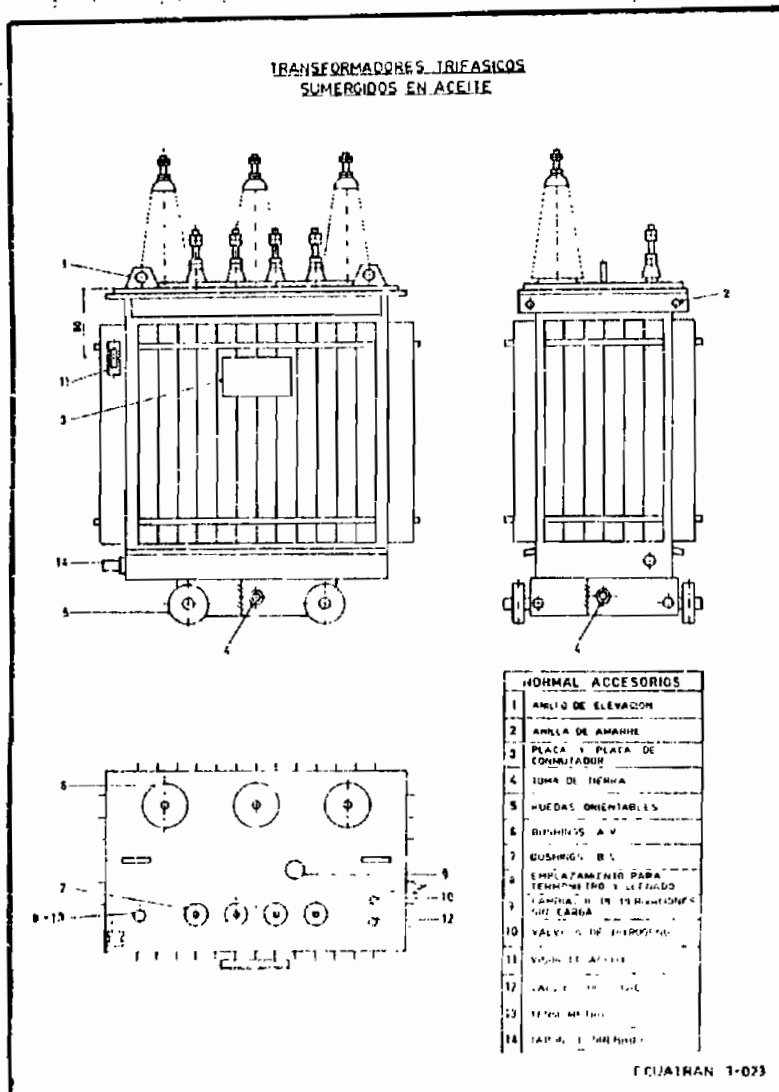
# LOS TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE ECUATRAN

Los transformadores trifasicos son construidos con tecnologia ACEC (Ateliers de Construction Electrique de Charleroi - Belgica), abarcan las potencias desde 30 KVA hasta 1000 KVA, con niveles de voltaje de hasta los 23 KV.

El tanque esta construido con placas corrugadas que amplian el area de refrigeracion del aceite con el medio exterior, garantizando el completo equilibrio termico del transformador.

En la tapa estan los bushings de bajo y alto voltaje, estos ultimos pueden ser cambiados sin necesidad de levantar la tapa. Tambien esta la valvula de alivio y la valvula por la cual se introduce nitrogeno con el proposito de resguardar el aislamiento del aceite. Ademàs, estan el cambiador de derivaciones y el cambiador de voltaje (en caso de ser doble voltaje) que deben ser operados sin carga y desenergizados.

La conexi3n trifasica mas usual es la Dy-5, pudiendo construirse transformadores de la conexi3n que el cliente especifique, así como también ECUATRAN está en capacidad de diseñar cualquier transformador cuyas especificaciones de voltaje y potencia que no sean estándares.



## CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Potencia	Voltaje Prim.	Voltaje Secund.	Pérdidas sin carga	Pérdidas Total 85°C	Imped. 85°C	Corr. nom. Primario	Corr. nom. Secund.	Regulación a 85°C	
KVA	Voltios	Voltios	Watts	Watts	o/o	Amps.	Amps.	FP = 1	FP = 0.8
1.000	13.800	220	1.590	14.890	5	41,8	2.624,4	0,82	3,73
		210	1.950	15.250			2.749,4		
		208	1.950	15.250			2.775,8		
	13.200	220	1.590	15.890	5	43,7	2.624,4	0,86	3,61
		210	1.950	15.250			2.749,4		
		208	1.950	15.250			2.775,8		
	13.800	480	1.950	12.780	5	41,8	1.202,8	0,80	3,55
		440	1.830	13.360			1.312,2		

NOTA: 1.- Para transformadores no indicados en este cuadro, contacte con nuestras Oficinas.  
2.- El diagrama de vectores es:  $\Delta$ - Y.



Transformador trifásico en el proceso de llenado de aceite dieléctrico, en la campana de vacío.



Proceso de entancado de un Transformador Trifásico.



Grupo de Transformadores Trifásicos terminados de construir.

### CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Potencia	Voltaje Prim.	Voltaje Secund.	Pérdidas sin carga	Pérdidas Total 85°C	Imped. 85°C	Corr. nom. Primario	Corr. nom. Secund.	Regulación a 85°C	
KVA	Voltios	Voltios	Watts	Watts	o/o	Amps.	Amps.	FP = 1	FP = 0.8
50	22.860	220 210 208	250	1.200	4	1.26	131,2 137,46 138,78	1,58	3,47
	22.860/13.200	220 210 208	225	1.425	4,2/3,8	1.26/2.18	131,2 137,48 138,78	1,58/1,75	3,47/3,50
	13.800	220 210 208	225	1.445	4	2,09	131,2 137,46 138,78	1,60	3,50
	13.200	220 210 208	250	1.445	4	2,18	131,2 137,48 138,78	1,75	3,50
	13.800	480 440	225	1.340 1.375	4	2,09	60,13 65,6	1,81	3,50
75	22.860	220 210 208	275	1.700	4	1,89	196,82 206,19 208,18	1,39	2,60
	22.860/13.200	220 210 208	275	1.700	4,2/3,8	1,89/3,28	196,82 206,19 208,18	1,39/1,58	2,6/2,9
	13.800	220 210 208	275	1.700	4	3,14	196,82 206,19 208,18	1,50	2,81
	13.200	220 210 208	275	1.700	4	3,28	196,82 206,19 208,18	1,58	2,9
	13.800	480 440	275	1.800 1.800	4	3,14	90,21 98,41	1,53	2,86
	22.860	220 210 208	300	2.300	4	2,53	262,43 274,92 277,57	1,04	3,26
100	22.860/13.200	220 210 208	300	2.000	4,2/3,8	2,53/4,37	262,43 274,92 277,57	1,04/1,10	3,26/3,5
	13.800	220 210 208	340	2.000	4	4,18	262,43 274,92 277,57	1,10	3,38
	13.200	220 210 208	340	2.000	4	4,37	262,43 274,92 277,57	1,18	3,5
	13.800	480 440	340	2.140 2.200	4	4,18	120,28 131,21	1,15	3,57
	22.860	220 210 208	470	3.270	4	4,04	419,89 439,9 444,1	1,19	3,5
	22.860/13.200	220 210 208	470	3.270	4,2/3,8	4,04/7	419,89 439,9 444,1	1,19/1,31	3,5/3,7

NOTA: 1.- Para transformadores no indicados en este cuadro, contacte con nuestras Oficinas.  
2.- El diagrama de vectores es :  $\Delta - Y$

### CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Potencia	Voltaje Prim.	Voltaje Secund.	Pérdidas sin carga	Pérdidas Total 85°C	Imped. 85°C	Corr. nom. Primario	Corr. nom. Secund.	Regulación a 85°C	
KVA	Voltios	Voltios	Watts	Watts	o/o	Amps.	Amps.	FP = 1	FP = 0.8
160	13.800	220 210 208	470	3,270	4	6.69	419,89 439,9 444,1	1,24	3,64
	13.200	220 210 208	470	3.270	4	7	419,89 439,9 444,1	1,31	3,77
	13.800	480 440	470	3.010 3.110	4	6,69	192,45 209,94	1,26	3,7
	22.860	220 210 208	575	3,925	4	5.05	524,86 549,86 555,15	1,06	3,32
	22.860/13.200	220 210 208	575	3.925	4,4/3,9	5.05/8,75	524,86 549,86 555,15	1,06/1,2	3.32/3,57
200	13.800	220 210 208	575	3.925	4	8,36	524,86 549,86 555,15	1,14	3,44
	13.200	220 210 208	575	3.925	4	8,75	524,86 549,86 555,15	1,20	3,57
	13.800	480 440	575	3.625 3.725	4	8,36	240,56 262,43	1,16	3,5
	22.860	220 210 208	660	4.760	4	6.31	656,08 687,32 693,93	1.01	3.04
	22.860/13.200	220 210 208	660	4.760	4,4/4	6,31/10,93	656,08 687,32 693,93	1,01/1,15	3.04/3,5
250	13.800	220 210 208	660	4.760	4	10,45	656,08 687,32 693,93	1,09	3,38
	13.200	220 210 208	660	4.760	4	10,95	656,08 687,32 693,93	1,15	3,5
	13.800	480 440	660	4.390 4.590	4	10,45	300,7 328	1.12	3,5
	22.860	220 210 208	785	5.385	4	7,57	787,3 824,8 832,7	0,93	3,1
	22.860/13.200	220 210 208	785	5.385	4,4/3,9	7,57/13,12	787,3 824,8 832,7	0,93/1,05	3,1/3,26

NOTA: 1.- Para transformadores no indicados en este cuadro, contacte con nuestra Oficina.  
2.- El diagrama de vectores es  $\Delta - Y$

**CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE  
TRANSFORMADORES TRIFASICOS**

Potencia KVA	Voltaje Prim. Voltios	Voltaje Secund. Voltios	Pérdidas sin carga Watts	Pérdidas Total 85°C Watts	Imped. 85°C o/o	Corr. nom. Primario Amps.	Corr. nom. Secund. Amps.	Regulación a 85°C	
								FP = 1	FP = 0,8
300	13.800	220	785	5.385	4	12,55	787,3	1,0	3,2
		210					824,8		
		208					832,7		
	13.200	220	785	5.385	4	13,12	787,3	1,05	3,26
		210					824,8		
208	832,7								
500	13.800	480	785	5.385	4	12,55	360,8	0,98	3,15
		440					393,6		
	22.860	220	1.040	8.040	4	12,6	1.312,2	0,91	3,1
		210	1.040	8.140			1.374,7		
		208	1.140	8.140			1.387,9		
22.860/13.200	220	1.040	8.040	4,6/4,1	12,6/21,86	1.312,2	0,91/0,85	3,1/3	
	210	1.040	8.140	4,5/4		1.374,7			
208	1.140	8.140	4,5/4	1.387,9					
750	13.800	220	1.040	7.710	4	20,9	1.312,2	0,81	2,9
		210	1.140	7.810			1.374,7		
		208	1.140	7.810			1.387,9		
	13.200	220	1.040	7.710	4	21,9	1.312,2	0,85	3
		210	1.140	7.810			1.374,7		
208	1.140	7.810	1.387,9						
750	13.800	480	1.040	7.140	4	20,9	601,4	0,83	2,9
		440	1.140	7.540			656,1		
		22.860	220	1.260			11.910		
	210	1.430	12.080	2.062					
	208	1.430	12.080	2.081,9					
22.860/13.200	220	1.260	11.910	5,7/5,1	18,95/32,8	1.968,3	1,09/0,98	4/3,73	
	210	1.430	12.080	5,6/5		2.062			
208	1.430	12.080	5,6/5	2.081,9					
750	13.800	220	1.260	11.180	5	31,4	1.968,3	0,94	3,73
		210	1.430	11.350			2.062		
		208	1.430	11.350			2.081,9		
	13.200	220	1.260	11.180	5	32,8	1.968,3	0,98	3,73
		210	1.430	11.350			2.062		
208	1.430	11.350	2.081,9						
13.800	480	1.360	9.910	5	31,4	902,1	0,93	3,67	
	440	1.260	10.610			984,1			
750	22.860	220	1.590	15.690	5	25,3	2.624,4	0,95	3,73
		210	1.950	16.050			2.749,4		
		208	1.950	16.050			2.775,8		
	22.860/13.200	220	1.590	15.590	5,7/5,1	25,3/43,7	2.624,4	0,95/0,86	3,73/3,61
		210	1.950	15.990	5,6/5		2.749,4		
208	1.950	15.990	5,6/5	2.775,8					

NOTA: 1.- Para transformadores no indicados en este cuadro, contacte con nuestras Oficinas.  
2.- El diagrama de vectores es:  $\Delta - Y$

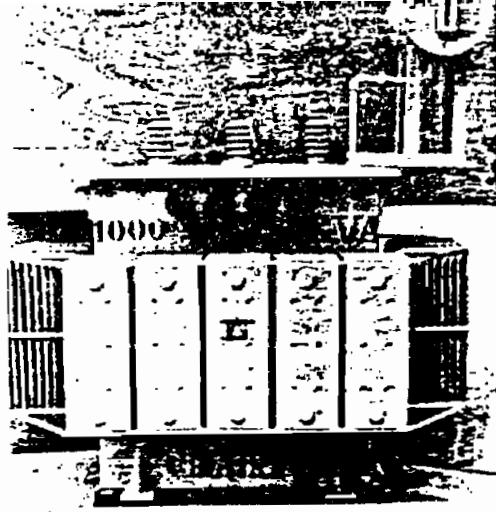
**CARACTERISTICAS TECNICAS  
DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS ECUATRAN S.A.**

	ALTO VOLTAJE [VOLTIOS]	BAJO VOLTAJE [VOLTIOS]	Po (W)	Io (A)	PCU R5 C (W)	Z 85°C (%)
	13200Grdy/7620	120/240	17.03	0.46	74.63	4.19
	13200Grdy/7620	120/240	23.22	0.44	168.06	3.47
	13800Grdy/7970	120/240	22.80	0.35	166.79	3.45
	7620/13200Y	120/240	22/22	0.42	167.92	3.48
	12700/22000Y	120/240	31.41	0.44	282.47	3.38
	13200Grdy/7620	120/240	32/29	0.57	272.46	3.06
	13200/22860Y	120/240	31.07	0.44	271.76	3.23
	22000Grdy/12700	120/240	33/17	0.45	269.12	3.11
	22860Grdy/13200	120/240	33.66	0.45	267.95	3.19
	6000Y	120/240	30.54	0.55	246.81	2.97
	7620/13200Y	120/240	32.29	0.59	277.28	3.14
	13200Grdy/7620	120/240	42.68	0.65	379.15	3.01
	13200/22860Y	120/240	42.35	0.64	364.00	3.09
	13800Grdy/7970	120/240	42.72	0.68	375.06	2.98
	22000Grdy/12700	120/240	43.86	0.55	366.98	2.99
	22860Grdy/13200	120/240	43.32	0.53	354.53	2.95
	6000Y	120/240	44.06	0.78	381.05	2.97
	7620/13200Y	120/240	42.09	0.68	379.06	3.05
	13200Grdy/7620	120/240	60.79	1.22	524.51	3.23
	13200/22860Y	120/240	62.00	1.31	515.83	3.44
	13800Grdy/7970	120/240	60.29	1.19	514.72	3.29
	22000Grdy/12700	120/240	63.60	1.36	520.38	3.27
	22860Grdy/13200	120/240	61.78	1.18	508.59	3.23
	6000Y	120/240	62.65	1.51	471.38	3.07
	7620/13200Y	120/240	63.19	1.52	529.15	3.35
	7620/13200Y	240/480	69.78	0.92	504.58	3.20
	13200Grdy/7620	120/240	96.87	1.88	693.38	2.49
	13200/22860Y	120/240	96.73	1.70	708.50	2.95
	22000Grdy/12700	120/240	99.54	1.79	680.38	2.83
	22860Grdy/13200	120/240	95.86	1.47	697.82	2.78
	6000Y	120/240	97.65	1.95	626.25	2.41
	7620/13200Y	120/240	97.59	2.02	694.21	2.55
	13200Grdy/7620	120/240	149.24	3.03	667.33	1.88
	13200/22860Y	120/240	140.78	2.28	579.87	1.90
	22000Grdy/12700	120/240	148.00	2.81	576.70	1.81
	22860Grdy/13200	120/240	145.10	2.40	572.69	1.82
	7620/13200Y	120/240	147.25	2.76	608.18	1.81
	7620/13200Y	240/480	157.75	2.17	687.91	1.92
	13800Grdy/7620	120/240	218.50	4.17	745.96	1.43
	7620/13200Y	120/240	214.79	4.27	1252.50	2.02
	7620/13200Y	240/480	234.00	2.32	1244.28	1.93
	7620/13200Y	120/240	264.30	5.45	1467.62	1.86
	7620/13200Y	120/240	329.11	6.19	3083.10	2.43



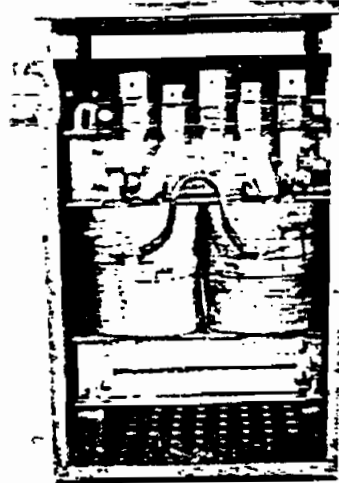
## CARACTERISTICAS TECNICAS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS ECUATRAN S.A.

KVA	VOLTAJE PRIMARIO (V)	VOLTAJE SECUNDARIO (V)	INOMINAL A.V.	INOMINAL B.V.	MATER A.V.	MATER B.V.	P <sub>0</sub> (W)	I <sub>0</sub> (A)	PCu 85°C	Resist A.V. 85°C	Resist B.V. 85°C	Z 85°C
30	13200	220	1.31	78.73	Cu	Cu	202.26	1.834	674.15	125.4	0.02072	3.22
30	22000	220	0.76	78.73	Cu	Al	175.46	1.250	535.76	220.4	0.02063	3.30
30	22860	210	1.26	82.48	Cu	Al	206.00	1.552	532.55	214.1	0.01934	3.22
50	6000	210	4.811	137.46	Al	Al	202.85	1.885	1051.41	13.5	0.01102	4.01
50	13200	208	2.18	138.78	Cu	Al	217.93	1.729	1090.08	71.6	0.01007	3.89
50	13200	210	2.18	137.46	Cu	Al	191.94	1.635	1098.92	72.3	0.01102	4.03
50	13200	220	2.18	131.20	Cu	Al	210.32	1.706	1046.24	69.7	0.01091	3.86
50	13800	210	2.09	137.46	Cu	Al	203.21	1.652	1058.68	74.1	0.01101	3.94
50	22000	210	1.26	137.46	Cu	Al	212.80	1.511	987.114	185.2	0.01026	3.87
50	22000	220	1.26	131.20	Cu	Al	217.36	1.417	1079.87	197.6	0.01109	4.29
50	22860	210	1.263	137.46	Cu	Al	197.96	1.305	1096.82	206.8	0.01082	4.21
50	22860	220	1.263	131.20	Cu	Al	203.89	1.221	1022.61	199.7	0.01129	4.02
75	6000	210	7.22	208.11	Al	Al	248.62	2.421	1537.47	7.7	0.00828	4.06
75	13200	208	3.28	208.18	Al	Al	261.45	1.850	1629.65	42.9	0.00826	3.97
75	13200	210	3.28	206.18	Al	Al	232.93	1.833	1603.30	42.3	0.00827	4.06
75	13200	220	3.28	196.82	Al	Al	235.24	1.643	1652.69	43.4	0.00877	4.18
75	13200	460	3.28	94.13	Cu	Al	254.40	0.894	1462.31	43.2	0.03182	4.04
75	22000	210	1.96	206.19	Cu	Al	256.62	1.741	1584.76	113.1	0.00809	4.22
75	22000	220	1.96	196.82	Cu	Al	258.72	1.586	1535.88	111.8	0.00823	4.05
75	22860	210	1.89	206.19	Cu	Al	241.20	1.335	1594.51	118.7	0.00823	4.22
75	22860	220	1.89	196.82	Cu	Al	221.04	0.916	1590.96	123.9	0.00899	4.26
90	6000	210	8.66	247.44			299.75	2.571	1583.67	6.0	0.00533	3.87
100	6000	210	9.62	274.92	Cu	Al	295.73	2.957	1957.51	5.7	0.00544	4.36
100	13200	208	4.37	277.57	Al	Al	334.33	2.742	1719.71	22.1	0.00558	4.02
100	13200	210	4.37	274.92	Al	Al	285.33	2.729	1829.82	25.1	0.00572	4.07
100	13200	220	4.37	262.43	Al	Al	295.28	2.480	1769.88	24.6	0.00580	4.08
100	13800	220	4.18	262.43	Al	Al	287.00	2.292	1746.66	25.9	0.00599	4.18
100	22000	220	2.62	262.43	Cu	Al	273.85	1.338	1885.05	70.9	0.00612	4.94
100	22860	210	2.53	274.92	Cu	Al	293.229	2.016	1776.32	71.0	0.00571	4.34
112	6000	210	10.83	309.30	Al	Al	397.60	3.453	1416.83	3.6	0.00277	2.90
112	22000	220	2.95	295.40	Cu	Al	449.50	3.451	1293.06	48.0	0.00267	2.54
125	6000	210	12.03	343.66	Al	Al	352.80	3.497	2068.10	4.11	0.00345	4.02
125	22860	210	3.16	343.66	Cu	Al	336.20	2.352	2150.79	60.6	0.00345	4.39
160	6000	210	15.4	439.89	Al	Al	403.67	2.103	2949.34	3.7	0.00270	4.32
160	13200	220	7.0	419.89	Cu	Al	403.54	2.634	2729.26	16.1	0.00295	4.07
160	22000	220	4.20	419.89	Cu	Al	451.43	2.756	2536.01	38.8	0.00254	3.86
160	22860	210	4.04	439.89	Cu	Al	403.67	2.103	2584.01	42.7	0.00277	4.01
160	22866	220	4.04	419.89	Cu	Al	398.75	1.947	2606.98	43.4	0.00295	4.22
200	6000	210	19.25	549.86	Al	Al	511.60	4.507	3381.89	2.5	0.00215	4.26
200	13200	220	8.75	524.86	Al	Al	482.22	3.190	3168.59	11.4	0.00225	3.97
250	6000	210	24.1	687.32	Al	Al	579.00	4.405	3964.42	1.9	0.00156	3.81
250	13200	220	10.95	656.08	Cu	Al	479.50	3.102	3167.64	11.4	0.00225	3.96
300	13200	220	312.13.12	787.30	Al	Al	607.00	3.946	4180.88	6.6	0.00127	4.07
500	13200	220	21.9	1312.20	Al	Al	939.11	6.548	6827.34	3.6	0.00079	4.54
750	13200	220	32.8	1968.30	Al	Al	1163.71	8.519	10159.29	2.4	0.00049	5.44
900	13200	480	43.7	1202.80	Al	Al	1432.00	3.877	11518.20	1.6	0.00133	5.62



TRANSFORMADOR  
MONOFASICO EN ACEITE

TRANSFORMADOR SECO



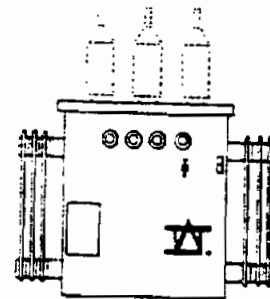
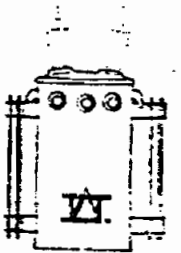
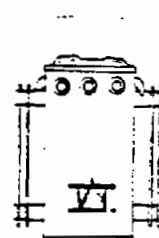
**IV.**  
**INATRA**

**INDUSTRIA ANDINA DE TRANSFORMADORES CIA. LTDA.**

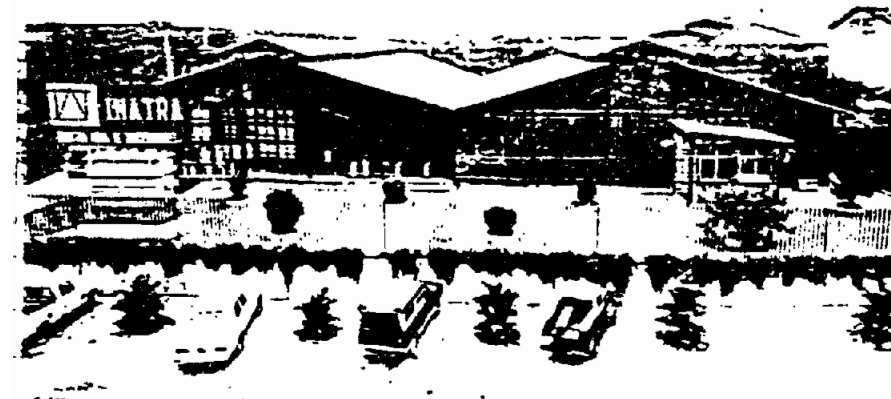
OFICINAS: 9 de Octubre 1904 y Los Ríos, Ofc. 206 - Telfs.: 393969 - 396278  
Telex: 4-2682 INATRA - ED  
FABRICA: Km. 10.5 vía a Daule (Los Vergeltes) - Teléfono: 351929 - Guayaquil,  
Guayaquil, Ecuador

**IV.**

**INATRA**



**INDUSTRIA ANDINA DE TRANSFORMADORES CIA. LTDA.**



INATRA, es una Compañía Ecuatoriana, de Responsabilidad Limitada, nació el 18 de Julio de 1974 en la ciudad de Guayaquil, para cubrir una necesidad en el área del desarrollo eléctrico del Ecuador.

Desde sus comienzos INATRA tuvo como objetivo principal la alta tecnología tanto para el diseño, como para la construcción de sus transformadores, observando las normas nacionales (INEN) e internacionales (ANSI-C 57).

Al cumplir la primera década de existencia, INATRA formó un centro de computación donde se desarrollan distintos programas de cálculo y diseño de los transformadores, orientados a la mejoría y la optimización eléctrica.

## Generalidades de los Transformadores Inatra

Un transformador es una máquina eléctrica que se usa en corriente alterna para transferir energía de un circuito a otro, mediante inducción electromagnética.

Así se puede transformar la energía, tensión y corrientes alternas del bobinado de alta al bobinado de baja y viceversa.

**Aplicación** Los transformadores INATRA, monofásicos y trifásicos inmersos en Aceite y Tipo Secos, son aptos tanto para instalaciones interiores como a la intemperie, poseen refrigeración natural (ONAN) y están diseñados para trabajar en forma continua.

La utilización de aislamientos inorgánicos (clase B) en los transformadores tipo seco, hacen de estos un equipo confiable para su instalación en interiores y se diseñan según el ambiente donde se operan.

## Capacidades y Tensiones Nominales

Se fabrica transformadores monofásicos en capacidades de 10 KVA a 333 KVA y tensiones desde 120 volt. clase 1,2 KV. BIL 30 KV. hasta 34.5 KV. BIL 200 KV.

Transformadores trifásicos desde 15 KVA a 500 KVA.

En tipo seco se fabrica transformadores monofásicos de 10 KVA a 500 KVA con tensiones hasta 750 Volt. clase 1,2 KV y en trifásicos de 10 KVA a 500 KVA en los mismos voltajes y aislamientos clase "B" para 80°C. Garantizan bajas pérdidas en el núcleo y mínimo nivel de ruido, para uso en Hospitales o centros similares.

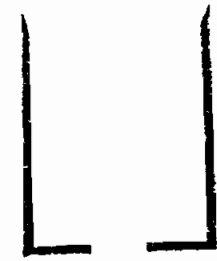
## Construcción

**Núcleo** Los núcleos de los transformadores INATRA se construyen con lámina magnética TIPO RG de hierro al silicio laminada en frío y de grano orientado.

El núcleo es del tipo de columnas tanto para los trifásicos como para los monofásicos, con corte de las chapas a 45° para obtener así bajas pérdidas en el núcleo y menores corrientes de excitación.

Los núcleos se someten a un prensado tal, que permite obtener mínimas vibraciones y bajo nivel de ruido.

El núcleo va aterrizado al tanque para evitar posibles tensiones capacitivas.



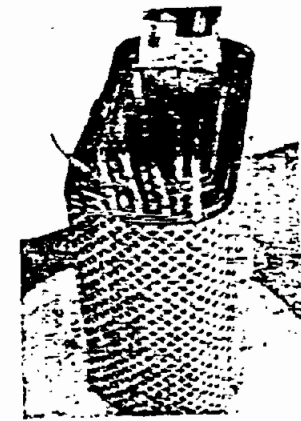
**Bobinas** Las bobinas INATRA son rectangulares, devanadas en forma continua del tipo BAJA-ALTA con el embobinado de baja tensión interiormente. La bobina de ALTA TENSION es hecha directamente sobre la de BAJA TENSION, con el fin de ofrecer un conjunto más compacto, con mayor resistencia mecánica a los esfuerzos de corto circuito.

Las bobinas de BAJA TENSION son hechas con conductores rectangulares, cuadrados o flejes de cobre electrolítico, usando este material por ser el que presenta mayor conductividad después de la plata.

Los materiales aislantes empleados en las bobinas son del Tipo PRESSPAN de 1.5 mm de espesor para el casquillo baja - núcleo y de 0.13 mm. para los aislamientos entre capas, revestidos por ambas caras con resina EPOXY en forma de diamantes, la cual es curada a 120°C en el horno de secado, uniéndose fuertemente los devanados.

El aislamiento de las primeras y últimas capas es reforzado en forma escalonada, para proteger al transformador de las sobretensiones causadas por ondas errantes, descargas atmosféricas y por la conexión y desconexión del transformador.

Las bobinas están provistas de ductos de refrigeración para obtener una buena disipación del calor y obtener un gradiente de temperatura máximo de 10°C.



**Conmutador** El cambiador de derivaciones está localizado interiormente y está diseñado para que sea operado con el transformador desenergizado, mediante una perilla de accionamiento interior o exterior

Transformadores INATRA son construídos en lámina de hierro al carbono, laminada en frío o caliente.

Los tanques monofásicos son cilíndricos y están provistos de radiadores a partir de 75 KVA. Los tanques trifásicos son de forma rectangular y están provistos de radiadores a partir de 45 KVA. Tanto en los monofásicos como en los trifásicos los aisladores de ALTA TENSION van colocados en la tapa y los de BAJA TENSION en los costados. Todos los transformadores llevan una válvula de sobrepresión, como los radiadores, son sometidos a presión para comprobar la hermeticidad. Durante el proceso de pintura el tanque se somete a una limpieza de desoxidante y fosfatizante para luego aplicar 2 capas de pintura anticorrosiva (fondo) y por último aplicar 2 capas de esmalte sintético, garantizando así un buen acabado y excelente resistencia a la intemperie.



**Aceite** El aceite empleado en los transformadores INATRA es del tipo MINERAL PURO y se usa como medio refrigerante y aislante. Antes de utilizar el aceite en los transformadores, se somete a un filtrado y secado, que concluye cuando el aceite ha alcanzado una rigidez dieléctrica de 50 KV. (200 KV./cm), medido según procedimiento ASTM D117.

Antes de llenarse de aceite el transformador la parte activa ha sido sometida a una impregnación de aceite al vacío, para asegurar que no haya quedado ningún indicio de aire o humedad en los aislantes.

**Conexiones y Terminado** Una vez que las bobinas han sido ensambladas en el núcleo, se efectúa la primera prueba con TTR, para determinar la relación de transformación y detectar posibles fallas de corto circuito, polaridad o circuito abierto. Seguidamente se efectúa la conexión del transformador, empleando para esto soldadura de plomo, recubriendo los terminales y conexiones con papel crepé.

Luego viene el proceso de secado a 110°C, tratamiento de vacío e impregnación y ensamble de la parte activa dentro del tanque, teniendo el mayor cuidado de conservar las distancias mínimas entre éste y la parte activa.

**Laboratorio** El transformador pasa al laboratorio donde se le realizan todas las pruebas finales de acuerdo con las normas técnicas



A) DE RUTINA para todos los transformadores

- Medida de resistencia del aislamiento entre alta tensión y tierra, baja tensión y tierra, alta tensión y baja tensión con Megger.
- Relación de transformación en todas las posiciones del conmutador (TTR después de ensamble) y relación de voltaje.
- Medida de las pérdidas en vacío y corriente de excitación al 100 o/o del voltaje nominal.
- Medidas de las pérdidas en cortocircuito y tensión de cortocircuito.
- Ensayos de tensión aplicada.
- Ensayos de tensión inducida.
- Medida de la resistencia de los devanados.

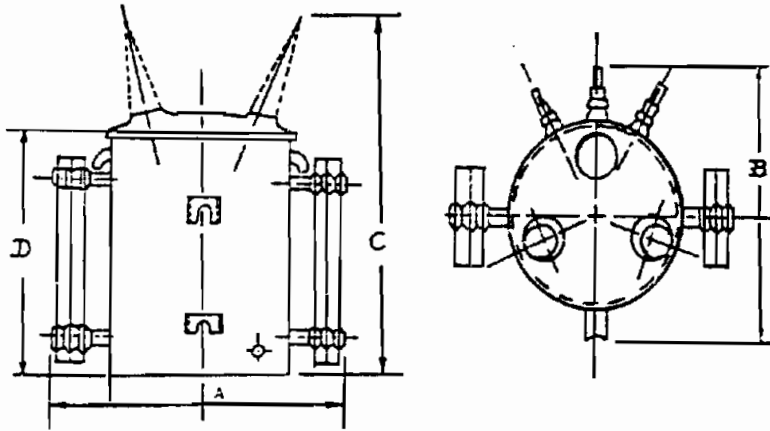
B) PROTOTIPO para un transformador de cada serie.

- Ensayos de calentamiento (corto circuito)
- Ensayos de vacío desde el 10 o/o hasta el 120 o/o del voltaje nominal.
- Verificación de la polaridad para los transformadores uno y cero monofásicos
- Chequeo de la relación de fase (grupo vectorial) para los transformadores trifásicos.
- Chequeo de la rigidez dieléctrica del aceite.
- Prueba de impulso (en la Universidad Politécnica de Quito).

**Protocolo de pruebas** Al cliente se le entrega con cada transformador un protocolo de pruebas donde se especifican todas las pruebas de rutina antes mencionadas.

**Garantía** Todo transformador INATRA va acompañado de un Certificado de garantía de funcionamiento por un período mínimo de un año.

# TRANSFORMADORES MONOFASICOS SUMERGIDOS EN ACEITE



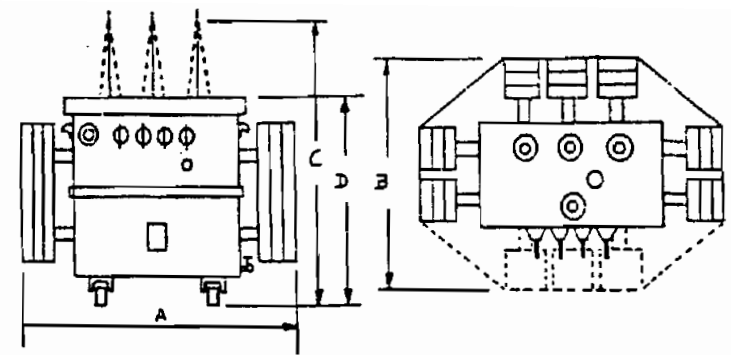
Voltaje Primario: 7620/12200Y - 12700/22000Y BIL: 150 KV y Menor  
 Voltaje Secundario: 120/240 - 240/480 BIL: 30 KV

KVA CONTINUOS At - 65°C	PERDIDAS A 75°C:		Excitac a/o I2	Imped a/o Tcc	REGULACION		DIMENSIONES				PESO TOTAL KGR	ACEITES LITROS
	VACIO	TOTALES			FP-1	FP-0.8	A	B	C	D		
10	80	250	3.5	1.0	2.8	3.0	35.6	56.5	86	62	118	42
15	100	345	3.5	3.0	1.8	2.6	35.6	56.5	86	62.0	122	42
25	150	520	3.0	3.0	1.8	2.6	41.1	62.1	101.6	77.6	150	74
37.5	190	690	2.5	2.6	1.7	2.5	46.6	67.6	110.0	86.0	220	112
50	225	860	2.5	2.6	1.4	2.2	49.5	70.5	110.8	90.0	316	128
75	290	1170	2.0	2.5	1.4	2.2	88.6	82.1	114.0	90.0	330	128
100	350	1450	2.0	3.3	1.35	2.18	95.6	88.0	115.0	91.0	425	129
167	450	2010	2.0	3.7	1.2	2.08	106.6	90.0	129.0	105.0	560	140
250	700	3150	1.5	4.0	1.2	2.00	105.0	80.0	135.0	111.0	760	198
333	800	3800	1.5	4.0	1.0	2.10	110.0	100.0	135.0	111.0	935	344

Voltaje Primario: 6300/2200 - 13200/22000 - 22000 - 34500 BIL: 200 KV  
 Voltaje Secundario: 120/240 - 240/480 BIL: 30 KV

15	95	425	3.3	3.1	2.2	3.4	52.0	65	100.0	70.0	190	65
25	160	530	3.0	3.1	1.8	3.0	60.0	70	107.6	77.6	288	98
37.5	200	720	2.8	3.2	1.8	3.0	60.0	70	118.0	88.0	348	118
50	228	890	2.5	3.2	1.7	3.0	61.0	70	123.0	93.0	377	130
75	270	1218	2.3	3.8	1.5	2.9	89.0	80	123.0	93.0	630	158
100	340	1500	2.3	3.5	1.5	2.9	98.0	89	124.0	94.0	675	185
167	410	2060	2.3	3.7	1.3	2.7	112.0	90	138.0	108.0	740	225
250	750	3370	2.3	3.8	1.3	2.7	120.0	99	150.0	120.0	835	270
333	870	3950	2.1	3.8	1.1	2.5	115.0	99	150.0	120.0	1100	347

NOTA: Para otros valores consultar con FABRICA  
 Medidas y pesos aproximados.



Voltaje Primario: 4160 - 6300 - 13200 - 13800 BIL: 125 KV y menor CONEXION DYS  
 Voltaje Secundario en vacio (Volt.): 216/125 - 225/130 - 460/266 - 480/277 BIL: 30 KV.

KVA CONTINUOS At - 65°C	PERDIDAS A 75°C:		Excitac a/o I2	Imped a/o Tcc	REGULACION		DIMENSIONES				PESO TOTAL KGR	ACEITES LITROS
	VACIO	TOTALES			FP-1	FP-0.8	A	B	C	D		
15	110	490	5.1	2.8	2.52	3.48	55	48.5	89.0	65	190	70
30	170	750	4.8	2.8	2.22	2.92	58	48.5	89.0	65	240	80
45	240	1030	4.5	3.1	2.303	2.98	72.5	51.5	107.0	83	318	100
75	350	1660	4.0	3.2	1.83	3.20	96	56.9	107.0	83	430	130
112.5	400	2200	3.6	3.6	1.61	3.10	102	79.0	107.0	83	580	170
150	610	2800	3.5	3.6	1.67	3.67	102	92.3	113.0	89	680	205
225	760	3100	3.0	3.9	1.53	3.13	131.6	94.5	113.0	89	960	280
300	950	5420	2.5	4.0	1.32	2.90	128	100.0	122.0	98	1299	347
400	1050	6800	2.5	4.0	1.20	2.75	142.6	99.0	122.0	98	1390	390
500	1200	8050	2.0	4.0	1.05	3.0	149.0	99.0	125.7	101.7	1630	470
630	1300	10100	2.0	4.0	1.22	2.58	150	114.6	141.8	117.8	1900	529
800	1660	13000	2.0	4.2	1.20	2.60	180	133	148	124	2500	795
1000	2100	15000	2.0	5.0	0.97	2.88	192	140	156	132	2880	960
1250	2600	17900	1.5	5.0	1.00	3.10	200	160	168	144	3350	1100

Voltaje Primario (Volts): 8300/22000 - 13200/22000 - 34500 - BIL: 200 KV CONEXION DYS  
 Voltaje Secundario en vacio (Volt.): 216/125 - 225/130 - 460/266 - 480/277 - BIL: 30 KV.

30	216	970	5.0	3.3	2.90	3.55	60.0	51.5	101	71	350	92
45	282	1200	4.5	3.3	2.35	3.28	72.5	53.0	112	82	400	120
75	415	1700	3.8	3.3	1.85	3.22	96.0	56.0	112	82	850	190
112.5	539	2300	3.5	4.0	1.68	3.27	104.6	62.1	113	82	700	270
150	671	2880	3.5	4.0	1.59	3.23	113.1	93.8	118	88	705	300
225	800	4400	3.0	4.0	1.48	3.10	135.0	94.5	118	88	1060	373
300	1022	5900	2.5	4.0	1.39	2.99	132.0	99.0	133.4	99.6	1400	419
400	1100	7500	2.5	4.0	1.40	3.00	143.8	99.0	133.4	99.6	1600	500
500	1300	9000	2.2	4.0	1.36	3.23	146.8	98.8	130.5	96.5	1810	598
630	1500	10460	2.2	4.6	1.28	3.10	152.0	120.0	147	113	2428	790
800	1780	11700	2.0	5.0	1.15	3.00	180.0	152.5	153	119	3100	920
1000	2070	15150	2.0	5.0	1.10	2.92	193.0	154.8	170	138	3430	1360
1250	2660	17900	2.0	5.5	1.16	3.10	220.0	155.0	190	158	4000	1500

NOTA: Para otros valores consultar con FABRICA  
 Pesos y medidas aproximados.

DISTRIBUIDORES:

## *Anexo 3*

# **LISTADO DEL PROGRAMA**

Inicialmente *NLTRAN* estaba pensado para ser desarrollado en un lenguaje que permitiera programación lineal, tal como Pascal o Lenguaje C. Sin embargo, el aparecimiento de los lenguajes de programación orientado a objetos, tal como Visual Basic, ha permitido desarrollar aplicaciones más complejas con un mayor número de herramientas.

Por esta razón, refiriéndose a *NLTRAN*, un registro completo de todas las instrucciones, definiciones y características de los objetos utilizados (pantallas, botones, grillas, gráficos, subrutinas, etc.), y de sus interrelaciones representa una gran cantidad de papel impreso con el inconveniente de que el Usuario puede llegar a confusiones. Es más práctico disponer en un disquete con todos los elementos del programa y analizarlos valiéndose de un editor de texto o por medio de Visual Basic.

El disquete con todos los formularios e instrucciones que componen *NLTRAN* se encuentra disponible en el Laboratorio de Informática de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito o con el Autor.