



**UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO**

---

**División de Ciencias e Ingenierías**

**CORRECCIÓN DEL FACTOR DE  
POTENCIA EN PRESENCIA DE  
PROBLEMAS DE DISTORSIÓN  
ARMÓNICA EN TRANSFORMADORES**

**TRABAJO MONOGRÁFICO**

Para obtener el grado de Ingeniero en  
Sistemas de Energía

**PRESENTA**

Manuel Alejandro Vivas Riverol

**SUPERVISORES**

ING. Rafael González Plascencia  
ING. Luís Felipe Medina Leyva  
M.C. Víctor Manuel Sánchez Huerta

Chetumal. Quintana Roo 2005




Trabajo monográfico elaborado bajo la supervisión del comité de asesoría y aprobado como requisito parcial, para obtener el grado de:

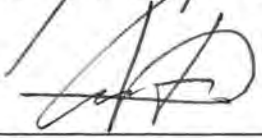
## INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ:

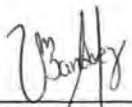
SUPERVISOR:

  
\_\_\_\_\_  
ING. Rafael González Plascencia

SUPERVISOR:

  
\_\_\_\_\_  
ING. Luis Felipe Medina Leyva

SUPERVISOR:

  
\_\_\_\_\_  
M.C. Víctor Manuel Sánchez Huerta

## Agradecimientos

*A los profesores de la carrera que siempre tuvieron la disponibilidad para brindarme su apoyo académico y moral, sobre todo al Ing. Inocente Bojorquez Báez y al Ing. Luis Felipe Medina Leyva, quienes fueron sencillamente claves en la culminación de mis estudios y a quienes guardaré por siempre un profundo respeto y agradecimiento.*

*A mi supervisor el Ing. Rafael González Plascencia, por su disponibilidad, sencillez y amabilidad que fue decisiva para la culminación de éste trabajo.*

*A la Ingeniera Cecilia Hernández Hernández, por su valioso apoyo, con el cual materialicé el hecho de mi incursión a tan apasionante tema.*

*A mi abuela Marina, quien me brindo apoyo y cariño.*

*A mi Familia, que con su paciencia me permitieron lograr este deseo.*

*Pero sobre todo a Conchi, que sin su comprensión y apoyo incansable e incondicional, no hubiera sido posible este trabajo, y más aún, la culminación de todos y cada uno de mis anhelos, a ti en especial, te agradezco Mamá.*

## CONTENIDO

	PAG
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
I. CALIDAD DE LA ENERGÍA	6
I.1. Naturaleza y alcance del trabajo	6
I.2. Metodología utilizada	8
<b>DESARROLLO DEL TRABAJO</b>	
II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	10
II.1. Resistencia	10
II.2. Inductancia	10
II.3. Capacitancia	11
II.4. Potencias Aparente, Real y Reactiva	13
III. FACTOR DE POTENCIA	13
III.1. Definición	13
III.2. Origen del bajo Factor de Potencia	14
III.3. Efectos Energéticos y Económicos del bajo Factor de Potencia	15
III.3.1. Pérdidas en un transformador	16
III.3.2. Efectos económicos en la factura eléctrica	16
III.3.3. Ventajas de la corrección del bajo Factor de Potencia	17
III.3.3.1. Energéticas.	17
III.3.3.2. Económicas	18
III.4. Corrección del bajo Factor de potencia	19
III.4.1. Determinación de la capacidad del banco de capacitores	19
III.4.2. Carga en Bancos de Capacitores	20
III.4.3. Formas de compensación mediante capacitores	20
IV. ARMONICAS	22
IV.1. Definición	22
IV.2. Fuentes de Armónicas	23
IV.3. Efectos y consecuencias Técnicas y Económicas de los armónicos	25
IV.3.1. Efectos en transformadores	25
IV.3.2. Efectos en los bancos de capacitores	27
V. FACTOR DE POTENCIA EN PRESENCIA DE ARMÓNICOS	28
V.1. Factor de Potencia verdadero	28
VI. CARACTERÍSTICAS DE RESPUESTA DEL SISTEMA	31
VI.1. Corriente o voltaje con distorsión armónica (THD)	31
VI.2. Corriente con distorsión armónica en base a la demanda máxima promedio (TDD)	32
VI.3. Factor de desclasificación k	33
VI.4. Impedancia del sistema	34
VI.4.1. Capacidad de corto circuito ( $I_{sc}$ ó $MVA_{sc}$ )	36
VI.4.2. Los bancos de capacitores y los cables aislados	37
VI.4.3. Características de la carga	37
VI.4.3.1. Transformadores de reducción	38

VI.4.4.Condiciones de balanceo o desbalanceo del sistema	39
VI.5.Resonancia en paralelo	41
VI.6.Modelado de las fuentes Armónicas	43
VI.7.Impedancia total ( $Z_h$ ) en función de la frecuencia	44
VI.7.1.Resonancia paralelo	45
VI.7.2.Evaluación de THDv y TDD en PCC.	48
<b>VII.PREDICCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO FACTOR DE POTENCIA CON ARMÓNICOS</b>	<b>50</b>
VII.1.Cálculo de la frecuencia resonante (fr, hr)	50
VII.2.Severidad de resonancia (SCR)	51
VII.3.Presentación de los datos armónicos	53
VII.4.Cálculos de las corrientes	54
VII.5.Metodología para la resolución de problemas de bajo Factor de Potencia con distorsión armónica	55
VII.5.1.Datos para el estudio	60
<b>VIII. MÉTODOS DE MITIGACIÓN</b>	<b>61</b>
VIII.1.Principios para controlar los armónicos	61
VIII.1.1.Filtros pasivos	61
VIII.1.2.Filtros en derivación	62
VIII.1.3.Diseño de un filtro armónico	64
VIII.1.3.1. Evaluación de los rangos de los capacitores del filtro	67
VIII.2.En Transformadores	69
VIII.2.1.Tipos de transformadores para la eliminación de Armónicas.	69
VIII.2.2.Transformadores de factor K	69
<b>IX. EJEMPLOS</b>	<b>71</b>
IX.1.Corrección de Factor de Potencia sin problema de armónicos. Propuesta de un banco de capacitores	71
IX.2.Corrección del bajo Factor de Potencia con Armónicas en las instalaciones. Armónicos de nivel alto según los estándares de la IEEE, cuyos problemas son evidentes. Propuesta de un banco de capacitores con filtro de Armónicas	76
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>89</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>90</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>92</b>
<b>ANEXOS</b>	
A. Modelado del sistema para el análisis de la incidencia armónica	96
B. Facturación histórica, Hotel	98
C. Facturación simulada, Hotel	99
D. Equipos propuestos alimentados del transformador de 1000 kva @ 440volts	100
E. Sistema especial	101

## INTRODUCCIÓN

### I. CALIDAD DE LA ENERGÍA

El concepto de "calidad de la energía" suministrada está en función de los requerimientos de los equipos eléctricos de producción de la planta industrial, que están conectados a la red de suministro eléctrico. Los dos componentes principales de la calidad del suministro son:

- Continuidad: (libre de interrupciones): el grado en el cual los usuarios pueden confiar en su disponibilidad en cualquier momento.
- Nivel de Voltaje: el grado en el cual el voltaje es mantenido, en todo momento, con un rango específico.

La energía eléctrica disponible de parte del suministrador corresponde a un sistema trifásico de CA de 3 fases 4 hilos, 60 HERTZ y del cual la industria puede requerir un servicio monofásico o trifásico.

El problema de mala calidad de la energía debido a distorsiones *Armónicas* se genera por la proliferación de las llamadas *cargas no lineales*, como las encontradas en los circuitos electrónicos. Ejemplo de ellos son los convertidores electrónicos de potencia que han ganado terreno rápidamente en las plantas industriales modernas, debido a lo cual, los sistemas de suministro de energía están contaminados causando una distorsión en la forma de onda de tensión y corriente senoidal.

Estos sistemas electrónicos de potencia modernos están generando un creciente número de problemas tales como los "Flickers" (*parpadeo*) en el voltaje, los interarmónicos o los "Notching" (*muescas*) en el voltaje<sup>A</sup>; especialmente en el contexto de los temas de calidad de energía.

Por lo tanto, vale la pena discutir los efectos de estos sistemas electrónicos en otros equipos y especialmente en capacitores y transformadores para *Corrección del Factor de Potencia*.

#### I.1. Naturaleza y alcance del trabajo

La intención de este trabajo documental es tratar el problema de la corrección de Factor de Potencia en sistemas eléctricos con problemas de armónicos, de una manera práctica, teniendo una inclinación hacia

---

<sup>A</sup> Oliver, James A; et al. "Power Quality": How to Specify Power-Quality-Tolerant Process Equipment. En: IEEE Industry Application Magazine. Sept/Oct 2002. pp 22 y 23.

transformadores, principalmente. Al mismo tiempo, en este trabajo manejo una alternativa metodológica basada en la revisión de documentos de autoría particular y las normas Estadounidenses como las del IEEE STD 399-1997 y el IEEE STD 519-1992. De tal modo que, el objetivo de este trabajo monográfico es:

- ❖ Establecer el problema de Bajo Factor de Potencia con distorsión Armónica, mediante la descripción de sus fuentes generadoras y sus repercusiones técnicas y económicas.
- ❖ Dar a conocer con claridad una metodología básica, basada en la bibliografía y el estándar IEEE STD 399-1997, para resolver problemas de Bajo Factor de Potencia en presencia de Armónicos, dentro de las siguientes circunstancias:
  - Únicamente se tomaron en cuenta aquellos métodos y técnicas donde se utilizaban sistemas pasivos para corrección de Bajo Factor de Potencia en presencia de Armónicos; es decir, Bancos de Capacitores y Filtros de Armónicos.
  - El área de estudio está dirigida al sector industrial y comercial.
  - Este trabajo describirá únicamente la parte de análisis, que es necesaria para la propuesta de los bancos y/o filtros requeridos para la solución de los problemas que se ilustran en dos ejemplos básicos:
    - Corrección de bajo Factor de Potencia sin problemas de armónicos. Propuesta de banco de capacitores.
    - Corrección de bajo Factor de Potencia con problemas de armónicos. Propuesta de instalación de filtros de sintonía. En este último ejemplo se empleó el método más comúnmente utilizado en la industria para su solución. El ejemplo permite hacer los cálculos manualmente, los cuales consisten en incluir una inductancia en serie para los bancos de capacitores propuestos.

La corrección del Factor de Potencia en los ejemplos presentados en este trabajo se realizó utilizando el Factor de Potencia de Desplazamiento y no el Factor de Potencia Verdadero, ya que las Facturas de la Comisión Federal de Electricidad están basadas aún en realizar multas en base a este factor.

## 1.2. Metodología utilizada

Los temas de ahorro y calidad de la energía eléctrica corresponden en la actualidad el acicate económico en todos los ámbitos de consumo de la energía eléctrica, pues es tan importante el gastar menos, máxime en una economía mediana como la de nuestro país, tanto para casas habitación, como para el propio país.

Los sistemas de potencia Industrial y comercial en todo el mundo no son la excepción, ya que el creciente número de sus procesos ahora automatizados, han generado la necesidad de hacerlos más eficientes, con el fin de abaratar costos para obtener mejores beneficios y ser mas competitivos.

Uno de los rubros comúnmente atacados para lograr dicha eficiencia en la industria y el comercio, es precisamente el de corregir el problema de bajo Factor de Potencia que, debido a las cargas encontradas en dichos sistemas, la configuración de la red en la cual son instaladas y, como ya se ha mencionado, a la proliferación de los circuitos electrónicos para diferentes aplicaciones (ej. Manejadores de AC y DC, iluminación, redes computacionales, etc.), ahora se encuentra intrínsecamente ligado al problema surgido de la producción de corrientes Armónicas que se presenta en estas aplicaciones, pues lo acentúa, como veremos en el desarrollo de este trabajo.

De aquí surgió la idea para el tema de esta monografía, la cual se ha desarrollado, mediante el acopio de bibliografía de diferentes fuentes, las cuales provienen de:

- Comisión Federal de Electricidad.
- Normas de la IEEE.
- Libros de autores particulares.
- Artículos de Internet.
- Artículos de Revistas.
- Apuntes sobre Diplomado en Ahorro de Energía.
- Experiencia Personal dentro del ramo.

Después de haber seleccionado el material cuyo enfoque específico se encuentra dentro del marco teórico delimitado en la Sección I.1, se realizaron tres lecturas generales de al menos siete diferentes fuentes, que fueron seleccionadas como principales, debido a su amplia utilización y difusión, esto



con el objeto de obtener la visión general que permitiera delimitar los puntos o subtemas a tratar.

Posteriormente se realizaron exhaustivos resúmenes mediante el uso de fichas bibliográficas de contenido y tras la mejor comprensión del tema, se elaboró el índice el cual sirvió como esquema de trabajo.

Una vez delimitado el contenido del trabajo se procedió a revisar los pormenores de cada subtema o Sección, con el fin de esclarecer los conceptos no completamente definidos que se encontraban en las diferentes fuentes y tratar así de hacerlas complementarias entre sí.

Uno de los puntos importantes de este trabajo es que, debido a que la información que aquí se cita es en buena parte expresada en forma de ecuaciones matemáticas y, además, debido al hecho de que se incluyen dos ejemplos prácticos, gran parte de la información ha sido verificada en dichos ejemplos e inclusive la redacción de estos permite, en algunos casos, dar seguimiento a las ecuaciones de forma clara. El hecho de haber aplicado los conocimientos que en este trabajo se describen dio como resultado una forma más de entendimiento para la mejor redacción de los mismos.

Cabe mencionar que se realizaron 73 diferentes panoramas del ejemplo IX.2, en los cuales se utilizaron todas las fórmulas que en este trabajo se presentan.

Una vez aclaradas las dudas de las secciones a integrar en el trabajo y habiendo terminado la realización de los ejercicios, se procedió a la organización final del trabajo y a la redacción del borrador para llevar a cabo las revisiones pertinentes por parte de los integrantes del comité de supervisión.

Acabadas estas, por último, se realizó la redacción final para su presentación.

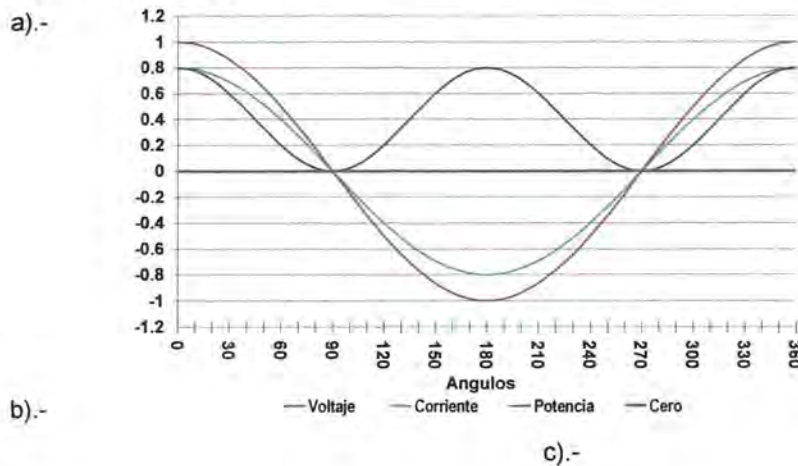
## DESARROLLO DEL TRABAJO

### II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

#### II.1. Resistencia

Un horno eléctrico, una lámpara incandescente, un radiador, etc., son cargas resistivas. Una resistencia es designada con el símbolo "R" y su unidad es el Ohm ( $\Omega$ ), se representa con el símbolo eléctrico mostrado en la Figura II.1 c.

En un circuito puramente resistivo la corriente está en fase con el voltaje y es función inmediata del mismo.



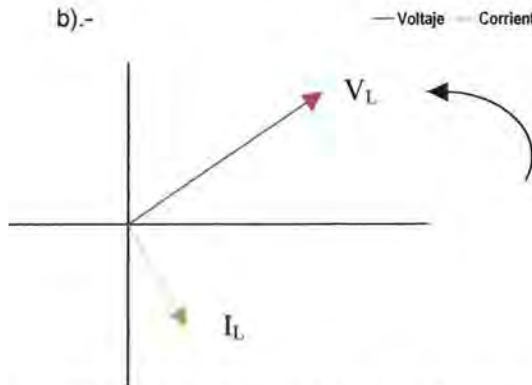
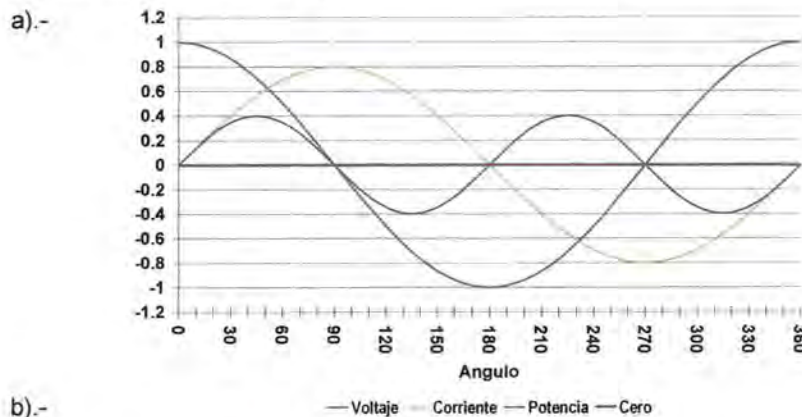
**FIGURA II.1.-** Carga resistiva. a) Corriente en fase con el voltaje. b) Diagrama fasorial de un circuito puramente resistivo. c) Símbolo eléctrico para una resistencia.

#### II.2. Inductancia

La inductancia es una característica de las bobinas eléctricas debido a la relación entre la corriente que circula por la bobina y el campo magnético que se genera. Es denominada por la letra "L" y sus unidades son los Henrys (H), gráficamente se representa con el símbolo eléctrico que aparece en la Figura II.2c. Las Cargas inductivas son encontradas en cualquier lugar donde haya embobinados, por ejemplo: Transformadores, motores, balastos, entre otros.

En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con el voltaje, ya que va retrasada  $90^\circ$  grados eléctricos, además la potencia activa es nula, no existe un consumo a pesar de que la corriente ha fluido.

La inductancia consume potencia reactiva, usualmente expresada en Volts Ampers Reactivos o VAR.



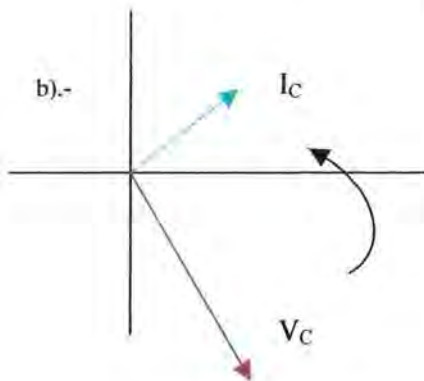
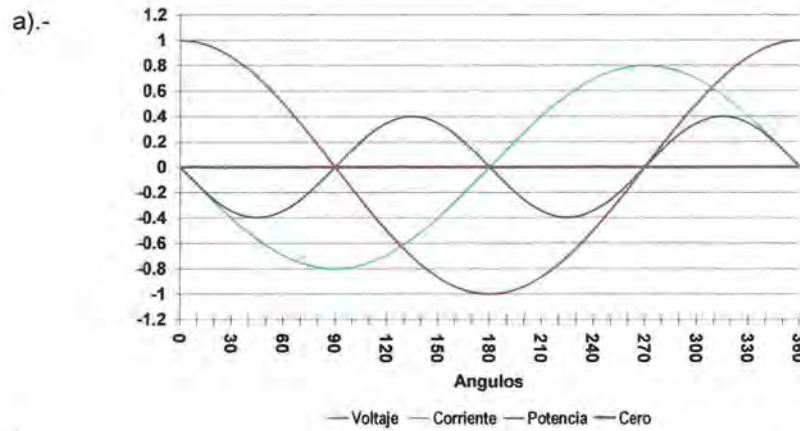
**FIGURA II.2.-** Carga inductiva. a) Corriente en atraso  $90^\circ$  con respecto del voltaje. b) Diagrama fasorial de un circuito puramente inductivo. c) Símbolo eléctrico para un inductor o bobina.

Un circuito inductivo puro no existe en la práctica, ya que los conductores de la bobina tienen cierta resistencia y no hay pérdidas en el circuito magnético, por lo cual puede decirse que la inductancia consume una pequeña cantidad de energía activa.

### II.3.Capacitancia

La capacitancia está designada por la letra "C" y expresada en Farads (F), el símbolo eléctrico de un capacitor aparece en la Figura II.3c.

En un circuito puramente capacitivo, la diferencia de potencial se retrasa respecto a la corriente en un cuarto de ciclo ( $90^\circ$ ) como se indica a continuación:



**FIGURA II.3.-** Carga capacitiva a) Corriente en adelanto  $90^\circ$  con respecto del voltaje. b) Diagrama fasorial de un circuito puramente capacitivo. c) Símbolo eléctrico para un capacitor o condensador.

En resumen, estas cargas “consumen” potencia, disipándola en el caso del resistor o almacenándola en el caso del inductor y el capacitor, la cual se clasifica de acuerdo al elemento que la consume, teniendo entonces:

- ✓ Potencia Activa (P) [watts] Elemento resistivo
- ✓ Potencia Reactiva Inductiva (QL) [VAR] Elemento inductivo
- ✓ Potencia Reactiva Capacitiva (Qc) [VAR] Elemento capacitivo

La potencia total aparente que consume el equipo, está formada por estas dos componentes (Figura II.4.)

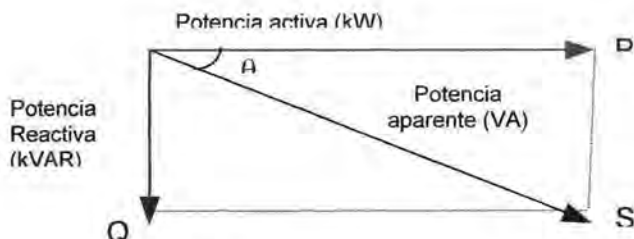


FIGURA II.4.- Diagrama Fasorial de la Potencia Eléctrica

#### II.4. Potencia Aparente, Real y Reactiva

**Potencia Real y Reactiva.-** En todas las instalaciones eléctricas se emplean los dos tipos de energía, el efecto combinado de ambas se conoce como Potencia Aparente siendo ésta la que se suministra, maneja y controla en las redes eléctricas.

La potencia real es igual al producto de la corriente activa  $I_a$  ( $I_a = I \cos\theta$ ) por la tensión de alimentación  $V$ , (Tabla II.1), y se mide en kW.

La potencia reactiva, es igual al producto de la corriente reactiva  $I_r$  ( $I_r = I \sin\theta$ ) por la tensión de alimentación  $V$ , (Tabla II.1), y se mide en VAR o kVAR.

La potencia aparente es igual a la corriente total absorbida por la instalación  $I$ , multiplicada por la tensión de alimentación  $V$  (Tabla II.1), que se mide en VA o en kVA.

**TABLA II.1.-** Potencias activa, reactiva y aparente, para un circuito AC trifásico, con cargas equilibradas conectadas en delta o estrella.

Potencia Real	Potencia Reactiva	Potencia Aparente
$P = \sqrt{3}VI \cos\theta$ (kW)	$Q = \sqrt{3}VI \sin\theta$ (kVAR)	$S = \sqrt{3}VI$ (kVA)
Potencia útil o potencia real, es la potencia que genera trabajo.	Potencia necesaria pero no transformable en energía útil. No registrada por el contador analógico, solo digital.	Potencia total que fluye hacia la instalación a través de líneas, transformadores, etc.

### FACTOR DE POTENCIA

#### III. Definición

El Factor de Potencia, de manera tradicional se define como la razón de la potencia real sobre la potencia aparente en un circuito, a la frecuencia fundamental:

$$F.P. = \frac{P}{S} = \cos\theta$$

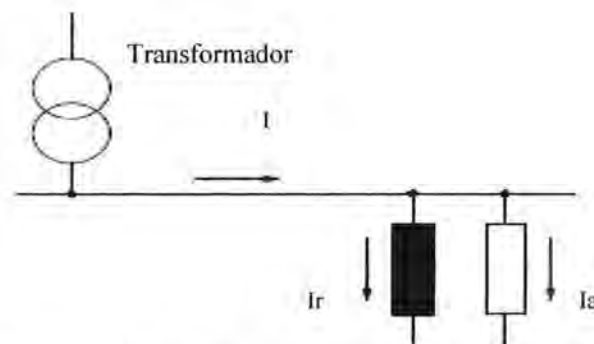
Los conceptos tradicionales involucrados en la corrección del Factor de Potencia están basados en la suposición de que el sistema tiene características de voltaje y corriente lineal y que la distorsión armónica puede ser ignorada. Con estas suposiciones el Factor de Potencia es igual al Factor de Potencia de desplazamiento (DPF; en ingles), el cual desarrollamos en el capítulo V.

### III.1. Origen del bajo Factor de Potencia

Los aparatos consumidores de energía eléctrica presentan dos tipos de cargas: cargas resistivas y cargas reactivas, como lo vimos en los capítulos anteriores, las cargas reactivas o reactancias se caracterizan por generar un defasamiento entre la corriente y el voltaje del elemento que las contenga.

Es decir, debido a la presencia de motores y transformadores en la industria (cargas reactivas) es la energía reactiva inductiva la que se demanda en ellas (para sus devanados). La compensación habitual es suministrar esa energía por medio de capacitores.

Las cargas reales que se acostumbra encontrar en las instalaciones industriales y comerciales, se pueden considerar como compuestas por una parte puramente resistiva, en paralelo con otra parte reactiva ideal<sup>B</sup>, como se muestra en la Figura II.5.



**FIGURA II.5.-** Distribución típica de cargas en los sistemas industriales y comerciales.

El Factor de Potencia puede variar entre 0 y 1. A. Los valores más comunes para algunas cargas industriales y comerciales se enlistan en la Tabla III.I.

<sup>B</sup> Artículo, "Corrección de Factor de Potencia" Nota técnica de aplicación: TS 03-16 Ed.0. p.2. Disponible en Internet. <http://www.google.com>. Septiembre 2004.

**TABLA III.1.-** Valores de Factor de Potencia para algunas cargas comúnmente encontradas en la industria y el comercio.

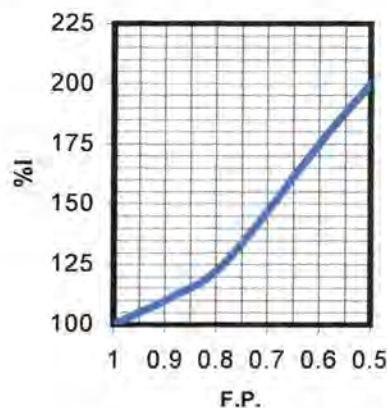
Cargas		Cos $\theta$
Alumbrado	Lámpara Incandescente	1.00
	Lámpara Fluorescente	0.60
	Lámpara Vapor de Mercurio	0.50
	Lámpara de Sodio	0.70
Motor Inducción	Vacío-Plena Carga	0.15-0.85
Soldadura	Soldadura por resistencia	0.55
	Soldadura por arco	0.50
Hornos	Hornos de inducción	0.60-0.80

Fuente: Nota de aplicación TS 03-16 Ed. 0. p. 2.

### III.2.Efectos Energético y Económicos del bajo Factor de Potencia

Para una potencia constante, la cantidad de corriente de la red se incrementará en la medida que el Factor de Potencia disminuya, por ejemplo, con un Factor de Potencia igual a 0.5 la cantidad de corriente para la carga será dos veces la corriente útil, en cambio para un Factor de Potencia igual a 0.9 la cantidad de corriente será 10% más alta que la corriente útil, (ver Figura III.1)

Esto significa que a bajos factores de potencia, los transformadores y cables de distribución pueden sobrecargarse y que las pérdidas en ellos se incrementarán (en proporción con el cuadrado de la corriente) afectando a la red tanto en el alto como en el bajo voltaje. En la Figura III.1, se ilustra la relación del bajo Factor de Potencia con la corriente.



**FIGURA III.1.-** Efecto del Factor de Potencia sobre la corriente

La influencia que tiene el Factor de Potencia sobre el valor de la corriente demandada en el sistema ocasiona pérdidas, entre las que destaca:

el aumento de las pérdidas por efecto Joule, las cuales son en función del cuadrado de la corriente, estas pérdidas se manifestarán en:

- Los cables entre el medidor y el usuario
- Los embobinados de los transformadores de distribución

Afectando al productor y al distribuidor de energía eléctrica, por lo que se penaliza al usuario haciendo que pague más por su electricidad.

### III.2.1. Pérdidas en un transformador

Las pérdidas en un transformador son de dos clases; pérdidas en el entrehierro (núcleo), que corresponden a las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes de eddy (parásitas)<sup>C</sup> y pérdidas en el embobinado (cobre).

Las pérdidas en el núcleo corresponden aproximadamente a la potencia disipada en el transformador bajo condiciones sin carga. Las pérdidas en el cobre varían con el cuadrado de la corriente y están directamente relacionadas con el Factor de Potencia.

Las pérdidas totales ( $P_{TOT}$ ) son iguales a las pérdidas en el núcleo ( $P_{FE}$ ) más las pérdidas en el cobre ( $P_{CU}$ ) a plena carga, corregidas por el índice de carga [la potencia a la carga ( $kW$ ) dividida por la potencia a plena carga ( $F.P. * kVA$ )] al cuadrado. A continuación se presenta la fórmula para el cálculo de las pérdidas totales<sup>D</sup>.

$$P_{TOT} = P_{FE} + P_{CU} * \left( \frac{kW}{F.P. * kVA} \right)^2$$

### III.2.2. Efectos económicos en la factura eléctrica

Un bajo Factor de Potencia implica un consumo elevado de potencia reactiva y por tanto un incremento en las pérdidas de las líneas y elementos de transformación.

Desde un punto de vista económico, esto pudiera significar la aparente ineficiencia en el diseño de los componentes de una red y la selección de los mismos si la potencia total demandada superara su capacidad. El otro factor económico a tener en cuenta es el de las penalizaciones que aplican las

<sup>C</sup> Key, Eugene George. "Principles of Electricity" for Students of Physics and Engineering. New York. 1971. p. 264.

<sup>D</sup> "Corrección de Factor de Potencia", p. 11. En: Memoria del Diplomado, "Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica". Cancún. Octubre 2002.



compañías suministradoras a sus abonados a causa de bajos factores de potencia.

Es por todo lo anterior que las empresas suministradoras han establecido penalizaciones a los usuarios que mantengan valores promedio de Factor de Potencia inferiores al 0.90, en el Territorio Nacional Mexicano y por otra parte, estimula el que se mantengan valores superiores al 0.90 por medio de bonificaciones en el recibo de consumo de acuerdo con las siguientes relaciones:

*Penalización*<sup>E</sup>:

$$\text{Penalización por FP} < 90\% := \frac{3}{5} * \left[ \frac{90}{F.P.} - 1 \right] * 100 (\%)$$

*Bonificación*:

$$\text{Bonificación por FP} > 90\% := \frac{1}{4} * \left[ 1 - \frac{90}{F.P.} \right] * 100 (\%)$$

En ambos casos FP representa el Factor de Potencia promedio en el período de facturación.

### III.2.3. Ventajas en la corrección de F.P.

#### III.2.3.1. Energéticas

En la medida en que las pérdidas por efecto Joule, efecto piel, histéresis y corrientes parásitas se reduzcan, las mejoras en el consumo energético se incrementarán también. Esto se logra mediante lo siguiente:

Los transformadores son dimensionados en función de la potencia que deben transformar. Esta potencia se mide en kVA (potencia aparente).

Estando la potencia activa y la potencia aparente ligadas por la expresión  $P = S * \cos\theta$ , es claro que si un transformador alimenta una carga con Factor de Potencia igual a la unidad, toda su potencia aparente podrá ser aprovechada como potencia activa, mientras que si el Factor de Potencia es bajo, la máxima potencia activa que la máquina podrá entregar será sólo de una fracción de su potencia aparente.

Las pérdidas por calor (efecto Joule) en los conductores de la industria, son producidas tanto por las corrientes activas como por las reactivas,

<sup>E</sup> Artículo: "Guía rápida para corregir el Factor de Potencia" INELAP. p. 5. En: Memoria del Diplomado, Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. UT, FIDE, CFE. Cancún. 2002.

representando una energía que se pierde, pero que es pagada por el consumidor.

De acuerdo a que las pérdidas por efecto Joule, se deduce que las pérdidas generadas por la componente reactiva de la corriente son independientes de la potencia activa transportada por la línea. Al conectar capacitores en paralelo con la carga, disminuye la corriente reactiva  $I_r$ , y con ella las pérdidas en las líneas.

### III.2.3.2. Económicas

Como se ha indicado antes, la potencia real o activa es inferior a la potencia total o aparente que realmente circula por la instalación y que es la realmente generada y transportada por la compañía suministradora. Esta potencia es la que utiliza la compañía suministradora para dimensionar sus generadores y transformadores. Este es el motivo por el que las compañías aplican un recargo a los abonados que presentan un Factor de Potencia bajo. De aquí que al corregirse este problema en una instalación industrial los beneficios se obtienen al evitar los recargos por penalización más una posible bonificación si el FP es mayor de 0.9, esto se ejemplifica en la Tabla III.4., adicionalmente están los beneficios de reducción de la facturación por reducción de pérdidas y potencialmente mayor vida útil de los cables y equipos afectados por las condiciones de bajo Factor de Potencia.

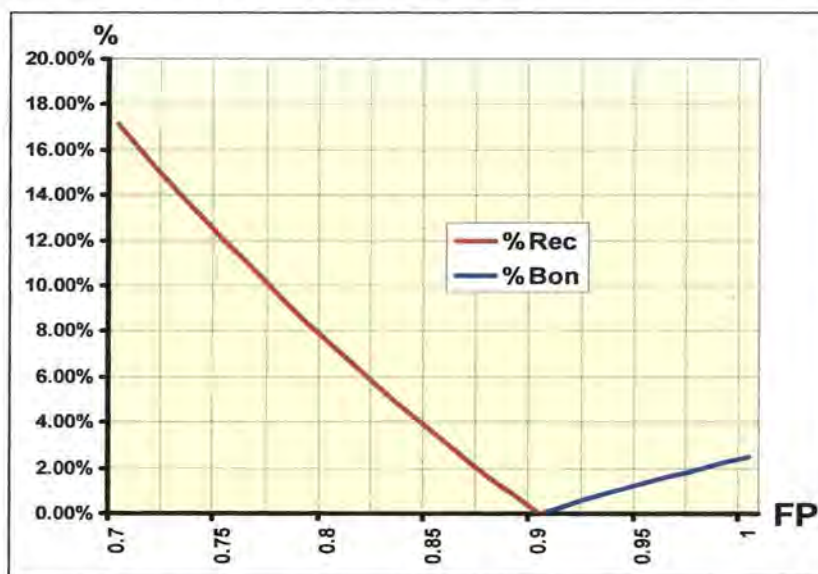


Figura III.2.- Porcentajes de recargo o bonificación según el Factor de Potencia.

### III.3. Corrección del bajo Factor de Potencia

El proceso de introducir elementos reactivos para acercar el Factor de Potencia a la unidad se le denomina *corrección de Factor de Potencia*. Debido a que casi todas las cargas son inductivas, el proceso normalmente involucra introducir cargas con características capacitivas con el solo propósito de mejorar el Factor de Potencia.

Debido a la naturaleza complementaria entre los elementos inductivos y capacitivos, el componente inductivo de la potencia aparente puede ser reducida mediante la introducción de *reactancia capacitiva* ( $X_C$ ), término utilizado para describir la reacción de un capacitor al paso de la corriente por él, *en paralelo con la carga inductiva*, de tal manera que el Factor de Potencia de la línea será mas cercano a la unidad de lo que sería sin la reactancia capacitiva.

Las instalaciones eléctricas cuyas cargas están compuestas principalmente por motores de inducción tienen un factor atrasado, por esta razón resulta necesario compensar la carga inductiva con carga capacitiva.

La solución sencilla es la instalación de bancos de capacitores que proporcionan los kVA's reactivos necesarios para que el Factor de Potencia esté igual o por encima de lo estipulado en el contrato de suministro.

#### III.3.1. Determinación de la capacidad del banco de capacitores

Si se tiene un  $FP_1$  inicial, el cual es menor a 90% y se desea mejorar hasta alcanzar un  $FP_2$  (mayor o igual al 90%), suponiendo que la potencia activa de la instalación es de  $P_1$  (kW), se puede calcular la capacidad del capacitor utilizando la siguiente ecuación<sup>F</sup>:

$$kVAr_{CAPACITOR} = P_1 * [Tg(Cos^{-1} F.P._1) - Tg(Cos^{-1} F.P._2)]$$

Donde:  $Tg(Cos^{-1} F.P._1) - Tg(Cos^{-1} F.P._2)$ : constante de corrección.

Es necesario hacer uso de la demanda máxima facturada o medida ( $P_1$ ), y del Factor de Potencia ( $F.P._1$ ) más bajo, para hacer el cálculo dentro de la condición más crítica del funcionamiento del equipo, en este caso del transformador.

<sup>F</sup> "Corrección de Factor de Potencia". p. 21. En: Memoria del Diplomado, "Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica". Op. Cit.

### III.3.2. Carga en Bancos de Capacitores

A continuación, se presentan la relación para obtener la componente reactiva de la corriente de línea que circulará, si se instala un banco de capacitores trifásicos<sup>G</sup>:

$$I_{C\_línea} = \frac{VAR's_{CAPACITOR}}{\sqrt{3} * V}$$

Donde:

V: voltaje entre fases (línea)

Después de haber seleccionado el tamaño del o los capacitores, se deben verificar los rangos a régimen continuo en los que va a trabajar el capacitor.

En el estándar internacional ANSI/IEEE STD 18-2002, especifica los siguientes rangos a régimen continuo para un capacitor.

- 135% de los kVAR's de placa (nominales)
- 110% del voltaje rms nominal (incluyendo armónicos pero excluyendo transitorios)
- 135% de la corriente rms nominal (incluyendo corriente fundamental y armónica)
- 120% del voltaje pico (incluyendo armónicos)

### III.3.3. Formas de compensación mediante capacitores

Tomando en cuenta que: la potencia reactiva (capacitiva) requerida no es completamente constante durante las 24 horas del día, el requerimiento para potencia reactiva puede ser dividido en tres categorías<sup>H</sup>:

1. Requerimiento prácticamente constante. En este caso se aplica cuando la carga reactiva es constante. Esto es cierto considerando la compensación de la corriente de magnetización de un transformador de distribución. *Un capacitor fijo puede ser usado.*
2. Requerimiento variable. En este caso puede resultar cuando la carga reactiva total varía durante el día, pero es aún demasiado pequeña para ser compensada individualmente en las diferentes cargas (por razones de costos). Para este caso debe ser un

<sup>G</sup> ídem.

<sup>H</sup> íbidem. p. 14.

capacitor con potencia reactiva variable con la carga. *Esto es, un banco automático de capacitores.*

3. Requerimientos instantáneos. En este caso se aplica cuando el requerimiento es significativo en tamaño y la conmutación rápida es esencial (entre 0 y 25 ms). *Capacitores controlados por tiristores pueden ser empleados.*

Tomando en cuenta la potencia y el lugar de emplazamiento de los capacitores, la compensación de potencia reactiva se puede realizar de las siguientes maneras:

- Individual
- Por grupos
- Central con sistema automático de regulación.

Un resumen de estos sistemas se puede ver en la Tabla III.3.

**TABLA III.3.-** Ventajas y desventajas del modo de compensación de kVAr's por medio de capacitores.

Método	Características	Ventajas	Desventajas
INDIVIDUAL	Aplica a los dispositivos bajo condiciones de carga continuas, cada uno conectado a un capacitor de valor apropiado	Compensación puntual. Reducción de las pérdidas de línea y caídas de voltaje, ahorro en dispositivos de conmutación.	Mayor costo de los capacitores pequeños en comparación de uno de mayor capacidad, bajo factor de utilización para equipos poco utilizados.
GRUPO	Dispositivos separados son conectados a un capacitor común con su propio interruptor. El capacitor es usado de acuerdo a la operación de las cargas en uso.	Reducción de los costos de inversión y pérdidas por caída de voltaje en las líneas de distribución.	No se mejora la potencia aparente en las líneas de distribución interna de la planta.
CENTRAL	Producción de potencia en un punto solamente. En casos sencillo, el banco es conectado en el inicio y desconectado el final del trabajo.	Mejor utilización de la capacidad de los capacitores, fácil supervisión, control automático, mejora en general del voltaje.	No se mejora la potencia aparente en las líneas de distribución
COMBINADO	Compensación individual de dispositivos de carga muy grandes. Compensación central o de grupo para otros dispositivos. Este método es una combinación de los tres anteriores.		

De acuerdo con las *normas técnicas para instalaciones eléctricas NOM-001-SEDE-1999*, cuando se corrija el Factor de Potencia de un transformador con capacitores de potencia instalados en el secundario del mismo y exista la posibilidad de que el transformador opere en vacío con los capacitores, la potencia reactiva (kVAr) de los capacitores, no debe exceder al 10% de la

potencia nominal (kVA) del transformador. La solución ideal es usar bancos automáticos.

#### IV. ARMONICAS

##### IV.1. Definición

Las corrientes Armónicas son componentes senoidales (de corrientes y/o voltajes) de una onda periódica, teniendo una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental<sup>1</sup>. Así en sistemas con frecuencia de 60Hz y cargas monofásicas, las Armónicas características son la tercera (180 Hz), quinta (300 Hz) y séptima (420 Hz) por ejemplo.

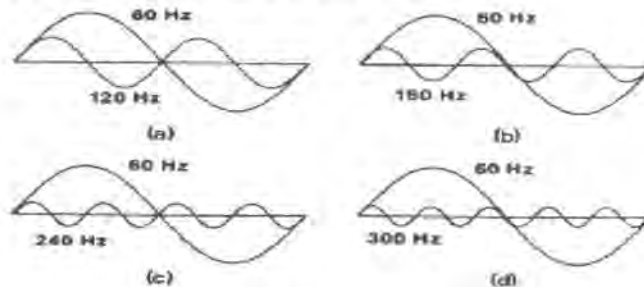


FIGURA IV.1.- Onda sinoidal de frecuencia fundamental (60Hz) y Armónicas: (a).2ª armónica (120Hz), (b).3ª armónica (180Hz), (c).4ª armónica (240Hz) y (d).5ª armónica (300Hz).

Con el creciente aumento en el uso de *cargas no lineales* (procedentes de la electrónica de potencia, ver Sección IV.2) se han empezado a tener algunos problemas en las instalaciones eléctricas debido a los efectos de las componentes Armónicas de corrientes y voltajes en el sistema eléctrico, que no se contemplaban anteriormente.

Esta situación puede llegar a causar un funcionamiento incorrecto de muchos equipos que han sido diseñados para operar bajo condiciones normales (poca distorsión Armónica).

Además, se presenta un incremento en los costos de operación como resultado de algunos factores ligados a la generación de Armónicas.

Para esto, se han desarrollado equipos de medición sofisticados que permiten realizar estudios acerca de éstos problemas.

<sup>1</sup> Según la norma UNE 50160.1996. p. 26 En: Bravo de Medina, Nicolás, et al. "La amenaza de los armónicos y sus soluciones". Madrid. 2000. Además: IEEE STD 519-1992 p. 10.y CFE L0000-45. p. 2.

## IV.2. Fuentes de Armónicas

Un *comportamiento es lineal* cuando el valor final de la salida, en un dispositivo o carga, es proporcional a la entrada, no al tiempo que se necesita para alcanzar dicho valor final<sup>J</sup>.

En general cualquier tipo de carga no lineal (cuyo *comportamiento es no lineal*, ver explicación más adelante) conectada al sistema eléctrico causará distorsión armónica. A continuación se muestra una lista de ejemplos comunes de fuentes Armónicas en sistemas eléctricos de potencia<sup>K</sup>:

- Saturación de transformadores
- Corrientes de energización de transformadores.
- Conexiones a neutro de transformadores.
- Fuerzas magnetomotrices en máquinas rotatorias de corriente alterna.
- Hornos de arco eléctrico.
- Lámparas fluorescentes
- Fuentes reguladoras por conmutación.
- Cargadores de baterías.
- Compensadores estáticos de VAR's.
- Variadores de frecuencia para motores (drives).
- Convertidores de estado sólido.

Es importante señalar que las Armónicas se presentan en condiciones de estado estable; es decir, la forma de onda de distorsión que producen las Armónicas está presente continuamente<sup>L</sup>, o al menos por varios segundos, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios. Aún y cuando las corrientes de energización en los transformadores son transitorios en sistemas eléctricos, también se pueden citar dentro de fuentes que producen Armónicas, si operan en sistemas que presentan una resonancia aguda en algunas de las frecuencias de esta corriente (en su mayoría la 2<sup>a</sup>, 3<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> Armónicas, ver Figura IV.2). Esto causaría una distorsión en voltaje que a su vez afectará a la

<sup>J</sup> Tomado de:

[http://es.geocities.com/jeesusmeeerino/procesos/teoriapid/reg\\_nivel/analisis.html](http://es.geocities.com/jeesusmeeerino/procesos/teoriapid/reg_nivel/analisis.html), Marzo 2005.

<sup>K</sup> "Mitigación de corrientes armónicas" p. 29. En: Memoria del Diplomado, Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. Op. Cit.

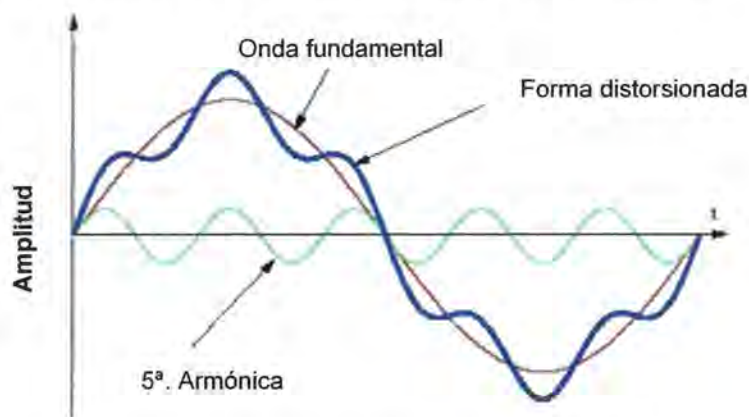
<sup>L</sup> Ibidem. p. 29. Además: Dugan, et al. "Electrical Power Systems Quality". 1996. p. 129.

corriente de energización del transformador, por ende, excitando aún más la frecuencia de resonancia del sistema e incrementando la distorsión en voltaje hasta niveles que pueden degradar o dañar equipo en forma instantánea o eventual.

Los equipos de iluminación fluorescente y de descarga, los hornos de arco, las soldadoras y otros dispositivos con principios de funcionamiento similar no demandan la corriente en forma lineal.

Este comportamiento implica, que si se grafica la corriente, se observarán breves picos de alta intensidad por períodos de mili o microsegundos y el resto del tiempo el valor de la corriente será cero, mientras que el voltaje tenderá a mantener su forma de onda senoidal.

El hecho de que se presenten corrientes de alta intensidad por períodos pequeños (corriente pulsante), genera que ocurran caídas de voltaje intensas al fluir la corriente a través de la impedancia propia de los equipos.



**FIGURA IV.2.-** Distorsión de onda. 5ª armónica.

Con las cargas electrónicas ocurre algo similar, ya que requieren para su funcionamiento de rectificadores que cambian de corriente alterna a corriente directa, y en algunos casos, se requiere realizar el proceso inverso, es decir, la conversión de corriente directa a corriente alterna. El solo hecho de la conversión de la energía de corriente alterna a directa o viceversa implica que la demanda de corriente ocurra por cortos períodos (de unos cuantos milisegundos) por cada medio ciclo, en contraste, a una carga sinusoidal la corriente se encuentra presente durante todo el medio ciclo (8.33ms) y es



similar a la forma de onda del voltaje aplicado<sup>M</sup>. Es decir, se incurre en un *comportamiento no lineal*.

#### IV.3.Efectos y consecuencias Técnicas y Económicas de las Armónicas

##### IV.3.1.Efecto en transformadores

La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (50 o 60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil.

El estándar IEEE STD C.57.12.00-1987 propone un límite para las Armónicas en la corriente del transformador. El límite superior del factor de distorsión de corriente (THDi) es 5% de la corriente nominal. *Ese límite es solamente aplicable para los transformadores que conectan al usuario con la compañía suministradora.*<sup>N</sup> El estándar IEEE STD C.57.12.00 también indica el máximo sobrevoltaje *rms* que los transformadores deben ser capaces de soportar en condiciones continuas, estas son: 5% (THDv<5%) en condiciones de carga nominal y 10% (THDv<10%) sin carga. La corriente armónica en el voltaje aplicado no debe resultar en un voltaje *rms* total que exceda estos rangos.

Las pérdidas en los transformadores, al incrementar su calentamiento debido a que la corriente de carga incluye Armónicas, consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas  $I^2R$ , pérdidas por corrientes de *Eddy* y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores u otras partes de hierro:

- *Pérdidas sin carga o de núcleo:* Producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada senoidal independientemente de la forma de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no senoidales. Aunque la corriente de magnetización contiene Armónicas, éstas son muy pequeñas comparadas con las de la

<sup>M</sup> Tomado de: <http://members.tripod.com/JaimeVp/Electricidad/FPyArmonicos.htm>. Marzo 2005.

<sup>N</sup> IEEE STD 519-1992 p. 79.

corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos y generalmente no se cuantifican.

- *Pérdidas  $I^2R$* : si la corriente de carga contiene componentes Armónicas, entonces estas pérdidas también aumentan por el efecto piel. Estas pérdidas son directamente proporcionales al valor *rms* de la corriente ( $I_{rms}$ )<sup>O</sup>.
- *Pérdidas por corrientes de Eddy*: estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no senoidal (y por lo tanto también su temperatura). Estas pérdidas se pueden expresar como<sup>P</sup>:

$$P_e = P_{e,R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left( \frac{I_h}{I_R} \right)^2 h^2$$

Donde:

h: orden de la armónica

$I_h$ : corriente de la armónica h, en amperes

$I_R$ : corriente nominal, en amperes (R: rated=nominal)

$P_{e,R}$ : pérdidas de *Eddy* a corriente y frecuencia nominal

Las pérdidas de *Eddy* a corriente y frecuencia nominal en por unidad (p.u.) se pueden determinar a partir de:

1. Obtener el factor por medio del diseñador del transformador.
2. Los datos de prueba del transformador y el procedimiento del estándar ANSI/IEEE STD C57.110-1986<sup>Q</sup>.
3. Los valores típicos basados en el tipo y tamaño del transformador, como lo muestra la Tabla IV.2.

<sup>O</sup> Ver Sección VI.4.

<sup>P</sup> Tejada, Alexis. Llamas, Armando. "Factor de Potencia y Armónicas". p. 63. Modulo IV. ITESM Campus Monterrey. 2001. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Febrero. 2005).

<sup>Q</sup> Este procedimiento, debe ser aplicado siempre que se sobrepase el nivel de diseño del 5% para corrientes armónicas sobre la corriente nominal, tal como lo cita el IEEE STD C57.12.00-1987, para evaluar el efecto del calentamiento en el transformador. Ese límite es solamente aplicable para los transformadores que conectan al usuario con la compañía suministradora. Con esto se asegurará que el aislamiento del transformador no sea llevado más allá de los límites de diseño.

**TABLA IV.2.- Valores típicos de  $P_{e,R}$**

<b>Tipo</b>	<b>MVA</b>	<b>Voltaje</b>	<b>%<math>P_{e,R}</math></b>
<b>Seco</b>	$\leq 1$		<b>3-8</b>
	$\geq 1.5$	5kV HV	<b>12-20</b>
	$\leq 1.5$	15kV HV	<b>9-15</b>
<b>Con aceite</b>	$\leq 2.5$	480V LV	<b>1</b>
	2.5 a 5	480V LV	<b>1-5</b>
	$> 5$	480V LV	<b>9-15</b>

Fuente: D. E. Rice. "Adjustable-Speed Drive and Power Rectifier Harmonics: Their Effects on Power System Components". En: Procedimientos de la Conferencia IEEE PCIC. No. PCIC-84-52.

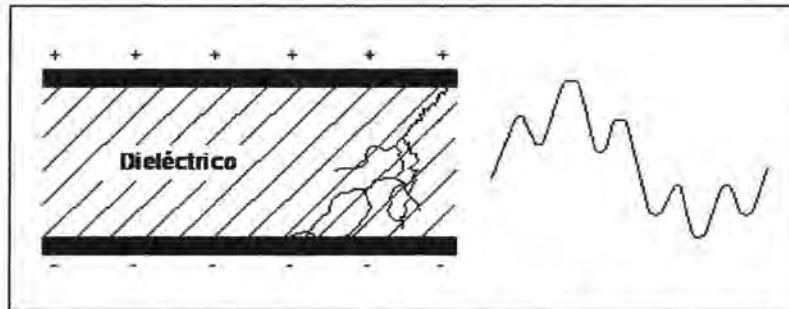
En general, las pérdidas adicionales y las pérdidas de núcleo, son ignoradas, por su impacto poco notable en las pérdidas totales.

Existen actualmente en la industria transformadores diseñados para soportar las corrientes Armónicas estos son los llamados transformadores tipo K, que están diseñados y aprobados para operar con carga no lineales. El factor K indica la severidad de la distorsión armónica que el transformador puede soportar.

Para el caso de transformadores que operan bajo condiciones de carga no lineal, es conveniente en lugar de sobredimensionar el transformador, utilizar un transformador con factor K mayor a 1. Este tipo de transformadores se aborda con mayor amplitud en la Sección VIII.2.2.

#### IV.3.2. Efectos en los bancos de capacitores

La distorsión de voltaje armónico podría causar destrucción del aislamiento del equipo, particularmente en los capacitores. Cuando las Armónicas causan que el voltaje aplicado al banco de capacitores sea distorsionado, el voltaje pico podría ser bastante alto para causar una descarga parcial o corona dentro del dieléctrico del capacitor como se muestra en la Figura IV.4. Esto podría eventualmente resultar en un corto circuito en las bobinas y falla del banco de capacitores.



**FIGURA IV.4.-** Descarga parcial o corona en el dieléctrico del capacitor como resultado de la distorsión de voltaje causada por Armónicas.

No obstante, la mayoría de problemas en el equipo causadas por Armónicas son debido a la distorsión de corriente. El flujo de altas corrientes Armónicas causa sobrecalentamiento en el equipo, disminución de vida útil y fallas. En transformadores, motores y generadores por ejemplo, corrientes distorsionadas pueden incrementar significativamente las pérdidas en el núcleo y en el cobre de los devanados.

Altas corrientes Armónicas también causan la fusión de fusibles en los bancos de capacitores, dando como resultado una disminución en la potencia reactiva suministrada al sistema, y en el caso de una planta industrial un decremento en el Factor de Potencia.

El principal problema que se puede tener al instalar un banco de capacitores en circuitos que alimentan cargas no lineales es la RESONANCIA tanto serie como paralelo.

## V. FACTOR DE POTENCIA EN PRESENCIA DE ARMÓNICAS

### V.1. Factor de Potencia verdadero

Habitualmente se tiende a pensar que el Factor de Potencia y el  $\cos \theta$  son lo mismo, así hablamos de  $\cos \theta$  o Factor de Potencia indistintamente. Esto es debido a que la manera tradicionalmente usada al corregir problemas de bajo Factor de Potencia asume que en el sistema solo existen características de voltaje y corriente senoidales y que la distorsión armónica puede ser ignorada. Con estas suposiciones, el Factor de Potencia es igual al *Factor de Potencia de Desplazamiento* (DPF, por sus siglas en ingles). Éste es calculado usando el método tradicional del triángulo de potencias.

Al hablar de potencia aparente, la definición clásica que tenemos es que ésta es el producto de los valores rms de corriente y voltaje, sin importar que estas tengan o no Armónicas. De igual forma, la potencia promedio se define como el promedio del producto del voltaje por la corriente. La distorsión armónica en el voltaje y la corriente causada por las cargas no lineales en el sistema cambian la manera en que el Factor de Potencia debe ser calculado. Así, el *Factor de Potencia Verdadero* (o total, TPF, por sus siglas en ingles) se define como la razón de la potencia promedio al total de Volt-Amperes en el circuito<sup>R</sup>:

$$TPF = \frac{P(W)}{S(VA)} = \frac{P}{V_{rms} \times I_{rms}}$$

La potencia aparente se define como el producto de los valores rms del voltaje y la corriente. El valor de la corriente rms está dado por el valor efectivo de la componente fundamental más las Armónicas existentes, sumadas todas en cuadratura.

En los Sistemas de Potencia típicos, la  $I_{rms}$ , es generalmente la más afectada por la distorsión armónica aunque el  $V_{rms}$  podría verse incrementado. *Suponiendo que la THD para el voltaje es igual a cero*, el máximo al cual se puede corregir el TPF puede ser aproximado mediante:

$$TPF \approx \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2_{CORRIENTE}}} \text{ (THD en p.u.)}$$

En realidad esta ecuación es echa suponiendo un DFP unitario, es decir que se encuentren en fase la corriente y el voltaje que alimentan la carga.

Al incluir el defasamiento que típicamente existe en los sistemas debido a las cargas inductivas y capacitivas la ecuación se convierte en:

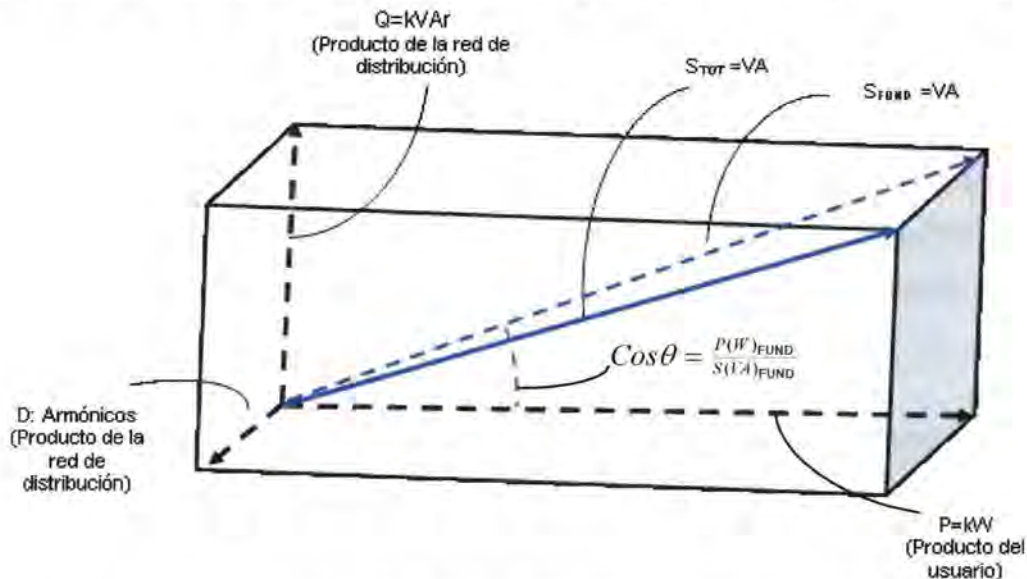
$$TPF = \frac{P}{S} = \cos\theta * \frac{1}{\sqrt{1 + THD^2_{CORRIENTE}}} \text{ (THD en p.u.)}$$

Donde:  $\theta$ : ángulo de defasamiento entre la corriente y el voltaje.

La Figura V.1 representa gráficamente la potencia aparente total. En esta Figura vemos que hay una parte de potencia generada por los armónicos (D: potencia de distorsión), otra por la componente reactiva de la instalación

<sup>R</sup> Todas las fórmulas de esta Sección fueron tomadas de: Dugan. Op. Cit. 1996. pp. 205-206.

(Q) y otra por la componente resistiva (P). De estas tres componentes sólo la componente resistiva genera trabajo. El efecto de la componente armónica es doble, primero provoca un calentamiento generalizado de la instalación, después el banco de capacitores puede verse seriamente afectado por la presencia de armónicos, pudiendo incluso llegar a quemarse (Sección IV.3.5).



**FIGURA V.1.-** Relación entre potencia activa, aparente, reactiva y armónica.

El banco de capacitores forma un circuito resonante con la instalación, de ahí que pueda ser que alguna de las frecuencias Armónicas entre en resonancia con el propio banco, amplificando esas componentes Armónicas y haciendo que circule por la instalación más corriente armónica de la que debiese, con el consiguiente riesgo de saturación del transformador, y de que el propio banco se quemara.

*El Factor de Potencia y el  $\cos \theta$  son iguales cuando no existen problemas de armónicos.*

El TFP es la verdadera medida de la eficiencia con la cual la potencia real (o activa) está siendo usada. Los capacitores básicamente compensan solamente la potencia reactiva (VAR's) a la frecuencia fundamental y no pueden corregir el TFP a la unidad cuando hay Armónicas presentes.

El Factor de Potencia y el  $\cos \theta$ , aunque distintos, están habitualmente muy próximos. Esto es así por que, si bien la señal de corriente ( $I_{rms}$ ) está habitualmente muy deformada, la de tensión ( $V_{rms}$ ) no es normal que tenga una tasa de distorsión armónica muy elevada. Esto provoca que el producto de una

componente armónica de corriente por su correspondiente componente armónica de tensión sea prácticamente cero. Por ello, el Factor de Potencia y el  $\cos \theta$  tendrán valores cercanos.

El DPF es, de cualquier manera, aún muy importante para la mayoría de los consumidores industriales porque la factura, para las multas de Factor de Potencia, de las compañías suministradoras, es generada basada en éste, como las de CFE en nuestro país.

*Las ecuaciones descritas anteriormente solo toman en cuenta la distorsión en corriente.* Afortunadamente, en la mayoría de los casos la distorsión del voltaje es menor al 10% y se pueden emplear las definiciones anteriores. Algunos equipos comerciales hacen uso de estas definiciones.

## VI. CARACTERÍSTICAS DE RESPUESTA DEL SISTEMA

El valor *rms* (o eficaz) de una señal formada por componentes senoidales de frecuencia distinta, está dado por la raíz cuadrada de los cuadrados de los valores *rms* de dichas componentes, esto es, el valor *rms* de una corriente que tiene componentes Armónicas en diferentes frecuencias se obtiene de<sup>S</sup>:

$$rms = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{MAX}} M_h^2} = M_1 \times \sqrt{1 + THD_f^2}$$

Donde

$M_1$ : es el valor rms del voltaje ( $V_{rms}$ ) o la corriente ( $I_{rms}$ ) a la frecuencia fundamental (Valor nominal).

$M_h$ : valor rms de la componente armónica h del voltaje o la corriente.

Esta expresión matemática permite obtener el valor eficaz de cualquier señal periódica, a partir de su expresión en función del tiempo, con independencia de cual sea esta: senoidal, triangular, pulsante, etc.

### VI.1. Corriente o voltaje con distorsión armónica (THD).

El THD (Total Harmonic Distortion), o tasa de distorsión armónica, se definió como consecuencia de la necesidad de poder cuantificar

---

<sup>S</sup> Ibidem. p. 129.

numéricamente los armónicos existentes en un determinado punto de medida. También se le conoce como factor armónico o factor de distorsión.

Las expresiones siguientes se utilizan para calcular el THD<sup>T</sup>.

$$THD_f = \frac{\text{valor\_rms\_de\_la\_distorsión}}{\text{valor\_rms\_de\_la\_fundamental}} = \frac{\sqrt{(M_2)^2 + (M_3)^2 + \dots + (M_{h_{max}})^2}}{M_1} \cdot 100\%$$

Donde:

M<sub>1</sub>: Valor eficaz de la corriente o el voltaje a la frecuencia fundamental. (Valor nominal).

M<sub>2</sub>, M<sub>3</sub>, ..., M<sub>n</sub> representan el valor eficaz de las corrientes o voltajes armónicos de orden: 2, 3, ..., n.

Debido a que la fundamental no contribuye a la distorsión, el valor efectivo de la distorsión es la raíz de la suma de los cuadrados de los valores rms de las Armónicas, de la segunda en adelante.

El THD<sub>f</sub> representa la distorsión total armónica con respecto a la componente fundamental.

De esta expresión se deduce también que cuando no hay armónicos el THD es igual a cero. Por tanto se debe tratar de que el THD sea lo más bajo posible. *Una práctica habitual<sup>U</sup> es tratar de que el THD de corriente en una instalación sea inferior al 10-15%. Al mismo tiempo existe un THD referido a la tensión y uno referido a la corriente, de tal manera que se puede conocer la distorsión total armónica de la tensión y la corriente, esto es, THDi y THDv. El THDi es generado por la carga, mientras que el THDv se genera por la fuente como resultado de una corriente muy distorsionada. Por último, la forma de encontrar el componente armónico individual de tensión (según la especificación provisional CFE L0000-45. p. 3) es mediante:*

$$THDv_{ind} = 100 * \left[ \frac{V_h}{V_1} \right] (\%)$$

## VI.2. Corriente con distorsión armónica total en base a la demanda máxima promedio (TDD).

Para establecimientos comerciales e industriales individuales, el estándar de la IEEE STD 519-1992, en el cual está basado nuestro estándar

<sup>T</sup> Bravo de Medina, Nicolás, et al. "La Amenaza de los Armónicos y sus Soluciones". Op. Cit. p. 31.

<sup>U</sup> Idem.



mexicano L0000-45 de C.F.E., limita los niveles de corriente armónica en el punto de común acoplamiento (PCC), entre la compañía suministradora y el de sus establecimientos mediante el uso del concepto de Distorsión de la Demanda Total, en la corriente (TDD). Esta se calcula para las componentes Armónicas individuales, así como para la distorsión de la demanda total, mediante<sup>V</sup>.

$$TDD = 100 * \left[ \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} I_h^2}}{I_L} \right] (\%)$$

y

$$TDD_h = 100 * \left[ \frac{I_h}{I_L} \right] (\%)$$

Donde:

$I_h$ : Corriente de la armónica h, en amperes

$I_L$ : representa el valor de corriente correspondiente al valor promedio de la demanda máxima que se ha presentado en los últimos doce meses.

TDD: Distorsión armónica total de la demanda.

$TDD_h$ : Distorsión armónica individual de la demanda.

Estos límites están expresados como un porcentaje de la demanda del usuario, en vez de cómo un porcentaje de la fundamental, a razón de proveer una base común para la evaluación sobre el tiempo.

### VI.3.Factor de desclasificación K

El factor K indica la capacidad del transformador para alimentar cargas no senoidales sin sobrecalentarse, además, existen comercialmente transformadores que contienen modificaciones en su núcleo y sus conductores<sup>W</sup> para que puedan arrojar factores K, más adecuados para el

<sup>V</sup> "Interpreting IEEE STD 519 and Meeting its Harmonic Limits in VFD Applications". Copyright Material IEEE. Mayo 2003. p. 1. (Disponible en Internet en <http://www.google.com>. Diciembre. 2004). Además: IEEE STD P519-A/D5. "Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems". 1996.

<sup>W</sup> Ver Sección VI.3.2.

manejo de estas cargas no lineales. La forma de calcular el factor K es la siguiente<sup>x</sup>:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{h \max} I_h^2 \times h^2}{\sum_{h=1}^{h \max} I_h^2}$$

Esta expresión se calcula en base a la corriente total *rms*. Para obtener el factor k de una corriente de carga.

Donde:

$I_h$  : Es el valor efectivo de la corriente armónica h

h: Orden del armónico

El factor K es un factor de desclasificación de los transformadores que indica cuanto se debe reducir la potencia máxima de salida cuando existen armónicos.

#### VI.4. Impedancia del Sistema.

El efecto de una o más fuentes de Armónicas en un sistema de potencia dependerá primeramente de las características de respuesta en frecuencia del sistema. Las cargas no lineales, pueden ser representadas generalmente como fuentes de corriente de Armónicas. Por tanto, la distorsión armónica del voltaje en el sistema de potencia dependerá de las características de impedancia vs. frecuencia vistas desde estas fuentes de corrientes Armónicas.

En términos generales se sabe que por definición, para frecuencias bajas, la reactancia capacitiva es bastante alta y la reactancia inductiva es baja (ver Figura VI.11). En circuitos en donde estos elementos están en *paralelo*, la impedancia total en frecuencias bajas será inductiva. En frecuencias altas se aplica lo opuesto y la red es capacitiva.

Debido a lo anterior, los efectos capacitivos, en los sistemas industriales de potencia, son generalmente ignorados a frecuencia fundamental, pues a esta frecuencia el sistema es primordialmente inductivo y su impedancia equivalente es frecuentemente llamada *reactancia de corto circuito*, en la medida en la que la frecuencia se eleve el sistema se irá tornando más capacitivo y menos inductivo.

---

<sup>x</sup> Dugan. Op Cit. p. 152.

La impedancia de corto circuito de los sistemas de potencia en el punto donde están localizados los capacitores y/o la fuente de Armónicas (Ver Sección VI.7), es una de las cantidades más frecuentemente utilizadas en los estudios de Armónicas, esta cantidad es generalmente calculada de los estudios de cortocircuito mediante<sup>Y</sup>:

$$Z_{SC} = R_{SC} + jX_{SC} \quad (\text{Ohms})$$

$$Z_{SC} = \frac{kV^2}{MVA_{SC}}$$

Donde:  $Z_{SC}$ : Impedancia de corto circuito  
 $R_{SC}$ : Resistencia de corto circuito  
 $X_{SC}$ : Reactancia de corto circuito  
 kV: Voltaje de línea (kV)  
 $MVA_{SC}$ : MVA trifásicos de corto circuito

Ésta es una cantidad fasorial<sup>Z</sup>, que consiste en una resistencia y una reactancia. Sin embargo, si los datos de cortocircuito no contienen información de fase, se estará usualmente obligado a asumir que la impedancia es puramente reactiva. Esta suposición es razonable para sistemas de potencia industriales cuando los buses están cerca de la red eléctrica<sup>AA</sup>.

La reactancia inductiva que forma parte de la impedancia, varía linealmente con la frecuencia y su valor está determinado por la reactancia a frecuencia fundamental:

$$X_h = hX_1$$

Donde: h: orden armónico.

En la mayoría de los sistemas de potencia es usual considerar que la resistencia no varía significativamente con la frecuencia, por ejemplo para los cables y líneas varían aproximadamente mediante la raíz cuadrada de la frecuencia una vez que el efecto piel se presenta a altas frecuencias<sup>BB</sup>. El desprestigiar la resistencia del sistema dará como resultado una predicción conservadoramente más alta de la distorsión armónica en el sistema. Además

<sup>Y</sup> Ibidem. p. 156.

<sup>Z</sup> Idem

<sup>AA</sup> Idem

<sup>BB</sup> Idem.

a voltajes de utilización<sup>CC</sup>, como la de los sistemas industriales de potencia es común que se tome la impedancia del transformador de servicio como la impedancia dominante, quedando así representada la impedancia del sistema como<sup>DD</sup>:

$$X_{SC} = X_{tx}$$

Donde:  $X_{tx}$ : Reactancia del transformador.

Esto es posible a voltajes de utilización como ya se mencionó, de manera que en el estudio, solo se considerará la reactancia del transformador como la impedancia del sistema.

#### VI.4.1. Capacidad de corto circuito (Isc ó MVAsc).

La capacidad de corto circuito del sistema es un indicador de la impedancia del sistema a la frecuencia fundamental en un punto del sistema. Los sistemas con capacidades de corto circuito mayores tienen menores distorsiones de voltaje para una misma magnitud de corriente armónica que los sistemas con capacidades de corto circuito de menor magnitud.

El símbolo utilizado para representarla es Isc, en tanto sea la corriente de corto circuito la que se obtenga ó MVAsc, si es la potencia (aparente) de corto circuito la que se tiene. Generalmente es el dato de potencia el que se obtiene de los planos y diagramas unifilares, en tal caso la forma de obtener la Isc es la siguiente<sup>EE</sup>:

$$I_{sc} = \frac{MVAsc \times 10^6}{\sqrt{3} \times V}$$

Donde:  $I_{sc}$ : Corriente o capacidad de corto circuito

V: Voltaje nominal ó voltaje de línea

Este valor junto con el de la corriente de carga de demanda máxima promedio anual  $I_L$ , han servido como "regla de dedo" a quienes se han dedicado a detectar problemas de resonancia en sistemas eléctricos en donde se instalan capacitores para corregir el F.P., mediante el uso de la relación para la severidad de resonancia, cuyas siglas son SCR y la cual se explica más adelante.

<sup>CC</sup> Ibidem p. 157.

<sup>DD</sup> Idem.

<sup>EE</sup> "Power Distribution Systems Design". p. 22 En: Westinghouse Consulting Application guide. Westinghouse electric Corporation. Julio 1991.

#### VI.4.2. Los bancos de capacitores y cables aislados.

Los bancos de capacitores usados para el control de voltaje y la corrección de F.P. y los cables aislados son los componentes que más afectan las características de respuesta de frecuencia del sistema. La conexión de los capacitores puede causar condiciones de resonancia que, a su vez pueden magnificar los niveles de armónicos. La reactancia capacitiva línea a neutro a frecuencia fundamental para capacitores trifásicos, puede ser calculada mediante las fórmulas de corto circuito, como<sup>FF</sup>:

$$X_{Cap} = \frac{kV^2}{MVA_{3\phi}}$$

Donde: kV: voltaje de línea (kV)

MVA<sub>3φ</sub>: potencia reactiva nominal (trifásica)

Las capacitancias de carga de línea de las líneas de *transmisión* y los cables aislados están en paralelo con la inductancia del sistema. Para los sistemas *Industriales y comerciales*, e inclusive los de distribución, es usualmente aceptable ignorar la capacitancia de las líneas, porque los bancos de capacitores dominan a éstos voltajes más bajos<sup>GG</sup>.

#### VI.4.3. Características de la carga.

La carga del sistema tiene dos importantes efectos sobre las características de respuesta de frecuencia del sistema:

- La parte resistiva de la carga provee un “amortiguamiento” (ver Figura VI.1), que afecta la impedancia del sistema cerca de las frecuencias de resonancia. Es decir, ésta reduce la magnificación de los niveles de armónicos cerca de las frecuencias de resonancia paralelo.
- Las cargas de motores y otras cargas dinámicas que contribuyen a la capacidad de corto circuito del sistema pueden cambiar las frecuencias a las cuales la resonancia ocurre. Estas cargas aparecen en paralelo con las inductancias de corto circuito del sistema cuando se calculan las frecuencias de resonancia. Las cargas de los motores no proveen un “amortiguamiento” significativo a los picos de resonancia.

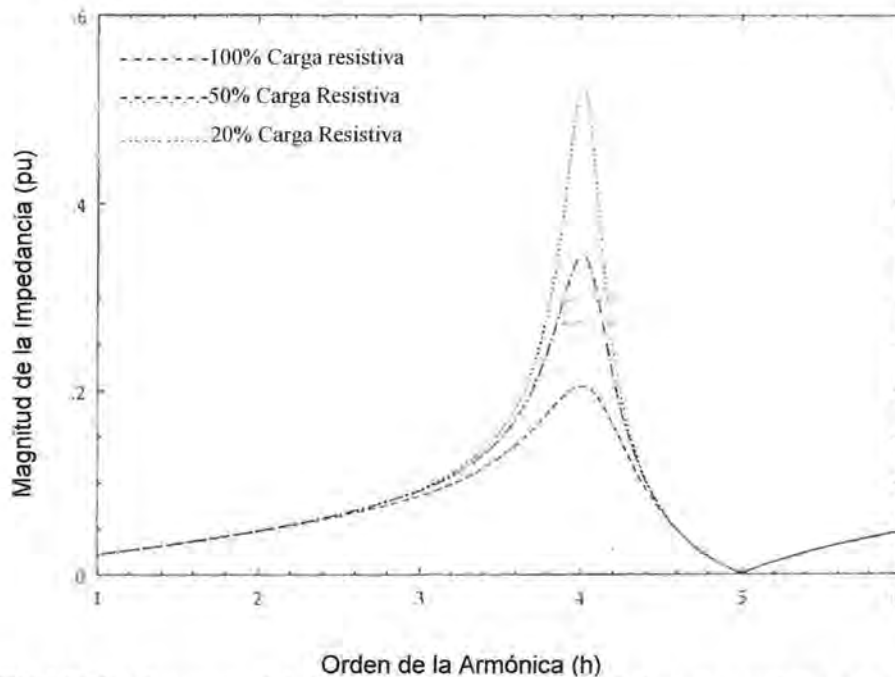
Lo mencionado en los puntos anteriores no quiere decir que no existirán problemas de armónicos, pero esto evitará que existan daños físicos a los

<sup>FF</sup> IEEE STD 519-1992. p. 66.

<sup>GG</sup> Ibidem. pp. 32 y 37.

componentes eléctricos del sistema. De hecho, *los motores pueden incrementar la distorsión armónica al llevar las frecuencias de resonancia cerca de una armónica significativa.*

El componente resistivo de la carga genera una trayectoria que es tomado por los armónicos cuando existe una resonancia en paralelo. Por lo tanto, niveles de carga altos en el sistema da como resultado una impedancia más baja cerca de la resonancia en paralelo. Esta variación se puede ver en la Figura VI.1. En los casos *donde el transformador domina la impedancia del sistema tiene una relación X/R alta, la resistencia relativa es baja y el pico de impedancia de la resonancia paralela correspondiente es afilada y alta, en la curva característica de Z vs frecuencia.*



**FIGURA VI.1.-** Respuesta del sistema ilustrando el efecto de la *carga resistiva* sobre el pico de resonancia paralela. Fuente IEEE STD 519-1992p.30.

La carga motriz es particularmente importante en sistemas industriales y comerciales con un alto porcentaje de carga de aire acondicionado, en donde la carga motriz representa un alto porcentaje de la carga total del sistema.

#### **VI.4.3.1. Transformadores de reducción.**

A voltajes de utilización de los sistemas industriales, la reactancia equivalente del sistema, donde se ubica el bus fuente, y en sí toda la

impedancia, es frecuentemente dominada por la impedancia del transformador de reducción<sup>HH</sup>:

$$X_{\alpha} = \left( \frac{kV^2}{MVA_{3\phi}} \right) \times Z_{\alpha} (\%)$$

Donde:  $Z_{\alpha}$ : es la impedancia del transformador en %  
 $MVA_{3\phi}$ : son los MVA trifásicos del transformador.

A bajos ordenes de armónicos, la reactancia conocida en ingles como: "leakage" es pequeña comparada con la impedancia de la carga (resistencia). Sin embargo, ordenes de armónicos más altos, la reactancia de los transformadores de reducción llega a ser grande comparada con la carga.

Debido a esto es generalmente suficiente, para sistemas industriales y comerciales, modelar el sistema a detalle, solamente en el lado de baja de los transformadores de reducción desde el sistema de transmisión.

Es necesario tener cierto cuidado al ignorar la resistencia del transformador durante el estudio de armónicos en especial si se trata de transformadores iguales o mayores a 100 kVA debido a que en estos si existe una variación significativa de la resistencia<sup>II</sup> debido a la dispersión de las corrientes de *Eddy*, y su variación es casi proporcional a la frecuencia. Para transformadores de servicio menores, será posible entonces, poder considerar a su reactancia como la impedancia predominante del sistema<sup>JJ</sup>.

#### VI.4.4. Condiciones de balanceo o desbalanceo del sistema.

La mayoría de los sistemas industriales trifásicos pueden ser analizados, en el estudio de armónicos, con una representación monofásica. Esta simplificación se basa en la premisa de que el sistema esta balanceado o al menos puede ser considerado así para propósitos prácticos. Sin embargo, el modelar un sistema bajo esta premisa cuando éste esta seriamente desbalanceado, es inadecuado.<sup>KK</sup>

Para el modelado de sistemas armónicos se puede partir de los datos obtenidos de los estudios de *flujos de carga* o de *corto circuito*, tomando en

<sup>HH</sup> Dugan. Op. Cit. p. 157.

<sup>II</sup> Idem.

<sup>JJ</sup> Idem.

<sup>KK</sup> IEEE STD 399-1997p. 169.

cuenta que será necesaria la modificación que contemplará la variación de la frecuencia para cada elemento del sistema susceptible a ésta.

Se puede asumir, en general en el estudio de armónicos, que un sistema está balanceado, en caso de no serlo, gracias a la aplicación del método de *componentes simétricos* y una regla en particular derivada de las propiedades de las Armónicas *Triplen* y las características de los transformadores más comúnmente utilizados. Ésta regla se menciona más adelante.

Debido a la naturaleza de las componentes Armónicas de corriente (o voltaje) estas pueden ser, en sistemas perfectamente balanceados:

- Armónicas de orden  $h = 1, 7, 13, \dots$  son puramente de secuencia positiva.
- Armónicas de orden  $h = 5, 11, 17, \dots$  son puramente de secuencia negativa.
- Armónicas *Triplen* ( $h = 3, 9, 15, \dots$ ) son puramente de secuencia cero.

El método de componentes simétricos permite transformar cualquier conjunto desbalanceado de corrientes (o voltajes) de fase en tres conjuntos balanceados.

Las redes de secuencia positiva y negativa generalmente tienen la misma respuesta a los armónicos, por lo que pueden ser representados por el mismo modelo monofásico. El único inconveniente serían las Armónicas *Triplen*, sin embargo estas pueden ser representadas por el mismo modelo que el utilizado para la secuencia positiva gracias a que existe una regla para muchas cargas, de clase industrial, de sistemas trifásicos que lo permite. Esta pudiera ser descrita de manera simplificada como sigue:

*Cuando hay un devanado delta en un transformador, sea donde sea, en serie con la fuente armónica y el sistema de potencia, solamente el sistema de secuencia positiva necesita ser representado para determinar la respuesta del sistema. Es imposible para las Armónicas de secuencia cero que se presenten, puesto que son bloqueadas.<sup>44</sup>*

Las excepciones más notables a esta regla se presentan generalmente cuando existen cargas monofásicas conectadas al transformador.

---

<sup>44</sup> Dugan. Op. Cit. p. 173.



### VI.5. Resonancia paralelo.

La combinación de elementos inductivos (L) o capacitivos (C) vistos desde el bus de interés, que generalmente es el bus en el cual las corrientes Armónicas son inyectadas por la carga no lineal (bus fuente), puede resultar tanto en una resonancia en serie (L y C en serie) como en una resonancia paralelo (L y C en paralelo). La resonancia en serie resulta en una impedancia baja y la resonancia en paralelo en una impedancia alta. En cualquiera de los dos casos de resonancia, la impedancia neta es resistiva. Por lo anterior, es importante que dentro de un estudio de armónicos se evalúe la impedancia del bus fuente de Armónicas (o cualquier otro bus de interés) para poder identificar las frecuencias de resonancias serie y/o paralelo.

Cuando existe una resonancia paralela en el sistema, la distorsión de voltaje es significativa así como la amplificación de corriente. En esta existe alguna frecuencia a la cual la reactancia inductiva  $X_L$  es igual a la reactancia capacitiva  $X_C$  de tal manera que la impedancia equivalente es muy grande. La frecuencia a la cual la impedancia es muy grande es llamada *frecuencia de resonancia* y el circuito es referido como un circuito tanque.

Por ejemplo, la frecuencia de resonancia de la Figura VI.5 es cercana a 300 Hz (5ª armónica), y como el convertidor genera la 5ª armónica, ésta excitará al circuito resonante.

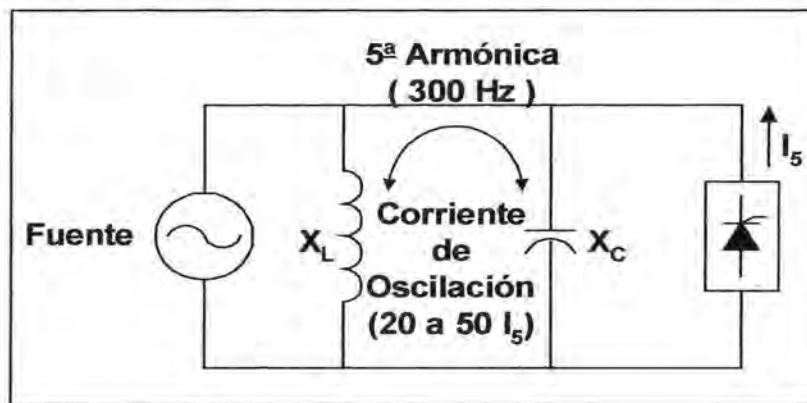


FIGURA VI.5.- Circuito típico de resonancia paralela.

La resonancia paralela y la corriente de 5ª armónica producen un voltaje armónico grande en el bus, y una gran corriente de oscilación en el circuito tanque. Un efecto de la resonancia es que se amplifica la corriente armónica en la L y C del circuito tanque. La corriente de oscilación puede ser de 20 a 50

veces la magnitud de la corriente armónica que originalmente excita al circuito tanque.

Para ilustrar la resonancia paralelo, considere el siguiente ejemplo:

Una planta cementera es alimentada en 4.16 KV (Figura VI.7). La planta emplea un número de controladores de velocidad de una capacidad total de 12 MW, un banco de capacitores de 4.2 MVAR para suministrar potencia reactiva y mejorar el F.P. de la planta.

Visto desde la fuente armónica, el banco de capacitores en derivación ( $X_C$ ) está en paralelo con la inductancia del sistema ( $X_L$ ).

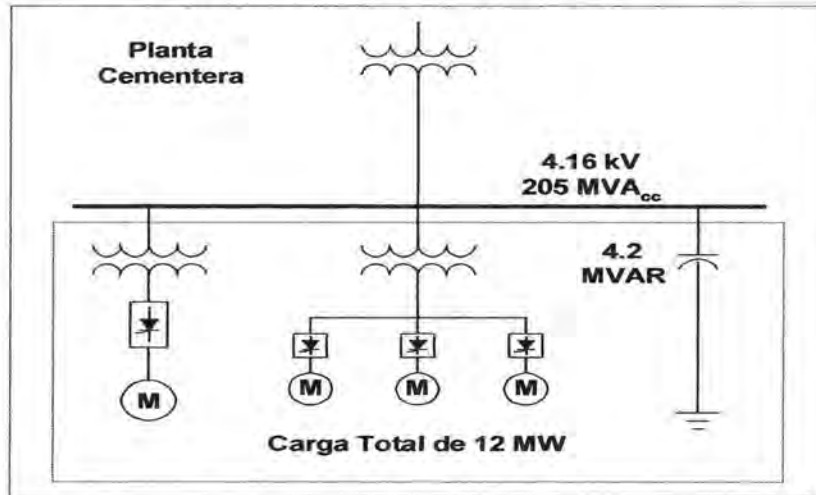


FIGURA VI.7.- Diagrama unifilar de una planta cementera que utiliza convertidores estáticos (AD'S) para motores.

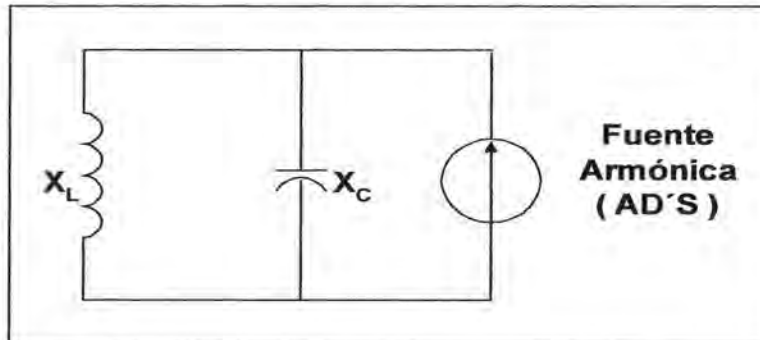


FIGURA VI.8.- Circuito equivalente de la planta cementera. Visto desde la fuente armónica.

Aunque la impedancia del circuito tanque es bastante baja a la frecuencia fundamental del sistema de potencia (60Hz), a 420Hz (7<sup>a</sup> armónica) es muy grande, como se muestra en la Figura VI.9.

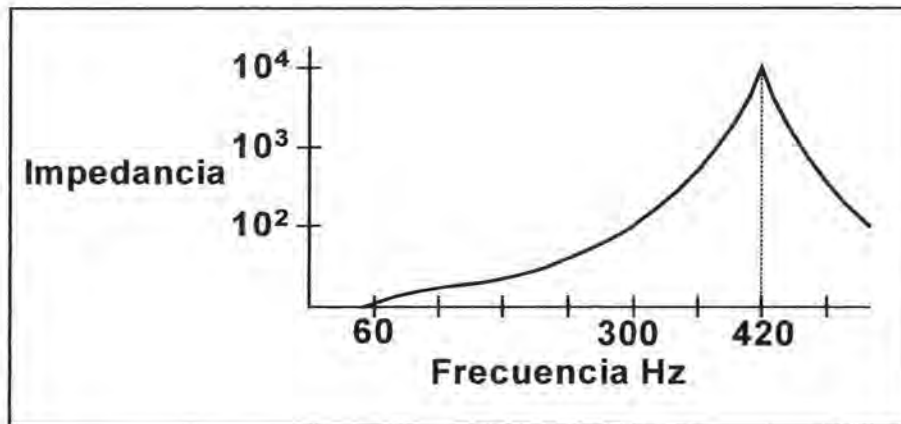


FIGURA VI.9.- Curva de impedancia contra frecuencia mostrando un gran pico a 420Hz. Se amplifica la corriente de 7ª armónica.

Debido a que la corriente demandada por la carga contiene una fuerte componente de 7ª armónica, ésta será amplificada en las cargas L y C y una gran corriente de oscilación fluirá en el circuito tanque.

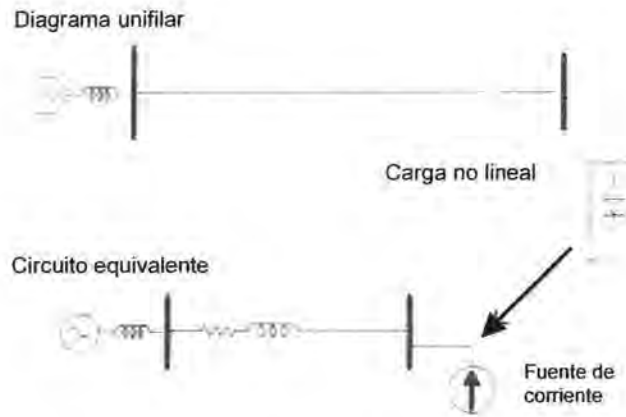
Si la carga inyecta una corriente armónica de una frecuencia igual o cercana a la frecuencia de resonancia paralela del sistema, entonces las corrientes y voltaje experimentarán una amplificación puesto que la admitancia equivalente se acerca a cero.

#### VI.6. Modelado de fuentes de Armónicas.

La mayoría de los análisis armónicos son desarrollados utilizando técnicas de solución para circuitos lineales de estado estable. Las fuentes de Armónicas las cuales no son elementos lineales, son generalmente representadas como *fuentes ideales de corriente*, que inyectan corriente dentro de los modelos de red lineales. Para esto se supone que el voltaje de la fuente no está distorsionado. Esto es bastante exacto para niveles de distorsión de voltaje de hasta 5% en el bus de servicio (PCC).<sup>MM</sup>

En la Figura VI.10, se ilustra como un convertidor electrónico de potencia es reemplazado con una fuente de corriente en el circuito equivalente.

<sup>MM</sup> Dugan. Op. Cit. p. 174.



**FIGURA VI.10.-** Representación de una carga armónica con una fuente de corriente armónica para análisis.

Básicamente, este tipo de dispositivos (no lineales) caen dentro de tres categorías generales<sup>NN</sup>:

1. Dispositivos del tipo de electrónica de potencia (convertidores, etc.)
2. Dispositivos del tipo de arco (hornos de arco, lámparas fluorescentes)
3. Dispositivos ferromagnéticos (transformadores)

Para los dispositivos del tipo de electrónica de potencia, las características generadas de Armónicas pueden ser frecuentemente determinadas analíticamente. Para los dispositivos de arco y transformadores, es necesario, en la mayoría de los casos, usar características típicas, si no se tiene disponible una mejor información.

Otra forma adicional para conocer las corrientes Armónicas generadas, es mediante la medición de corrientes Armónicas en cada fuente.

#### VI.7. Impedancia total ( $Z_h$ ) en función de la frecuencia.

La mayoría de los elementos de circuito del sistema de potencia son principalmente inductivos y por tanto, la presencia de capacitores en derivación, pueden causar transferencia de energía cíclica entre los elementos capacitivos e inductivos a la frecuencia natural de resonancia. A estas frecuencias las reactancias capacitiva e inductiva son iguales. Ver Figura VI.11.

<sup>NN</sup> IEEE STD 519-1992. p. 55.

En sistemas eléctricos prácticos, los capacitores para la corrección del F.P. son utilizados para compensar las multas por bajo F.P. impuestas por la compañía generadora.

La combinación de los capacitores y los elementos inductivos en el sistema resultarán en cualquiera de las resonancias, serie o paralelo, o una combinación de ambas (multiresonancia) dependiendo de la configuración del sistema.

Usualmente *la resonancia paralela ocurre más frecuentemente* porque los bancos de capacitores actúan en paralelo<sup>00</sup> con la impedancia del sistema (inductiva). Esto puede ser materia de preocupación si la frecuencia de resonancia es cercana a una de las frecuencias generadas por las fuentes Armónicas en el sistema.

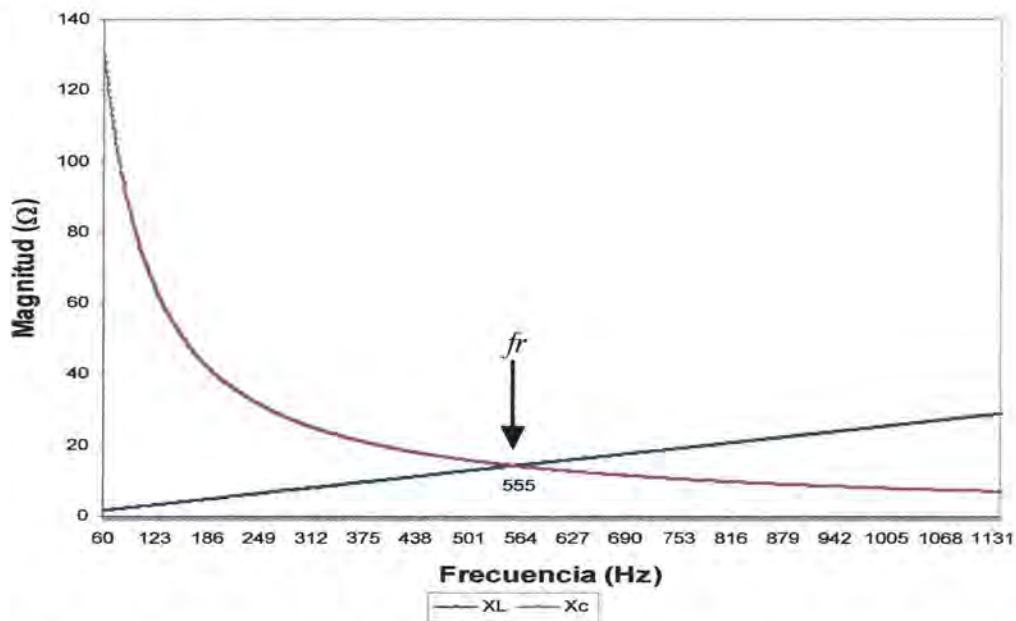


FIGURA VI.11.- Variación de la reactancia inductiva XL y la capacitiva Xc con la frecuencia.  $f_r$  es la frecuencia de resonancia.

#### VI.7.1. Resonancia paralelo

Debido a que los cálculos manuales solo pueden ser realizados, entre otras circunstancias, bajo la característica de la resonancia paralela, el resto de las secciones de este trabajo y el ejemplo de análisis armónico de la Sección IX.1, girarán en torno a esta condición.

<sup>00</sup> Ver Sección III.4.

Una vez que son determinadas las características de las fuentes de Armónicas<sup>PP</sup>, la respuesta del sistema a estas fuentes debe ser calculada.

Los elementos importantes del modelo usado para desarrollar estos cálculos incluyen lo siguiente:

- Impedancia equivalente de corto circuito del sistema
- Bancos de capacitores
- Características de carga

El análisis del sistema puede ser desarrollado utilizando cálculos manuales sencillos para algunos circuitos industriales. Sin embargo, la mayoría de los sistemas requieren algún tipo de programa de simulación por computadora que pueda representar al sistema a múltiples frecuencia para su análisis.

Los cálculos manuales están limitados a redes pequeñas en tamaño puesto que estos pueden ser muy susceptibles a errores. En general, los cálculos manuales se hacen para sistemas que pueden ser simplificados en el circuito mostrado en la Figura VI.12

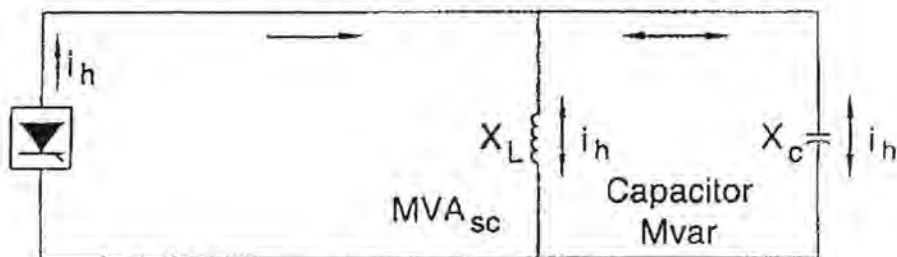


FIGURA VI.12.- Circuito simple recomendado para cálculos manuales.

Este tipo de circuitos describe, como ya lo hemos visto en la Sección VI.5, a un **circuito resonante paralelo** o circuito tanque donde los capacitores son aplicados en la subestación.

Por lo tanto, la configuración de la instalación del sistema del cual derivaría este tipo de circuitos, se muestra en la Figura VI.13

Obviamente no se consideran las *otras cargas* implicadas en el bus fuente (donde se localiza la fuente de Armónicas y el banco de capacitores), lo cual dará como resultado una predicción conservadoramente mas alta de distorsión armónica, sin embargo habrá que considerar el incluirlas, sobre todo,

<sup>PP</sup> Para el caso específico de este trabajo estas características se tomarán o supondrán de mediciones previamente realizadas.

si existe una buena cantidad de carga motriz. *Su inclusión, si no dice otra cosa la topología del sistema, sería en paralelo dentro del circuito de la Figura VI.12<sup>QQ</sup>*. En la siguiente Sección se describe una forma más general de análisis, mediante matrices, que podría ser más útil en caso de necesitar resultados mejor sustentados.

Para analizar el diagrama unifilar de un sistema, como el mostrado en la Figura VI.13, los valores de las reactancias y resistencias (impedancias) de los elementos se deben referir a lado de la carga o de bajo voltaje del sistema, específicamente en el bus fuente, que es donde se encuentra la fuente de armónicos.

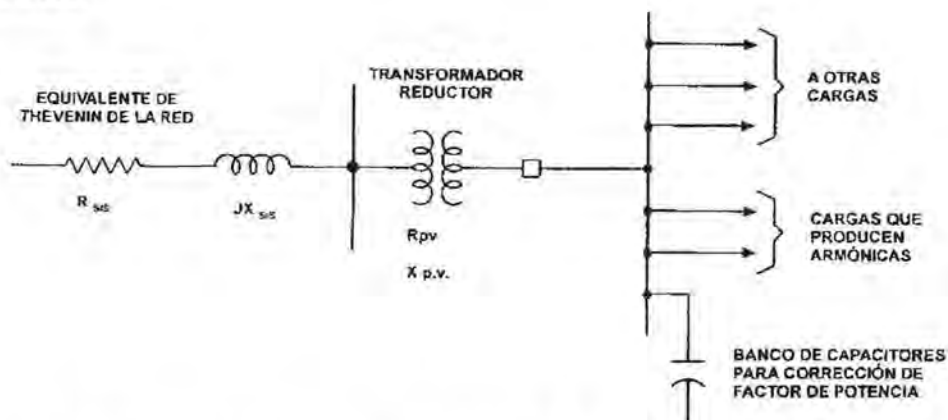


FIGURA VI.13.- Diagrama unifilar industrial que puede ser reducido a un circuito simple para realizar cálculos manuales.

La impedancia, vista desde la fuente de Armónicas, referida al lado de la carga, para un sistema como el representado por las Figuras VI.12 y VI.13, es<sup>RR</sup>:

$$\vec{Z} = \frac{-jX_c(R + jX_L)}{R + j(X_L - X_c)} \quad \text{ó} \quad \left| \vec{Z} \right| = Z(\omega) = \frac{R + j\omega L}{1 - \omega^2(LC) + j\omega RC}$$

Donde:

$Z(\omega) = Z_h$  es la impedancia del sistema en función de la frecuencia

$\omega = 2\pi f$ .

$R + j\omega L$  es la impedancia de la fuente en función de la frecuencia.

$X_c = 1/j\omega C$  es la reactancia capacitiva en función de la frecuencia.

<sup>QQ</sup> Conjetura (en cursivas), basada en el análisis personal en conjunción con dos profesores del comité de supervisión.

<sup>RR</sup> IEEE STD 399-1997, p. 273. Además: IEEE STD 519-1992, p. 56.

Una vez obtenida  $Z_h$  para cada armónica característica, la magnitud del voltaje puede ser calculada para cada armónica como sigue:

$$V_h = (I_h)(Z_h)$$

Donde:

$I_h$  = la corriente de la fuente de armónicos para cada armónica característica.

Cálculos posteriores pueden ser realizados al obtener los voltajes armónicos individuales. Entre ellos estará el encontrar el THDv en el bus fuente y el THDv y THDi para el filtro.

#### VI.7.2. Evaluación de THDv y TDD en PCC.

Para que un estudio sobre armónicos esté completo, es necesario evaluar la distorsión armónica total de voltaje y sobre todo, en clientes industriales y comerciales, de corriente que tendrá el sistema estudiado en el punto de común acoplamiento (PCC). Aunque es condición suficiente el que, en un estudio armónico como los que en específico nos concierne, se logren obtener los límites propuestos por el estándar en el secundario del transformador para asegurar que en el primario se cumplan también<sup>SS</sup>, en caso de que el PCC se encuentre en este último punto; aquí se presenta una alternativa metodológica, la cual necesita de software para ser utilizada. Esta es desde luego compatible con la metodología de la Sección VII.5.

Una vez elegido el PCC, es necesario hacer uso de un modelo matemático que relacione el bus fuente, con la línea de distribución o bus del PCC, para poder calcular cualquier variable eléctrica en este punto.

En el análisis de armónicos el método más comúnmente utilizado, sobre todo para análisis de sistemas complejos, es el "*método de inyección de corriente*".

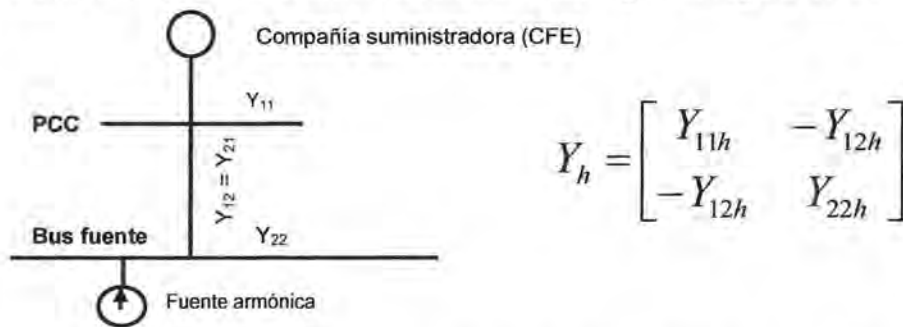
La finalidad de este método es modelar matemáticamente el sistema, por grande que sea, con una matriz de impedancias, llamada Ybus, de la cual podemos obtener las características<sup>TT</sup> de cualquier punto en el sistema, tomando en cuenta las corrientes Armónicas inyectadas en el mismo o en otros

<sup>SS</sup> Ver Recomendaciones.

<sup>TT</sup> Entiéndase "características" como sinónimo de *variables energéticas* (voltaje, corriente, etc.) y *factores de distorsión* (THD, TDD,...).



puntos. El sistema, para nuestro caso particular, se modela mediante una matriz de tamaño 2x2 (ver Figura VI.15), al intervenir únicamente dos buses (nodos) en nuestro estudio. Además, nuestro requerimiento es en el sentido de conocer el comportamiento del sistema al inyectar corrientes a diferentes *frecuencias*, por lo que será necesario elaborar una matriz de admitancias para cada frecuencia característica del sistema, según la Figura VI.15.



**FIGURA VI.15.-** Forma de elección de las admitancias para un estudio armónico de dos buses.

De esta manera se obtendrán las admitancias de los buses (elementos  $Y_{ii}$ , de la matriz) y de las ramas (elementos  $Y_{ij}$ ), para cada frecuencia armónica que se desee. Con esto se podrán calcular los voltajes armónicos en cada bus, utilizando la misma ecuación vista en la Sección VI.7.1 y los conceptos de “driving point impedance” (*impedancia de punto de manejo*), así como la “transfer impedance” (*impedancia de transferencia*).

La *impedancia de punto de manejo* es definida como el voltaje, calculado en el nodo  $i$  (bus  $i$ ), debido a la corriente armónica inyectada en el mismo nodo.

La *impedancia de transferencia*, es definida como el voltaje calculado en un bus debido a la corriente inyectada en otro.

Ahora, la impedancia armónica en cada bus ( $Z_h$ ) se obtiene de la inversa de la matriz de admitancias Armónicas<sup>UU</sup>.

$$Z_h = Y_h^{-1}$$

De modo que los elementos  $(i,i)$  de  $Z_h$ , ahora son las *impedancias* de los buses, y los elementos  $(i,j)$ , son las impedancias de transferencia, si en el bus  $i$  se encuentra la fuente armónica.

<sup>UU</sup> Las Formulas que aparecen de aquí hasta el final de esta Sección fueron tomadas de la página de internet: <http://grouper.ieee.org/groups/harmonic/simulate/>, Enero 2005, que pertenece a *Task Force on Harmonics Modeling and Simulation*. Además pueden ser deducidas de las fórmulas del IEEE STD 399-1997. pp. 284-286.

Por lo que para nuestro caso particular, los voltajes armónicos en cada bus quedan determinados como:

$$V_{h\text{Bus-fuente}} = Z_h(2,2)I_h, \text{ y}$$

$$V_{h\text{PCC}} = Z_h(1,2)I_h,$$

De los voltajes armónicos podemos calcular las corrientes Armónicas en cada ramal:

$$I_{ij} = (V_i - V_j) \times Y_{ij}$$

Para el sistema base (sistema sin capacitores ni filtros), se puede asumir, si no existen corrientes de secuencia cero (*Triplen*), que la TDD del primario es la misma que la del secundario del transformador<sup>vv</sup>. Esto puede ser entendido si se recuerda que muchas veces el transformador es representado, en los diagramas de circuitos, como una línea, es decir con una resistencia y una inductancia en serie; sin embargo para los análisis más adecuados, se recomienda el uso de modelos de transformador que representen más realmente la penetración de corrientes Armónicas.

Por último, aplicando las ecuaciones de la Sección VI.1 y VI.2, podremos calcular la THDv y TDD en el PCC<sup>ww</sup>.

## VII. PREDICCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO FACTOR DE POTENCIA CON ARMÓNICOS

### VII.1. Cálculo de la frecuencia resonante (*fr*, *hr*)

Cuando aparece la resonancia paralela entre la inductancia del sistema y la capacitancia del banco de capacitores, es muy conveniente conocer la frecuencia de resonancia de éste circuito tanque. La predicción de ésta, cuando las Armónicas son de importancia, se obtiene mediante<sup>xx</sup>:

$$fr = f1 * hr;$$

$$hr = \sqrt{\frac{MVA_{sc}}{MVAR_{CAP}}} = \sqrt{\frac{X_C}{X_{sc}}} = \sqrt{\frac{kVA_{ix} \times 100}{kVAR_C \times Z_{ix} (\%)}}$$

Donde:

<sup>vv</sup> Esta versión para calcular la TDD del sistema base (cuando no se tienen instalados los capacitores, ni filtros), de nuestro caso de estudio, fue recogida del artículo: IEEE artículo no. PCIC-2003-15. "Interpreting IEEE STD 519 and Meeting its Harmonic Limits in VFD Applications", p. 5. Disponible en Internet.

<sup>ww</sup> Ver las Recomendaciones.

<sup>xx</sup> Dugan. Op. Cit. p. 160.

fr: frecuencia resonante en Hz.

f1: frecuencia fundamental en Hz.

hr: orden de la armónica de resonancia

$X_C$ : Reactancia del banco de capacitores

$X_{SC}$ : Reactancia de corto circuito del Sistema

$kVA_{tx}$ : kVA nominales del lado de baja potencia del transformador

$kVAr_c$ : kVAr. Nominales del banco de capacitores

$Z_{tx}$ : Impedancia del transformador, lado de baja potencia

Nota: El subíndice *c* tiene el significado de "capacitivo(a)", el subíndice *sc* significa corto circuito y *cap* es lo mismo que banco de capacitores.

Aquí las reactancias son expresadas en términos de la capacidad de corto circuito (MVA) en el bus donde se localiza el capacitor y la capacidad del banco de capacitores (MVAR). Esta Información a menudo esta disponible directamente de los diagramas unifilares.

La última de las expresiones para hr, es utilizada cuando la impedancia del transformador, en un bus de carga industrial, es dominante.

Si la planta tiene más de un banco de capacitores, los MVAR's variarán con el número de bancos en servicio. Similarmente, los MVA<sub>sc</sub> variarán entre un máximo y un mínimo de acuerdo a las condiciones de generación y será reducida cuando las líneas cercanas y transformadores estén fuera de operación.

En el ejemplo de la Sección IX.1, se incluyen dos gráficas que contemplan este hecho.

El estándar IEEE STD 399-1997, indica que un análisis armónica debe ser llevado a cabo cuando un gran número de cargas lineales, típicamente mayor que el 25-30% de un bus o el sistema) están presentes o se anticipa que serán añadidas.

### VII.2. Severidad de resonancia (SCR)

Otra *regla de dedo* que es útil al ingeniero es la relación de corto circuito (SCR). Este cálculo es una medida del impacto de las fuentes Armónicas en el sistema. El SCR es una medida de tamaño de la fuente armónica con respecto

a la habilidad del sistema para absorber la corriente armónica. Matemáticamente podemos cuantificarla como<sup>YY</sup>:

$$SCR = \frac{MVA_{SC}}{MW_{CARGA\_NO-LINEAL}} \quad \text{ó} \quad SCR = \frac{MVA_{SC}}{MVA_{CARGA\_NO-LINEAL}}$$

Donde:

$MVA_{SC}$ : Capacidad de corto circuito en el bus de interés.

$MW$  ó  $MVA_{CARGA\_NO-LINEAL}$ : Potencia de la fuente de armónicos, en el bus de interés.

La utilizada en las tablas de la IEEE STD 519-1992 pp. 78-79 (generalmente para la evaluación de todo el sistema del usuario) es:

$$SCR = \frac{I_{SC}}{I_L}$$

Donde:

$I_{SC}$ : Es la capacidad de corto circuito máxima en el PCC

$I_L$ : Corriente de carga de demanda máxima promedio anual (componente de frecuencia fundamental) en PCC.

La obtención de  $I_{SC}$ , ya la mencionamos en la Sección VI.4.1, la  $I_L$ , se calcula como sigue<sup>ZZ</sup>:

$$I_L = \frac{\text{Corriente\_de\_carga\_de\_demanda\_max\_prom\_de\_la\_línea}}{\sqrt{3}}$$

El valor de la SCR, cuando es menor que 20, indica que se puede tener problemas si existe una resonancia en paralelo, pues una pequeña magnitud de corriente armónica a la frecuencia de resonancia, originaría grandes voltajes en los elementos del sistema, debido a la impedancia máxima con la que se encontraría.

El cálculo de la frecuencia de resonancia  $f_r$  ó  $f_{hr}$ , y de la relación de corto circuito SCR, proveen una manera rápida y fácil de predecir la probabilidad de condiciones resonantes paralelas y la existencia de niveles significativos de corrientes Armónicas.

<sup>YY</sup> "El Estudio de Armónicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia". En: Memorias del Curso: Estudio de Armónicos de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Otorgado por: IEEE Sección México. D.F. 2002. p. 36. Además: "Mitigación de Corrientes Armónicas". En: Memorias del Diplomado Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. Op cit. p. 44.

<sup>ZZ</sup> Ver Recomendaciones.

### VII.3. Presentación de los datos armónicos

Los datos medidos pueden ser presentados ya sea en forma de tablas y/o gráficas.

Básicamente, los armónicos variables en el tiempo son convenientemente presentados como una función del tiempo, ver Figura VII.5. Las gráficas dependientes del tiempo pueden ser definidas cuando los armónicos son fluctuantes.

Es ampliamente utilizado el diagrama con dominio en la frecuencia, que presenta a las componentes Armónicas, de voltaje y/o corriente, como un porcentaje de la armónica fundamental (de 60 Hz), en un diagrama de barras. Ver Figura VII.6.

También son utilizadas las distribuciones de probabilidad, que son frecuentemente mostradas como histogramas. Estos son graficas de barras con el alto de barra representando la frecuencia relativa de ocurrencia de una cantidad de corriente armónica. Esta información puede ser más conveniente desplegada en la forma de una función de distribución inversa<sup>AAA</sup>.

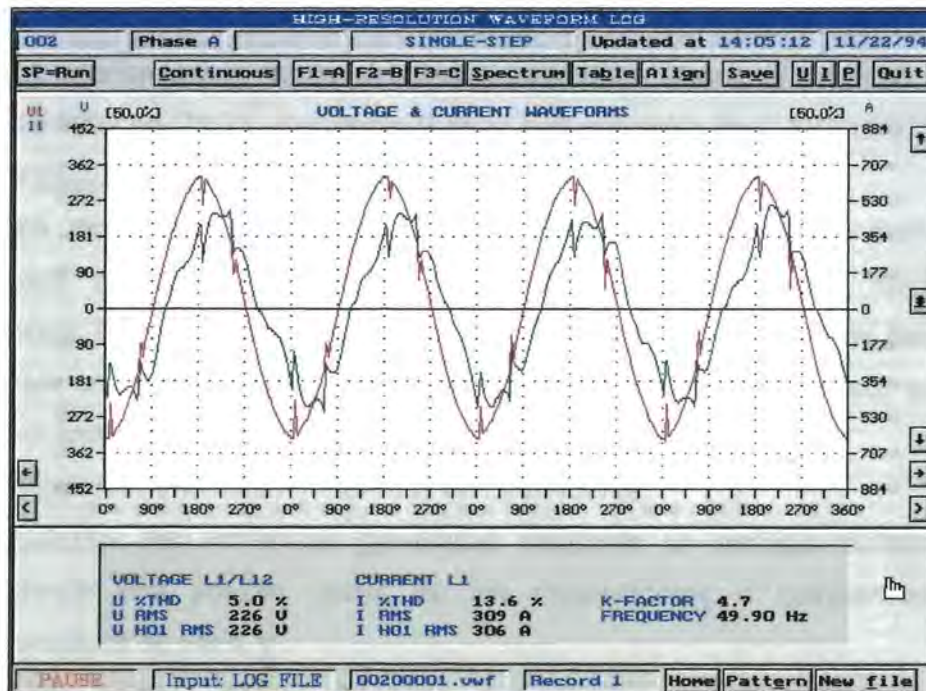


FIGURA VII.5.- Espectro de un analizador armónico, con dominio en el tiempo.

<sup>AAA</sup> Ver IEEE STD 519-1992 p. 72, para más detalles.

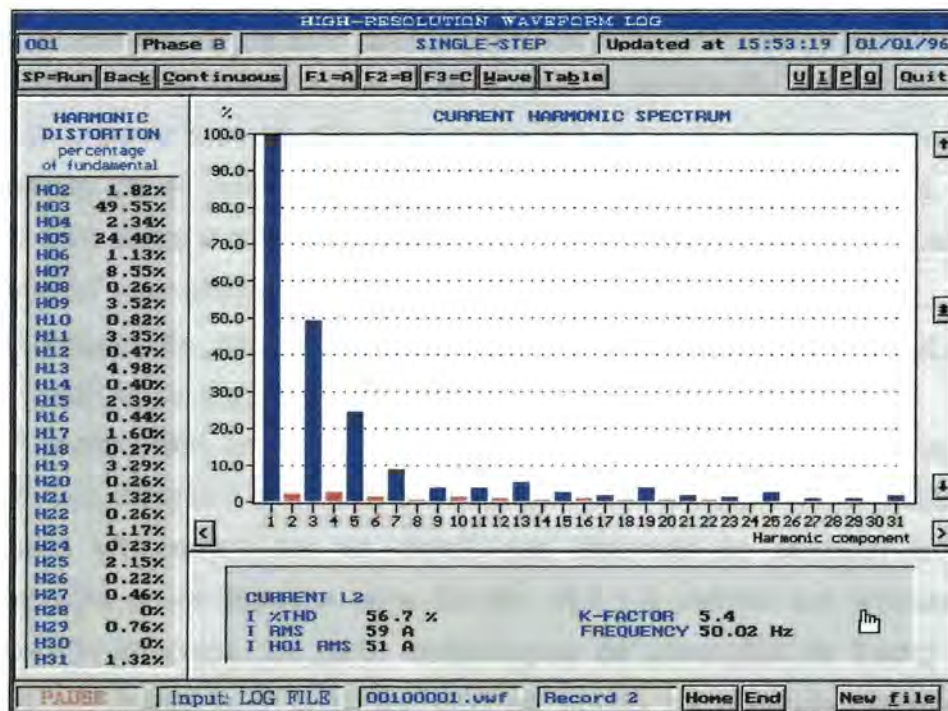


FIGURA VII.6.- Espectro de un analizador armónico, con dominio en la frecuencia.

Es necesario, por último en este rubro, tomar en cuenta los transductores para la medición de armónicos que se utilizan para la adquisición de datos. En cuanto a las particularidades de los transformadores de corriente y voltaje, que se deban tomar en cuenta, se sugiere revisar el estándar IEEE STD 519-1992 pp. 72-74, y el anexo B de la especificación de C.F.E. L0000-45.

#### VII.4. Cálculos de las corrientes Armónicas

Es recomendable siempre que los valores de la corriente armónica inyectadas se determinen, y esto se realice preferentemente *mediante mediciones*. En este trabajo, el estudio de armónicos se basa en este hecho y se incluye en la metodología propuesta. Sin embargo, habrá que decir que el ingeniero analista tiene tres opciones:

- Medir las Armónicas generadas en cada fuente.
- Calcular las Armónicas generadas mediante un análisis matemático donde sea posible, como en los convertidores o compensadores estáticos de var's, y
- Usar valores típicos basados en aplicaciones similares o datos publicados.

Debido a que la configuración del sistema y la carga cambian continuamente, es necesario determinar la "peor condición de operación", y el

diseño es basado en "la peor generación" de armónicos. Sin embargo, es necesario reconocer que aún con "el peor caso de generación" de armónicos, el flujo de armónicos en los diferentes elementos de la red puede ser diferente dependiendo de el número de transformadores o interruptores de lazo, en servicio. Esto obliga a que para "el peor caso de generación", los "peores casos de operación" sean analizados.

#### VII.5. Metodología para la resolución de problemas de bajo Factor de Potencia con distorsión armónica

A continuación, se presenta una guía para la resolución de problemas de bajo F.P. con distorsión armónica, pensada solo para la utilización de usuarios industriales y/o comerciales en donde sus sistemas se adecuen a las características de los descritos en la Sección VI.5.1 si cuentan con problemas de distorsión armónica. La parte metodológica de corrección de Factor de Potencia, es aplicable a cualquier sitio en donde se pretenda corregirlo, mediante capacitores en el secundario del transformador.

**METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO  
FACTOR DE POTENCIA CON DISTORSIÓN ARMÓNICA  
(Opción de modelado manual)**

**DETECCIÓN DEL PROBLEMA**

Detección del problema {Pagos elevados, multas,  
Factor de Potencia bajo, en la factura}

Propuesta económico práctica {Proyección de los ahorros económicos  
Para la corrección de F.P. mediante la factura de C.F.E}



NO

Si el sistema deriva en un solo TR, se pasa directamente a la etapa de mediciones

SI

NO

**DATOS**

- a) *Preparación u obtención del diagrama unifilar del sistema.*
- b) *Reunir datos<sup>BBB</sup> del transformador (TR) y funciones nominales.*
- c) *Obtener la ubicación de las cargas no-lineales.*
- d) *Obtener de la compañía suministradora:*
  - Los niveles de falla permitidos
  - Impedancias del sistema preferidos

Inspección visual y entrevistas para delimitar el área de estudio.

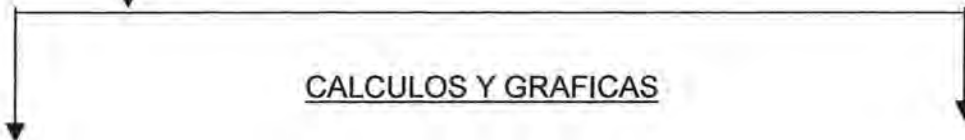
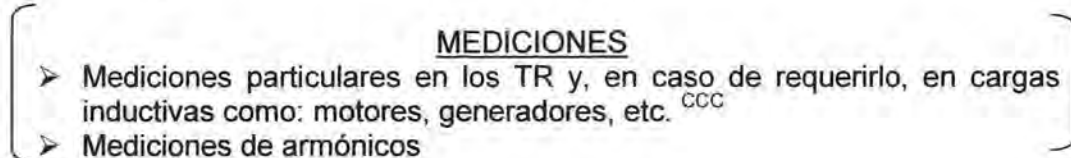


<sup>BBB</sup> Ver Sección VII.5.1



**METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO  
FACTOR DE POTENCIA CON DISTORSIÓN ARMÓNICA  
(Opción de modelado manual)**

Continuación...



**Mediciones**  
Preparación de las gráficas de:

- ❖ Demandas <sup>DDD</sup>
- ❖ Factor de Potencia
- ❖ THD, TDD

Verificar estos últimos contra el STD 519-1992  
En el bus fuente

} Trifásicas y monofásicas  
Pnr TR/día

} Individual y total

**Cálculos manuales**  
*F.P.*

1. Cálculo de pérdidas.
2. Cálculos de los kVAr capacitivos, características de los bancos.

*Armónicos*

Cálculos de:

1.  $I_L$ ,  $I_{SC}$ , SCR
2. hr, fr

Adicionalmente:

- ❖ Factor k
- ❖ % carga no-lineal
- ❖ TPF
- ❖ Cálculo de pérdidas por armónicos



<sup>CCC</sup> Debido a que en este trabajo se enfoca a corrección de factor de potencia en transformadores, si después de realizar mediciones particulares en equipos se determina establecer bancos de capacitores y o filtros en esa ubicación, a pesar de que la metodología sería muy similar no consideramos los pormenores de dicho estudio.

<sup>DDD</sup> Demandas se refiere a los: kW, kVa, kVAr, básicamente.

METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO  
 FACTOR DE POTENCIA CON DISTORSIÓN ARMÓNICA  
 (Opción de modelado manual)

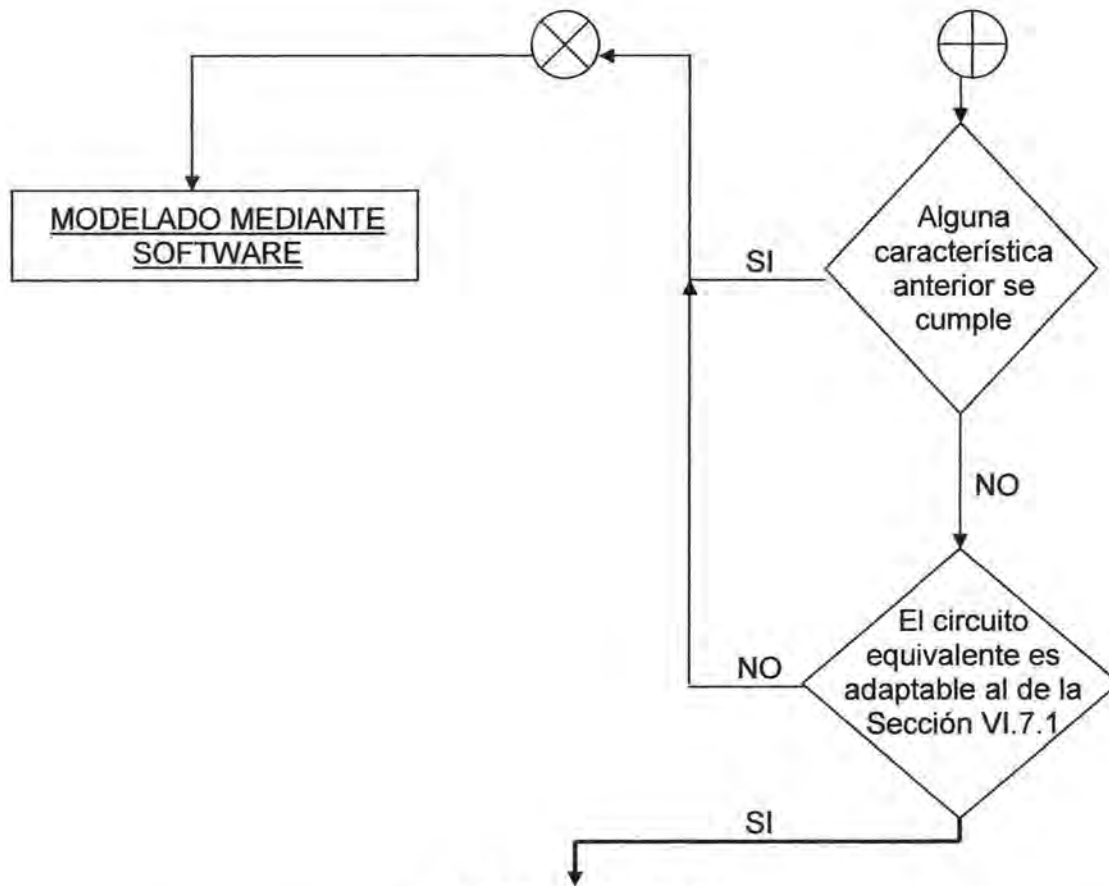
Continuación...



<sup>EEE</sup> Esta etapa demarcada como *configuración*, es en realidad una etapa de toma de decisión la cual adapté a la metodología para poderla adecuar a los casos de circuitos simples que a este trabajo concierne.

METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE BAJO  
 FACTOR DE POTENCIA CON DISTORSIÓN ARMÓNICA  
 (Opción de modelado manual)

Continuación...



MODELADO MANUAL

- I.- **Calcular y graficar  $Z_h$  contra  $f_r$  ó  $h_r$  en los nodos (buses) de análisis (la primera vez sin capacitores).**
- II.- **Obtener THD, TDD, individual y totales.**
- III.- **Agregar capacitores y regresar al paso I** (siempre y cuando se haya cumplido con las restricciones de la etapa de configuración)
- IV.- **Revisar límites para bancos de capacitores, IEEE STD 18-2002**
- V.- **Reubicar capacitores y/o cambiar su tamaño o sus valores nominales si se exceden sus rangos. Aplicar filtro desintonizado si se encuentran condiciones de resonancia. Regresar a paso I. Aplicar un filtro sintonizado incrementará el voltaje fundamental en los capacitores y podría incrementar el voltaje armónico.**<sup>FFF</sup>
- VI.- **Aplicar IEEE STD 519-1992 en el PCC. Adicionar filtro de sintonía en vez del de desintonía y/o filtro pasa altas**<sup>GGG</sup> **si los factores de distorsión armónica [y de Influencia Inductiva  $(IT)^{HHH}$ ] son excedidos en este punto.**
- VII.- **Propuesta económica v reporte técnico.**

<sup>FFF</sup> Según: IEEE STD 399-1997 p. 289.

<sup>GGG</sup> Enfoque manejado en un por el mismo estándar 399-1997 p. 302, en un ejemplo posterior a su propuesta metodológica para el análisis armónico de sistemas comerciales e industriales.

<sup>HHH</sup> Ver Sección VIII.1.3 y Recomendaciones

### VII.5.1. Datos para el estudio

Los siguientes datos fueron tomados del IEEE STD 399-1997 y son los requeridos para un estudio típico de armónicos, completo:

- ❖ Diagrama unifilar del sistema de potencia a ser estudiado.
- ❖ Capacidad de corto circuito y razón X/R del sistema de suministro de potencia de la compañía a la que se está conectada.
- ❖ Reactancias subtransitorias y kVA de todas las máquinas rotatorias. Si existen limitaciones todas las máquinas de un bus dado pueden ser "enlazadas" juntas en una sola máquina equivalente.
- ❖ Reactancia y resistencia de todas las líneas, cables bus de trabajo, reactores de limitación de corriente, y el voltaje nominal del circuito en el cual está localizado el elemento. Las unidades pueden estar ya sea en por unidad (p.u.) o porcentaje, o en valores óhmicos, dependiendo del software utilizado o preferido.
- ❖ Conexiones trifásicas, porcentaje de impedancia, y kVA de todos los transformadores.
- ❖ Conexiones trifásicas, kvar, y valores nominales de unidades kV de todos los capacitores en derivación y reactores en derivación.
- ❖ Valores nominales de placa, número de fases, pulsos, y conexiones de convertidores, si son diodos o tiristores, y, para los tiristores, el ángulo máximo de retraso, la carga por unidad, y el ciclo de carga para cada unidad de convertidor conectado al sistema. Las hojas de prueba que los fabricantes manejan actualmente para cada transformador son también de ayuda pero no obligatorias. Si ésta información no está disponible, los valores nominales de kVA del convertidor transformador puede ser usada para establecer el espectro armónico que está siendo inyectado en el sistema.
- ❖ Configuraciones específicas del sistema.
- ❖ Voltaje máximo esperado para sistema que alimenta a las cargas no-lineales.

## VIII. MÉTODOS DE MITIGACIÓN

### VIII.1. Principios para controlar los armónicos

Algunos principios básicos son descritos a continuación. Fundamentalmente, los armónicos llegan a ser un problema si:

- La fuente de corriente de Armónicas es muy grande.
- El camino en el cual fluye la corriente eléctrica es muy largo (eléctricamente), resultando ya sea en un alto voltaje armónico o una interferencia telefónica.
- La respuesta del sistema acentúa una o más Armónicas.

La modificación de la respuesta en frecuencia del sistema puede ser lograda mediante lo siguiente:

- ✓ Adicionando un filtro en derivación. Lo cual cambiaría completamente la respuesta en frecuencia del sistema.
- ✓ Adicionando un reactor en serie, para desintonizar el sistema. Este método es comúnmente usado cuando se han instalado capacitores para la corrección del bajo Factor de Potencia y estos generan resonancia paralela con el sistema.
- ✓ Cambiando el tamaño del capacitor. Esta es frecuentemente la opción más barata para evitar problemas de ésta índole.
- ✓ Quitando definitivamente los capacitores y simplemente admitiendo las altas pérdidas, bajo voltaje y penalización por bajo Factor de Potencia, si técnica y económicamente es factible.

#### VIII.1.1. Filtros pasivos

*El objetivo de un filtro, es desviar el flujo de corriente Armónica del sistema de potencia ó porciones específicas, en otras palabras, controlar el flujo de corrientes Armónicas.*

Filtro desintonizado<sup>III</sup>: Están diseñados a una frecuencia de resonancia por debajo de la menor armónica que ofrece el sistema (generalmente la 5°).

Filtro sintonizado: Estos filtros presentan una impedancia muy baja para la corriente armónica individual, derivando la mayor parte de la corriente de distorsión (armónica) generada por las cargas no lineales, hacia el filtro y no hacia el suministro. El valor de frecuencia de resonancia en este caso, se

<sup>III</sup> Obtenido de: [http://www.leyden.com.ar/filtros\\_de\\_armonicas\\_mt.htm](http://www.leyden.com.ar/filtros_de_armonicas_mt.htm). Diciembre 2004.

encontrará siempre levemente por debajo de la armónica que se desea filtrar, aunque mucho más próxima que en el caso de los filtros desintonizados. Típicamente este valor varía entre 3-5% debajo de la frecuencia de la corriente que va a ser removida<sup>JJJ</sup>.

Los dos tipos principales de filtros armónicos normalmente empleados, en los sistemas de potencia, dentro de los filtros pasivos son: el de derivación y el de serie. El filtro en derivación tiene una baja impedancia a su frecuencia de sintonía, además puede sintonizarse a una ó más frecuencias discretas o sobre un ancho de banda de frecuencias. El filtro serie es de bloqueo y tiene una alta impedancia a su frecuencia de sintonía. La Figura VIII.1 muestra la composición de estos dos tipos de filtros.

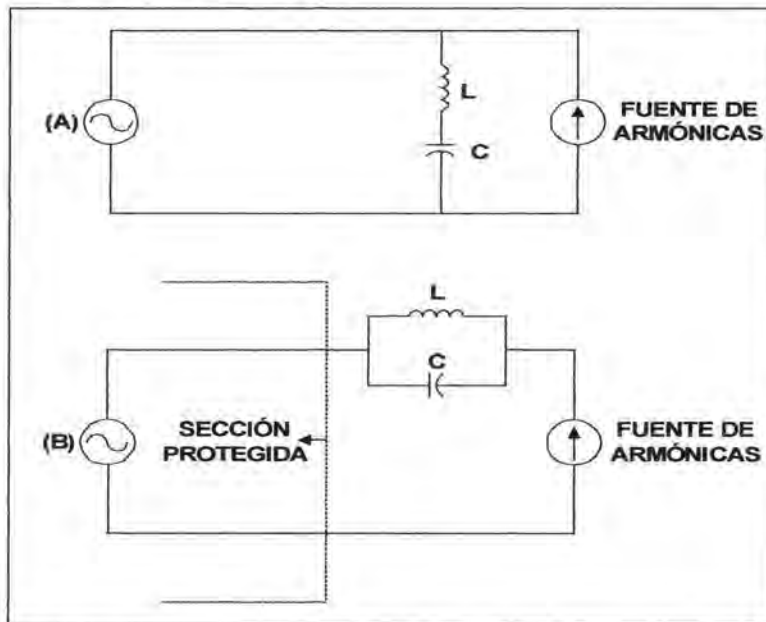


FIGURA VIII.1.- Tipos de filtros más comunes: (a) filtro en derivación; (b) filtro de bloqueo ó serie.

### VIII.1.2. Filtros en derivación

Los filtros en derivación son ampliamente usados en los sistemas de potencia. El diseño más común es el *filtro sintonizado a una sola frecuencia*, el cual es conocido como "single tuned notch filter" (ver Figura VIII.2). Cuando la parte inductiva del filtro (llamada reactor) se sintoniza a una frecuencia por debajo de cualquiera de las Armónicas características existentes, entonces tenemos un *filtro desintonizado* o *filtro de choque* y a la inductancia se le

<sup>JJJ</sup> IEEE STD 399-1997. p. 302.

conoce como *reactor de rechazo o choque*. Si por el contrario dicha inductancia se sintoniza a la frecuencia de las Armónicas características del sistema (aunque en realidad es siempre un poco por debajo de éstas), entonces se tendrá un *filtro de absorción*.

Un reactor de rechazo se puede utilizar individualmente o como parte de un filtro. Cuando forman parte de un filtro de rechazo, tendrá la función de atenuar los armónicos presentes en ese lugar de la instalación y al mismo tiempo hacer que el punto donde están instalados los condensadores, alcance una impedancia más elevada dejando de ser el punto de la instalación de más baja impedancia, con lo que se dificulta la circulación de los armónicos a través de los capacitores<sup>KKK</sup>.

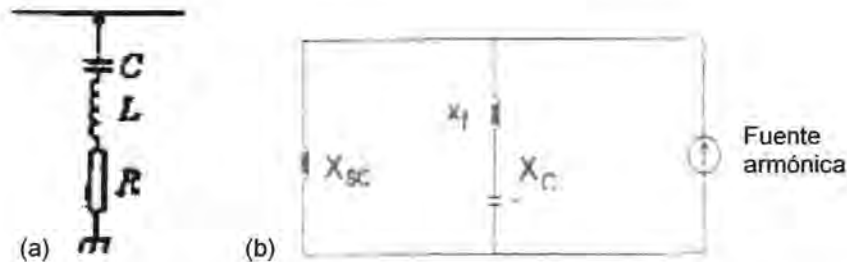


FIGURA VIII.2.- Filtro en derivación de una sola frecuencia: (a) Diagrama esquemático; (b) Circuito equivalente del sistema al cual se le implementa el filtro.

El **filtro de una sola frecuencia** es un filtro pasa banda, que puede ser un filtro de choque o de absorción. Al sintonizarse este filtro genera una baja impedancia a dicha frecuencia de sintonía, permitiendo el paso de la corriente armónica (si la hubiera, como en el caso de los filtros absorción) a dicha frecuencia y atenúa a las que estén en la colindancia del ancho de banda que deja pasar (banda de paso).

Un efecto colateral importante al añadir un filtro es que éste crea una resonancia paralela a una frecuencia por debajo de la frecuencia de sintonía. Es importante asegurarse que esta frecuencia de resonancia estará lejos de cualquier armónica significativa del sistema bajo estudio. De aquí que comúnmente los filtros sean sintonizados un poco por debajo de la armónica que se quiera filtrar, para proveer un margen de seguridad en el caso de algún cambio en los parámetros del sistema.

<sup>KKK</sup> Bravo de Medina. Op Cit. p. 92. Además: Alfredo Navarro Crespo. "Corrientes Armónicas". Técnica salgar S. A. de C.V. p. 25.

En muchas aplicaciones, múltiples filtros de absorción (de una sola frecuencia) son utilizados en conjunción con un filtro pasa altas para satisfacer límites de distorsión de voltaje realistas.

### VIII.1.3. Diseño de un filtro armónico

La clave para el diseño de filtros es reconocer la interdependencia de la red del sistema de potencia y del filtro. Como se observa en la Figura VIII.3, las corrientes Armónicas generadas por cargas no-lineales fluirán hacia el filtro y hacia la impedancia de la red. Esto significa que el filtrado nunca será perfecto a menos que la impedancia del filtro al orden armónico de interés sea cero, lo cuál no puede ser.

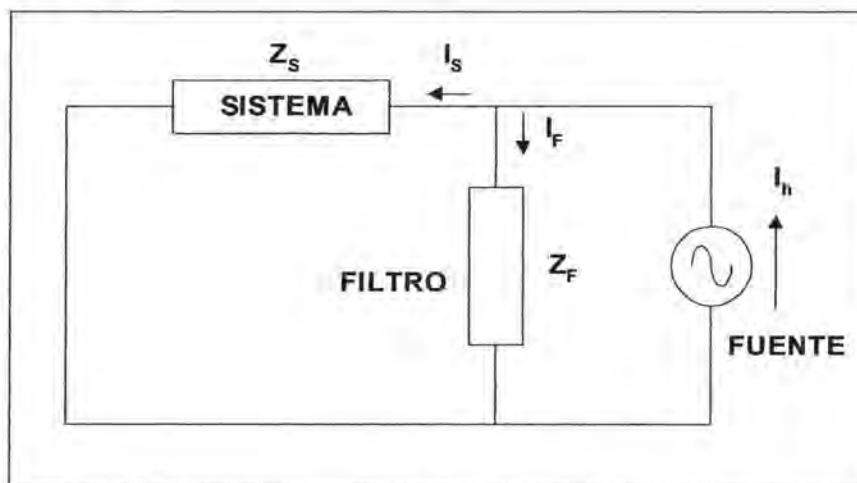


FIGURA VIII.3.- Circuito equivalente del sistema de potencia y filtro.

El proceso de diseño es un compromiso entre lo agudo de la característica del filtro y sus pérdidas, ambos son gobernados por la calidad del filtro ( $Q$ ).  $Q$ , el cuál es una medida de la agudeza de sintonía, de aquí que la característica de sintonía del filtro es descrita por su factor de calidad.

Con filtros de característica muy aguda, existe el problema de desintonización debido a varios factores:

1. la frecuencia del sistema no siempre está en 50 o 60 Hz
2. las tolerancias de fabricación de componentes dan como resultado, valores de reactancia diferentes a las especificadas.
3. Cambio de impedancias de los componentes con la temperatura.
4. Fusión de fusibles dan como resultado la pérdida de unidades capacitoras, al quedar desprotegidas.
5. Cambios continuos de la impedancia del sistema.



La variación de la frecuencia resonante debido a los factores anteriores, hace que se seleccione una Q del filtro que permita una tolerancia en el filtrado sin incurrir en pérdidas grandes. Estos inconvenientes, normalmente son tenidos en cuenta en los tres pasos siguientes para el diseño de filtros:

1. se inyectan las corrientes Armónicas producidas por la carga no-lineal al sistema como se mostró en la Figura anterior. Se calculan los voltajes armónicos y la penetración de corrientes Armónicas.

2. Se calculan los diferentes factores que incluyen, los de distorsión armónica, Influencia Inductiva (o producto IT) y Factor de influencia Telefónica (TIF)<sup>LLL</sup>, que se comparan con el criterio de diseño, para asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico y en su caso el de comunicaciones.

3. Se calculan los voltajes aplicados y las corrientes que circulan a través de los componentes del filtro así como las pérdidas.

La inductancia de sintonía es dimensionada para tomar en consideración los kVAr reales (medidos) los cuales pueden ser de hasta 5% por encima de los kVAr nominales. La reactancia del capacitor es ( $X_{cap}$  a frecuencia fundamental) es<sup>MMM</sup>:

$$X_{cap} = \frac{kV^2}{(MVA_{r_{cap}})(1.05)};$$

Donde:  $MVA_{r_{cap}}$ : requerimiento de potencia reactiva capacitiva.

Consecuentemente, la reactancia inductiva es<sup>NNN</sup>:

$$X_r = \frac{X_{cap}}{h^2}$$

Donde:

$X_r$  = Reactancia del inductor de sintonía a frecuencia fundamental.

1.05: Tolerancia de los capacitores.

La tolerancia de los capacitores puede ser obtenida con precisión al multiplicar los  $MVA_{r_{cap}}$ , que constituirá la potencia total del filtro por el siguiente factor<sup>OOO</sup>:

<sup>LLL</sup> Estos factores se refieren a la influencia de los armónicos en los sistemas de comunicación. Definiciones de estos términos se pueden encontrar en: IEEE STD 519-1992. p. 10 y 11, 40 y 41. Ver Recomendaciones.

<sup>MMM</sup> Ibidem, p. 66.

<sup>NNN</sup> IEEE STD 1531-2003. p. 43.

$$c = \frac{h^2}{h^2 - 1}$$

Donde h: frecuencia de sintonía.

c : representa el aumento de voltaje del capacitor sobre el voltaje del bus, para h=5, es decir la 5ª armónica su valor es 1.05, aproximadamente<sup>PPP</sup>.

El valor de la resistencia del filtro, en caso de utilizarla, se encuentra al determinar su factor de calidad (Q), que es igual a la reactancia inductiva ó capacitiva a la frecuencia de resonancia entre la resistencia, para las resistencias de filtro en serie<sup>QQQ</sup>:

$$Q = \frac{h_s X_L}{R}$$

Donde: Q: factor de calidad

h<sub>s</sub>: armónica de sintonía del filtro

R: resistencia filtro

X<sub>L</sub>: reactancia inductiva a la frecuencia fundamental

Cuanto mayor es Q indica menores pérdidas y mas aguda la característica de impedancia vs. frecuencia del filtro. La agudeza de la característica del filtro se define con el "paso banda," que es el rango de frecuencia definido por los puntos donde la reactancia del filtro es igual a la resistencia del mismo filtro. En estos límites, el ángulo de la impedancia es 45°.

Los valores típicos de Q para un filtro sintonizado son de 20 a 150, el valor de 50 es muy común.

Al agregar una resistencia en paralelo con la inductancia del filtro se crea un filtro pasa altas. El valor de Q para éste filtro es el recíproco de Q para un filtro de una sola sintonía.

Q se selecciona de manera que se minimicen pérdidas y proveer un ancho banda bastante amplio para cubrir los efectos de desintonización. Usualmente a mayor Q se proporciona un mejor filtrado.

<sup>000</sup> Ying-Tung Hsiao. "Design of Filters for Reducing Harmonic Distortion and Correcting Power Factor in Industrial Distribution Systems". Tamkang Journal of Science and Engineering. 2001. pp. 193-199.

<sup>PPP</sup> IEEE STD 399-1997, p. 306.

<sup>QQQ</sup> Dugan. Op. Cit. p. 179.

### VIII.1.3.1. Evaluación de los rangos de los capacitores del filtro

En este punto y siguiendo el orden que nos indica la metodología aquí propuesta, será necesario revisar el cumplimiento del IEEE STD 18-2002, referente a los límites para las capacidades de los condensadores.

Al ser el circuito del filtro un arreglo L, C en serie, la corriente del filtro por fase es la misma para el filtro que para el circuito<sup>RRR</sup>:

$$I_{Caph} = \frac{V_h}{Z_{hf}}$$

Donde:  $V_h$ : Voltaje armónico en el bus fuente, con filtro (lado de bajo voltaje del TR)

$Z_{hf}$ : Impedancia del filtro al orden armónico h.

Para la corriente a la frecuencia fundamental, de un filtro conectado en estrella es:

$$I_{Cap} = \frac{V_{BUS}}{\sqrt{3} * (Z_{1f})}$$

Donde:  $Z_{1f}$ : es la impedancia del filtro a la frecuencia fundamental

Para este estudio se considera como  $V_h$ , a los voltajes armónicos del sistema con capacitores, que resulte del primer análisis sobre los límites de distorsión armónica que se realice en el sistema bajo estudio, esto es mejor entendido si se revisa la metodología de la Sección VII.5<sup>SSS</sup>.

Por último, los voltajes armónicos por fase, en el banco de capacitores serán:

$$V_{Ch} = \sum_{h=1}^{\infty} X_{Caph} * I_{Caph}$$

Donde  $X_{Caph}$ : es la reactancia armónica capacitiva a la frecuencia h

Siendo, el voltaje a frecuencia fundamental:

$$V_{C1} = X_{Cap1} * I_{Cap1}$$

Donde  $V_{C1}$ : Voltaje del capacitor a la frecuencia fundamental.

<sup>RRR</sup> Las fórmulas a partir de aquí y hasta el final de la Sección fueron obtenidas del IEEE STD 1531-2003, pp 26, 44, 45, 50, 51, 59.

<sup>SSS</sup> Es importante tomar en cuenta la aportación armónica proveniente de los voltajes armónicos en buses adyacentes (para nuestro caso: únicamente el bus PCC) Dugan, Op. Cit. p. 170 y 179. Algunos datos no sustentados calculan la corriente armónica en el filtro utilizando la corriente proveniente de la carga fuente de armónicas más la corriente distorsionada proveniente de la fuente generadora (compañía suministradora).

De acuerdo a la metodología, aquí propuesta, es necesario realizar el cálculo de los límites establecidos para los capacitores, para la correcta aplicación del filtro de una sola frecuencia.

Después de seleccionar las componentes del filtro, se verifica entonces el V y la I que deben soportar el reactor y el capacitor (incluyendo Armónicas) para asegurar que estos parámetros están dentro de los valores nominales continuos de las componentes del filtro. Estos rangos a régimen continuo para los capacitores en paralelo los delimita el estándar IEEE STD 18-2002, que vimos en la Sección III.3.2, con los cuales se pretende que los capacitores operen sin pérdida de la vida útil esperada.

El voltaje pico impuesto al capacitor “esfuerzo” el dieléctrico y es causa de descargas parciales, o corona en el borde de la película entre las capas de aluminio. El voltaje máximo (pico) a través del capacitor es justamente la suma aritmética de los voltajes pico de 60 hz y armónico. Observe que ésta es la peor condición que supone que las componentes, fundamental y armónica, están en fase. Para calcular el  $V_{pico}$  máximo utilizamos la siguiente expresión.

$$V_{pico} = V_{C1} + V_{C2} + \dots + V_{Ck}$$

El estándar IEEE STD 18-2002, además señala el rango de kVAr, en exceso permitidos por encima de los nominales, los cuales pueden ser calculados, de la siguiente manera.

Se toma en cuenta el valor rms de la corriente total (armónica más fundamental) por el voltaje armónico rms total (armónico más fundamental), estos se dividen entre el producto de la corriente rms nominal por el voltaje rms fundamental, es decir:

$$\%kVAr = \left( \frac{I_{rms} * V_{rms}}{I_{nom} * V_{C1}} * 100 \right)$$

Donde:  $I_{nom} = I_1$

Por último, la forma de evaluar los valores de  $V_{RMS}$ , e  $I_{RMS}$ , es la que se discutió en la Sección VI.3, para ondas compuestas por distintas frecuencias Armónicas. Estas relaciones también son utilizadas para calcular los rangos de  $V_{RMS}$ , e  $I_{RMS}$ , impuestos por el estándar.

## VIII.2. En Transformadores.

### VIII.2.1. Tipos de transformadores para la eliminación de Armónicas.

Algunos tipos de conexiones en los transformadores que ayudan a eliminar los armónicos del sistema bajo estudio son:

Los **transformadores triángulo-estrella**, mencionados ya con anterioridad.

Los **transformadores con secundario en zig-zag**, que están formados por seis devanados iguales, dos por fase. Esta disposición desvía los "triplen" del neutro a los conductores de fase.

El **transformador de doble salida** se construye con dos devanados secundarios desfasados entre sí 30° grados. El primario conectado en triángulo, bloquea los "triplen" de cargas equilibradas. Los secundarios compensan sobre todo los armónicos de orden 5, 7, 11, 19.

Los **transformadores de cuádruple salida** en la que los devanados están desfasados entre sí 15° grados. El primario bloquea los "triplen" y el secundario los de orden 5, 7, 11, 13, 17, 19, 29 y 31.

El **transformador de aislamiento**, sirve para bloquear las corrientes Armónicas. Esto son transformadores diseñados "a la medida" de la aplicación: tamaño de la carga, espectro emitido por la misma, etc. Poseen, blindajes y efectos capacitivos en el núcleo, para impedir el paso de altas frecuencias hacia el lado de la fuente.

### VIII.2.2. Transformadores de factor K

Como se mencionó en la Sección IV.3.2, existen transformadores especialmente diseñados para soportar mejor cargas no lineales, estos son los transformadores tipo K.

Estos transformadores son aprobados por Underwriter's Laboratory (UL) para su operación bajo condiciones de carga no senoidal, puesto que operan con menores pérdidas a las frecuencias Armónicas. Entre las modificaciones con respecto a los transformadores normales están:

- El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes Armónicas "triplen" circulantes. Por la misma razón se dobla el tamaño del conductor neutro.
- Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado.

- Utilizan conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por efecto piel.
- Tienen una capacidad térmica especial.

Los valores de K para transformadores catalogados por U.L. son mostrados en la Tabla IV.3. estos son los valores comerciales del transformadores con factor K.

**TABLA IV.3.- Transformadores con factor K disponibles comercialmente.**

K-4
K-9
K-13
K-20
K-30
K-40

Muchos diseñadores e ingenieros de aplicaciones comparten el punto de vista de que el criterio empleado por U.L. no representa con precisión el calentamiento en los transformadores. Proponen, para ciertos transformadores que por cuestiones de diseño tienen una capacidad térmica especial, prescindir del factor K por sus posibles desajustes, y solo indicar la elevación de temperatura entre los 80 y 115 °C.

Aunque algunos fabricantes aconsejen transformadores de factor K20 e incluso K30 en aplicaciones de oficina, los valores más recomendables después de experiencias en las que se mide el verdadero valor eficaz son de K13 para baja tensión y de K9 ó K4 para media tensión<sup>TTT</sup>.

El factor K, se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación que lo define se presentó, junto con sus diferentes variantes en la Sección VI.6.

<sup>TTT</sup> Artículo. "Influencia de cargas no lineales en transformadores de distribución". Disponible en Internet.

## IX. EJEMPLOS

### IX.1. Corrección de Factor de Potencia sin problema de armónicos.

Propuesta de un banco de capacitores.

Aplicando la metodología de la Sección VII.5.

#### **Detección del problema**

Se realizó el análisis de las condiciones del Factor de Potencia (F.P.) del sistema eléctrico de un hotel categoría Gran Turismo que opera a niveles de media tensión, a través de la facturación que expide la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El hotel factura bajo la tarifa HM (Horaria de Media tensión), que la CFE otorga a establecimientos comerciales con una demanda contratada igual o mayor a 100kW.

Del análisis de la facturación eléctrica que abarca el período de diciembre del 2001 a enero del 2003, se tiene que la multa acumulada durante este periodo es de \$145,089.17, debido a que durante todo el año han mantenido un Factor de Potencia menor del 90% que es el mínimo requerido por la CFE, tal como se muestra en la tabla del anexo b. Este valor se obtiene de la suma de la columna con encabezado F.P., de la parte de costos.

De la misma tabla se observa que el F.P. promedio es de 81.93% para todo el año.

Para realizar el cálculo de la capacidad de kVAr, necesarios para corregir un problema de bajo F.P., y una proyección del ahorro económico como primera aproximación para dar una propuesta económica, si se usan los datos de facturación histórica de C.F.E., se puede utilizar el valor promedio del F.P. resultado de los meses de medición<sup>uuu</sup>.

Es importante tomar en cuenta que al realizar las mediciones puntuales de los equipos a ser corregidos, es necesario utilizar el F.P. mínimo que se obtenga, al momento de calcular los kVAr necesarios para corregir el problema de bajo F.P., ya que de esta manera se asegura el mantener el F.P. en el valor deseado.<sup>vvv</sup>

Se realizó una proyección (según la tabla del anexo C) para ejemplificar los beneficios de llevar el F.P. promedio del valor actual a un valor promedio de

<sup>uuu</sup> Recurso ampliamente utilizado en las proyecciones para los ahorros por corrección de F.P.  
<sup>vvv</sup> Tomado de: Diplomado de ahorro de energía. Cancún. 2002.

del 95%, utilizando los mismos datos de facturación eléctrica para demandas y consumos, cambiando al F.P. deseado y solo calculando los nuevos costos y por diferencia, los ahorros obtenidos.

De acuerdo a los datos de la Tabla del anexo C, podemos ver que la bonificación esperada es de \$1,935.00 al mes.

El ahorro económico total está dado, por la relación descrita en la Sección III.2.2 y III.2.3.2, el cual es la suma de los valores de la multa, que se deja de pagar, más la bonificación esperada, esto da un total de \$14,025.27 al mes, lo que sugiere un ahorro anual de \$168,303.19.

De acuerdo al método descrito en la Sección III.3.1, para el cálculo de los kVAr capacitivos necesarios para la corrección del F.P. y a los datos de la tabla del anexo B; para este caso se requirieron 253 kVAr capacitivos como lo muestra la Tabla 1.

**Tabla 1** kVAr necesarios para corrección del bajo F.P. en el sistema

CALCULO DE LOS KVAR CAPACITIVOS NECESARIOS			
FP mínimo	81.9	Ahorro Económico Mensual	\$/mes \$14,025.27
kW máximos	754	Ahorro económico Anual	\$/año \$168,303.19
Cte. Corrección	0.305	% de la F.B.M.	6.2%
Capacidad requerida	253 kVAr capacitivos		

La constante de corrección se obtiene de las relaciones descritas en la Sección III.3.1. El porcentaje del factor de bonificación media (% F.B.M) encontrado es del 6.2%, el cual es el resultado de dividir el ahorro económico mensual entre el costo total promedio<sup>www</sup>.

De una entrevista se delimitó el área a medir, la cual corresponde a un transformador de la subestación del área de Spa, de 1000 kVA de capacidad nominal a 13000/440, que sirve como transformador de servicio en ese lugar.

De acuerdo a la diversidad de cargas que existían en esta área y a la posibilidad de que alguna de estas, y no la generalidad, estén induciendo el problema de bajo F.P. se procedió a realizar mediciones en el TR y las cargas individuales.

Las mediciones en todos los casos de corrección de F.P., se centran en medir las demandas y el F.P., como datos básicos.

En general para elegir el tipo de banco de capacitores de una instalación es necesario conocer el comportamiento de las demandas y el F.P. trifásicos,

<sup>www</sup> El costo total promedio se puede leer en la tabla del anexo B.



por equipo (es decir, transformador, motor, chiller, etc.) y por día. Estos datos son los que nos ayudaran a determinar el banco idóneo para la instalación.

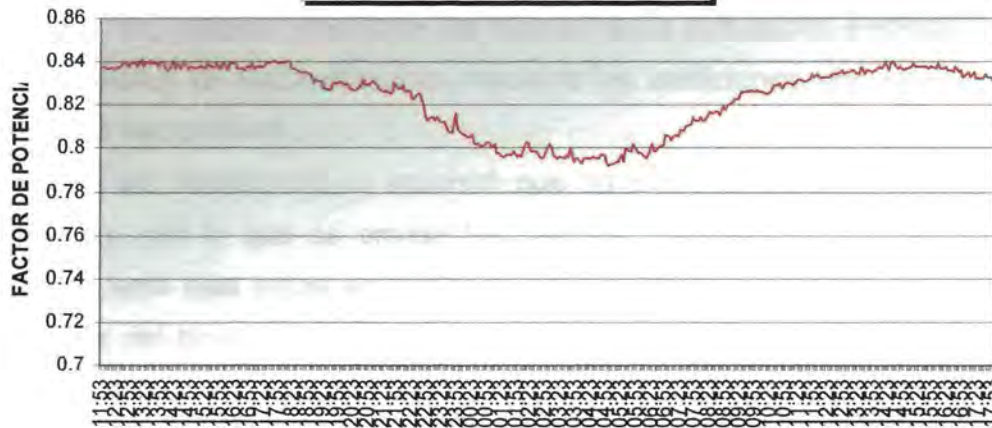
Los resultados arrojaron la demarcación del problema que se remitió a corregir el bajo Factor de Potencia en el transformador de 1000kVA, localizado en la subestación que agrupaba a diferentes equipos (Chillers de Aire acondicionado, motores de ventiladores y bombas, principalmente).

### Mediciones

Las gráficas de demandas y F.P. para el transformador se presentan a continuación:

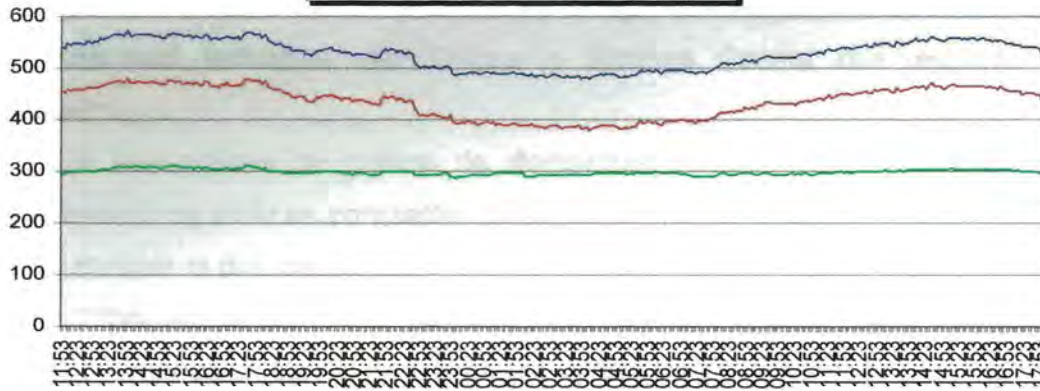


**PERFIL DE FACTOR DE POTENCIA  
TRANSFORMADOR 1000 kVA @ 440 V**



DEL 4 AL 5 DE MARZO DE 2003

**PERFIL DE DEMANDAS  
TRANSFORMADOR 1000 kVA @ 440 V**



DEL 4 AL 5 DE MARZO DE 2003

— KW — KVA — KVAR

En el anexo D, se presenta una la tabla-resumen de los equipos monitoreados y puntualmente en que equipos fueron hechas las mediciones particulares que requirieron corrección.

**Cálculos y gráficas**

Del resultado de las mediciones se concluye que:

CALCULO DE LOS KVAR CAPACITIVOS NECESARIOS		
FP mínimo	0.792	
kW máximos	479	95
Cte. Corrección	0.442	
Capacidad requerida	252	kVAr capacitivos

En este punto es posible comparar los cálculos hechos para la selección de los kVAr capacitivos necesarios para la corrección del problema, con los que se realizaron, utilizando los datos del historial de la facturación eléctrica dados por comisión y los datos obtenidos mediante las mediciones, encontrando que el error es menor al 4%.

De las mediciones se encontró que no existe presencia de corrientes Armónicas, por lo que se omiten los cálculos manuales en ese sentido. Y debido a esto ésta etapa se dedicará a los pormenores para la selección y propuesta del banco de capacitores tal como lo marca la metodología de la Sección VII.5.

Dentro de los criterios de selección de los bancos de capacitores, de acuerdo a lo visto en la Sección III.3.3, es necesario considerar que:

1.- Tomando en cuenta las gráficas de demandas y F.P. decidir si el banco será automático, fijo o semiautomático.

2.- Tomando en cuenta la potencia y el lugar de emplazamiento decidir si el banco será Individual, por Grupos o Sistema Central con regulación automática.

Si observamos la gráfica de demandas claramente se ve que el requerimiento de kVAr es constante a 300 kVAr y la demanda en kW no varía mucho durante el día (se ubica en los 440 kW, aproximadamente) a excepción de las 11hrs que comprenden de las 10 de la noche a las 9 de la mañana aproximadamente, en donde disminuye por debajo de los 400 kW.

El F.P. hace un seguimiento de la demanda, eso se puede observar porque mientras ésta disminuye durante la noche el F.P. disminuye y cuando la demanda aumenta durante el día también aumenta el F.P., lo que supone una carga muy inductiva, conectada las 24 hrs.

Debido a este resultado y a que los equipos que dependen del transformador son dispositivos con cargas permanentes, se optó por corregir individualmente, mediante bancos fijos, parte de las cargas y el resto mediante un banco semiautomático conectado directamente al transformador, como medida para no incurrir en el fenómeno de resonancia.

Del análisis de las gráficas de las demandas y el Factor de Potencia se determinaron las características para los bancos de capacitores.

Se requirieron 252 kVAR totales capacitivos para corregir el F.P. al un valor de 95%, los cuales se repartieron 110 kVAR directos al transformador con solo 60 kVAR fijos y los demás en 5 pasos de 10 kVAR c/uno, más 145 kVAR fijos en los equipos, es decir, se optó por bancos fijos o de compensación individual para las cargas permanentes o constantes como las bombas y los ventiladores y un banco automático par la carga variable del TR, como lo muestra la tabla del anexo D.

En un segundo panorama se planteó, por cuestiones económicas meramente, una segunda opción que constaba de 130 kVAR conectados directamente al TR de 1000kVA de los cuales solo 80 kVAR serían fijos y 120 kVAR restantes repartidos entre dos de los *chillers* que dependen del transformador.

Para la evaluación de la rentabilidad del proyecto se realizó una proyección del ahorro utilizando la facturación eléctrica (como antes se realizo en la Tabla del inciso C), y se calculó el tiempo de recuperación simple. La primera opción resultó más rentable<sup>xxx</sup>.

#### IX.2. Corrección del bajo Factor de Potencia con Armónicas en las instalaciones. Armónicas de nivel alto según los estándares de la IEEE, cuyos problemas son evidentes. Propuesta de un banco de capacitores con filtro de Armónicas

El ejemplo descrito en esta Sección muestra los cálculos, para un análisis armónico en un sistema simple de dos buses, y está basado en el documento publicado en la página de Internet de la agrupación: *Task Force on Harmonics Modeling and Simulation. IEEE Power Engineering Society*. A demás de otras referencias.

*En este ejemplo, se desarrolla la parte del estudio de análisis armónico, únicamente, y solo se muestran las gráficas del dominio de la frecuencia.*

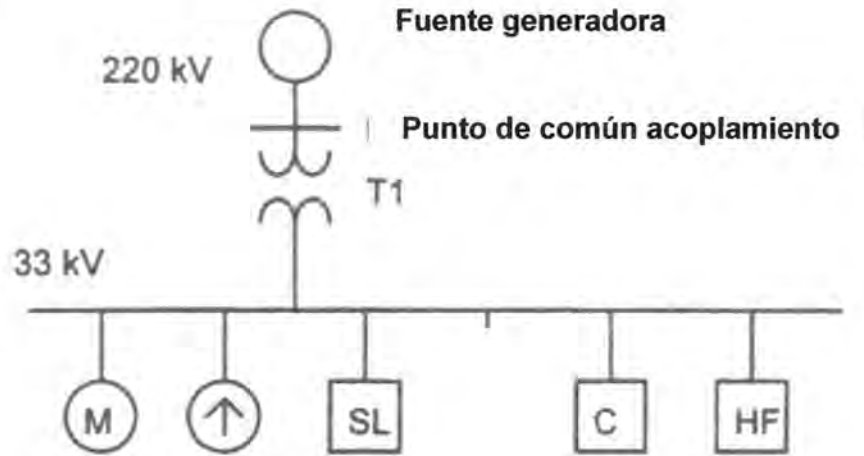
Se parte del hecho de ya haber calculado los kVAR capacitivos necesarios para hacer frente al problema de bajo Factor de Potencia. Se sigue la metodología de la Sección VII.5, habiendo obtenido los datos y mediciones, procedemos al análisis.

---

<sup>xxx</sup> El desarrollo de los cálculos para la evaluación del proyecto están más allá de los objetivos de éste trabajo, sin embargo los resultados de estos para el primer panorama planteado se muestran en la tabla del anexo D.

### Datos

Los datos básicos del sistema se presentan a continuación:



Donde:

- M: carga del motor
- SL: carga estática
- C: Capacitores estáticos
- HF: Filtros de armónicos
- ↑ Rectificador (convertidor).

**FIGURA II.1.-** Diagrama unifilar del sistema industrial

**Tabla 2** Datos de la red eléctrica

Parámetro	Valor
Voltaje suministrado	220 kV
Capacidad de Corto circuito	4000-10000 MVA
X/R	20.0

**Tabla 3** Datos del transformador

Parámetro	T1
Potencia nominal (MVA)	100
Voltaje nominal (kV)	220-33
Impedancia (%)	14
X/R	10.0

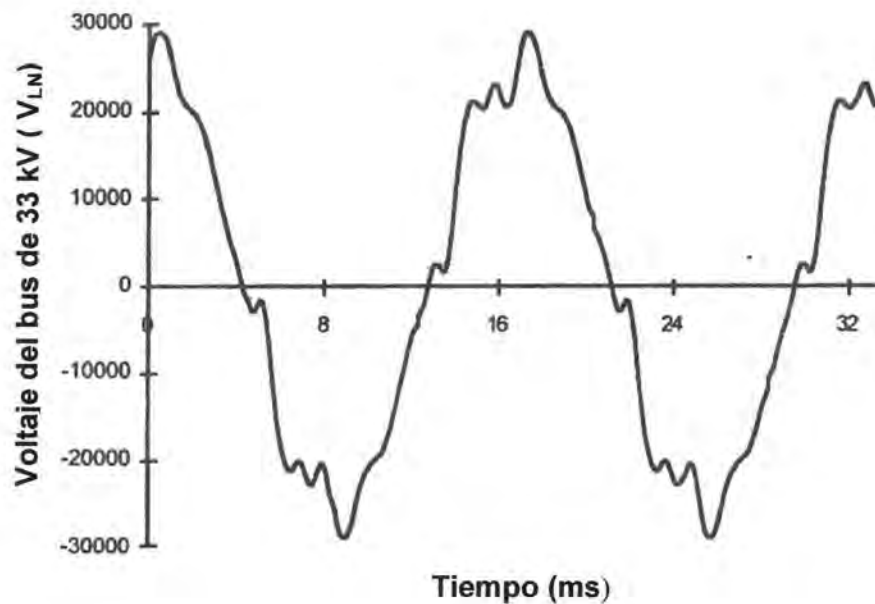
**Tabla 4** Datos del capacitor y la carga

<b>Bus de 33 kV</b>	Carga lineal	25 MVA @ 0.8 atraso
	Convertidor	25 MW
	Capacitor	8.4 MVar

**Mediciones**

**Tabla 5** Contenido armónico de la corriente del diodo rectificador

Orden armónico	Frecuencia (Hz)	Magnitud (A)	Fase (grados)
1	60	618	0
5	300	124	180
7	420	88	0
11	660	56	180
13	780	47	0
17	1020	36	180
19	1140	33	0



**FIGURA II.2.-** Forma de onda para el voltaje de fase en el bus de 33 kV

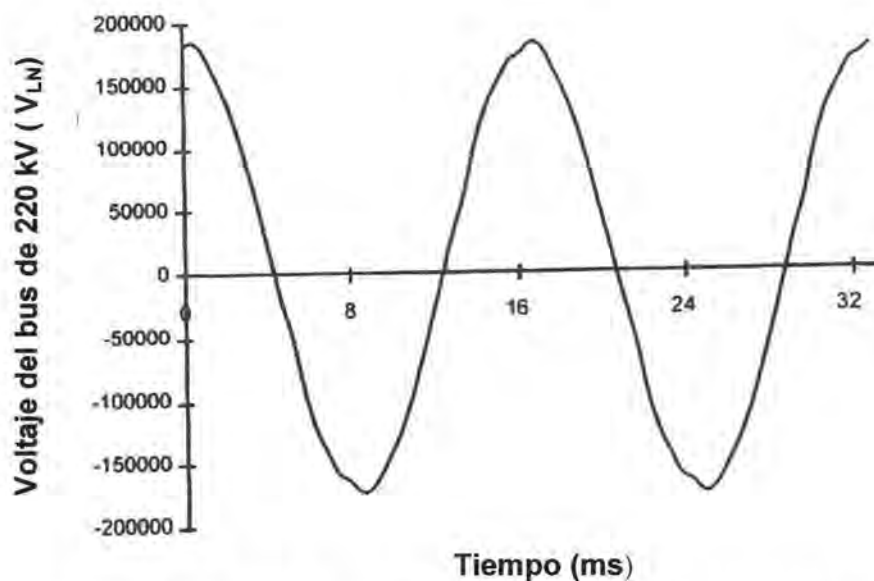


FIGURA II.3.- Forma de onda para el voltaje de fase en el bus de 220 kV

### Cálculos manuales

Se realizaron los cálculos, para el nivel de decisión:

**PCC: 220 kV**

$I_L$ : Se asume un valor de 80 MVA de demanda máxima promedio.

$$I_L = \frac{80 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 209.94 A$$

$$I_{sc} = \frac{4000 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3} = 10497.27 A$$

$$SCR = \frac{10497.27}{209.99} = 50$$

Asumiendo las corrientes Armónicas del secundario son iguales al del primario<sup>YYY</sup>:

$$TDD = \frac{\sqrt{18.6^2 + 13.2^2 + 8.4^2 + 7.05^2 + 5.4^2 + 4.95^2}}{209.9} * 100 = 12.55\%$$

Evaluando según el estándar se ve en la tabla 6 que, para 220 kV no se esta cumpliendo con el estándar.

<sup>YYY</sup> Ver Sección VI.7.2. Cabe mencionar que una forma alternativa de calcular la TDD en el primario del TR (y notar que es la misma del secundario) se logra reflejando las corrientes del secundario, mediante la relación de transformación, al primario. En este trabajo se presenta esta opción.

**Tabla 6** Límites máximos propuestos por la IEEE STD 519-1992 para la corriente en el PCC.

Aplica a voltajes >161 kV, las cantidades están en % de IL

$I_{sc}/I_L$	<11	11<h<17	17<h<23	TDD
≥ 50	3.0	1.5	1.15	3.75

### Bus fuente: 33 kV

Se asume que la impedancia del transformador es la que domina el sistema en este punto<sup>ZZZ</sup>, puesto que solo se hará un primer análisis a la frecuencia fundamental.

Utilizando las fórmulas de la Sección VI.4 y VI.4.3.1 para calcular la impedancia de corto circuito:

$$MVA_{sc} = \frac{MVA_{tr} * (100)}{Z(\%)}$$

De donde:

$$MVA_{sc} = 714.28$$

De modo que si la carga no-lineal es igual a 25 MW. Entonces:

$$SCR = 28.57 \approx 29$$

Además:

$$h_r = \sqrt{\frac{714.28}{8.4}} = 9.22 \approx 9$$

Y, reflejando los 209.94 Amp al lado de bajo voltaje:

$$TDD = \frac{\sqrt{124^2 + 88^2 + \dots + 1140^2}}{1400} * 100 = 12.55\%$$

$$TDD_5 = 8.86\%$$

$$TDD_7 = 6.29\%$$

$$TDD_{11} = 4\%$$

La corriente total demandada por la carga:

$$I_{Fund} = 800.89 A^{AAAA}$$

<sup>ZZZ</sup> Ver Sección VI.7.

<sup>AAAA</sup> Se recomienda obtenerla de las mediciones directamente, cuando exista carga completa. En caso de querer calcularlas, es la suma vectorial de las corrientes demandadas por las cargas.



$$THDi = \frac{\sqrt{124^2 + \dots + 1140^2}}{800.89} * 100 = \frac{175.64}{800.89} * 100 = 21.9\%$$

**Tabla 7** Límites máximos propuestos por la IEEE STD 519-1992 para la corriente en el PCC.

Aplica a voltajes de 120V hasta 69 kV, las cantidades están en % de IL

I <sub>sc</sub> /I <sub>L</sub>	<11	11<h<17	17<h<23	TDD
20 < 50	7.0	3.5	2.5	8.0

Comparando los TDD individuales y el total contra los valores de la tabla 7, vemos que de las que se presentan, al menos, la 5ª y la 11ª Armónicas sobrepasan los valores del estándar.

Adicionalmente:

$$\% \text{ de carga no-lineal en bus fuente} = \frac{25/0.955}{25/0.955 + 25 + 8.4} = 0.439 \approx 44\%$$

$$TPF = 0.8 * \frac{1}{\sqrt{1 + 0.291^2}} = 0.8 * \frac{1}{1.00042} = 0.79 \approx 80\%$$

Factor K=1.73

% de Armónicas en el TR (C57.12.00-1987): 5%

Es necesario mencionar que el solo hecho de generarse una situación de resonancia debido a los capacitores, dentro de un ambiente con armónicos, sería condición suficiente para un estudio de armónicos más a detalle.

La regla de dedo, vista en la Sección VII.2 sobre la SCR en el bus fuente no aplica en este caso pues el sistema es tan grande, que casi trabaja a niveles de media tensión.

Del análisis de los datos y gráficas anteriores, se deduce que el sistema generará una resonancia en la novena armónica la cual amplificaría los voltajes armónicos generados por las corrientes del rectificador.

### Configuración

Aquí se hará la suposición, solo para fines de este ejemplo, de que el TR tiene una conexión estrella delta, debido a que no se cuenta con esta información.

Además, se supondrá que el sistema está balanceado, debido a lo expuesto en la Sección IV.7.4, por lo que el modelo de secuencia positiva del sistema representa el de secuencia negativa, también.

Todos los demás puntos de la metodología en esta etapa se cumplen.

### Modelado manual

Los elementos del sistema fueron modelados de acuerdo a la Figura A.1, del anexo A.

Los resultados del barrido de frecuencia del sistema base y el sistema con capacitores fueron los siguientes:

#### Sistema base:

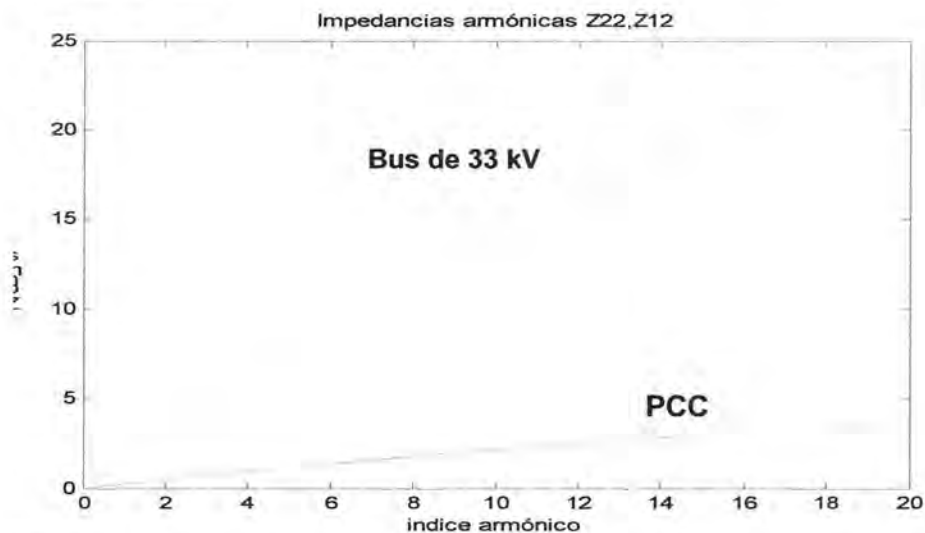


FIGURA II.4 Impedancias de punto de manejo Armónicas del sistema sin capacitores

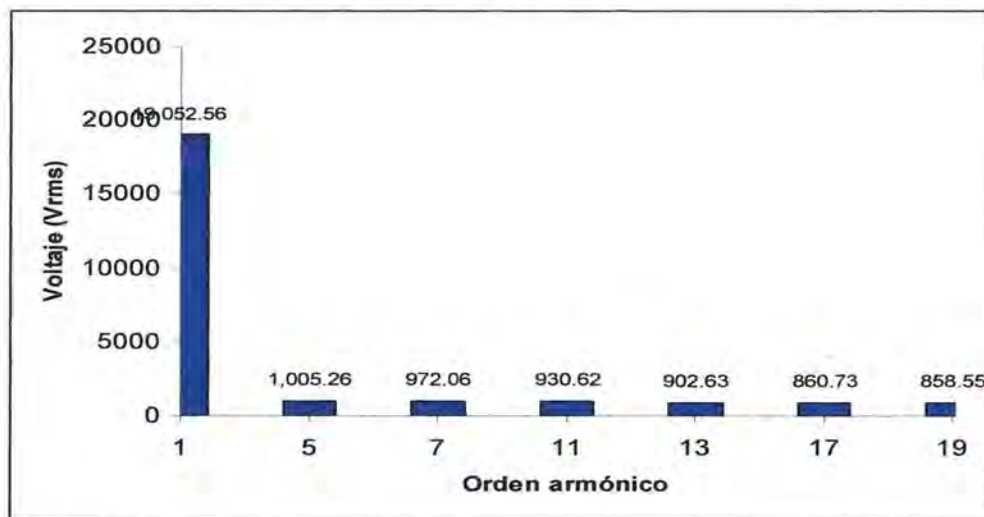


FIGURA II.5 Espectro de magnitud armónica de voltaje en el bus fuente

**Sistema con capacitores:**

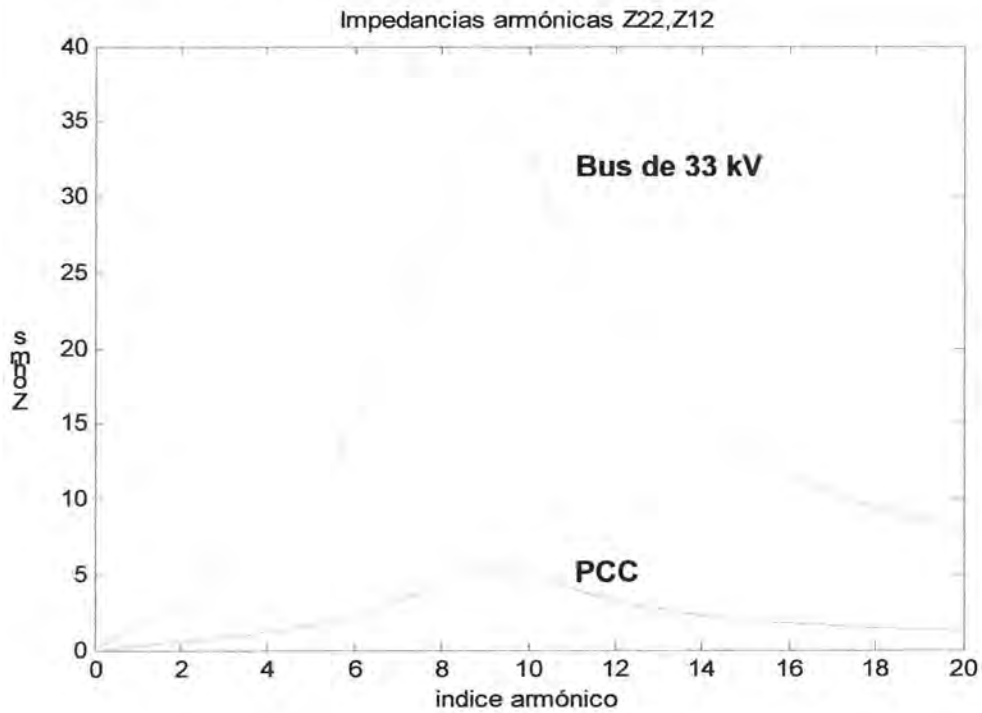


FIGURA II.4 Impedancia de punto de manejo en el bus fuente (33kV)

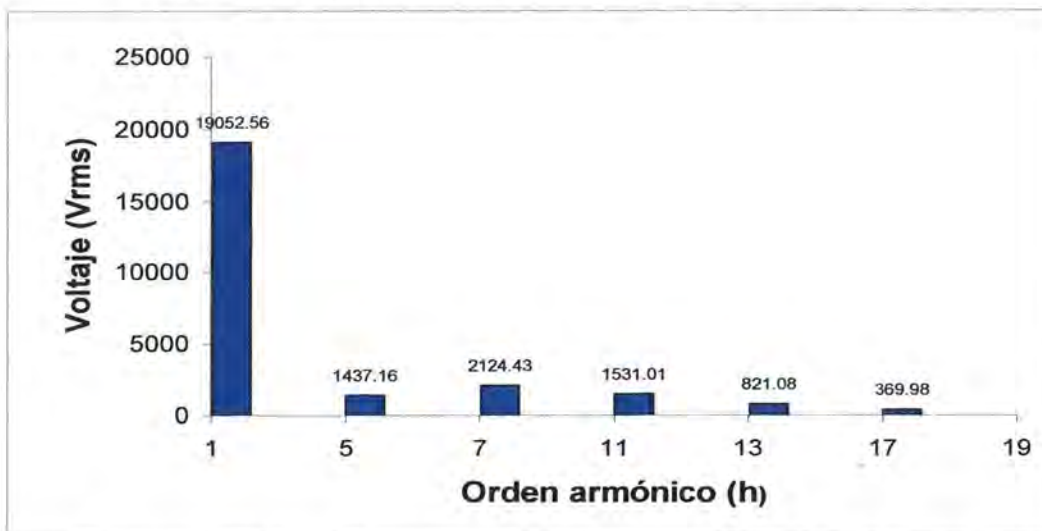


FIGURA II.5 Espectro de magnitud armónica de voltaje en el bus fuente

		<b>Bus fuente 33 kV</b>	
<i>Sistema base</i>		<i>Sistema con capacitores</i>	
		THDv <sub>total</sub>	
Vrms=	19,186.30	Vrms=	19,308.40
Vpico=	24,582.41	Vpico=	25,620.29
THDv (%)=	11.87%	THDv (%)=	16.44%

**Bus fuente 33 kV**

h	THDv_individual		TDD en PCC con un Filtro	
	Sistema con un filtro	Sistema con dos filtros	A	TDD_ind
5	5.28%	7.54%	1,399.64	11.48%
7	5.10%	11.15%	160.61	12.11%
11	4.88%	8.04%	169.48	5.55%
13	4.74%	4.31%	77.61	2.51%
17	4.52%	1.94%	35.19	0.86%
19	4.51%	1.49%	12.10	0.59%
			Irms= 1421.61	
			Ipico= 1862.94	
			TDD(%)= 17.79%	

Los rangos para el capacitor son:

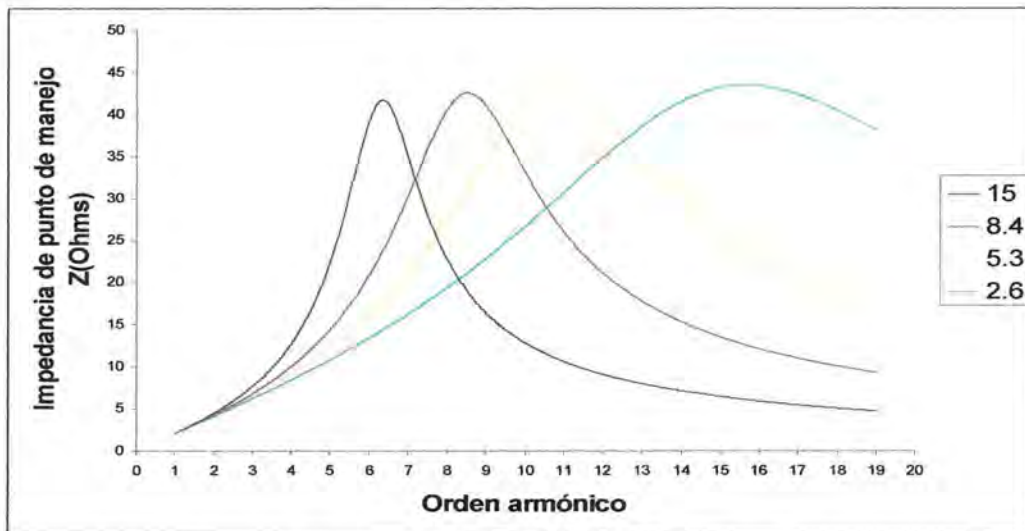
h	Vh	Ih
1	19,052.56	146.96
5	1,437.16	55.43
7	2,124.43	114.71
11	1,531.01	129.90
13	821.08	82.33
17	369.98	48.52
19	284.08	41.63
<b>Mrms=</b>	19,308.40	256.06
<b>Mpico=</b>	25,620.29	619.48
<b>THD<sub>M</sub> (%)=</b>	16.44%	142.68%

**Tabla 8** ANSI/IEEE STD 18-1980. Límites para los rangos en los capacitores, filtro de 5ª armónica.

	LIMITE (%) STD18-2002	CALCULO (%)	EXCEDE LIMITE
I <sub>RMS</sub>	135	174.24%	Si
V <sub>RMS</sub>	110	101.34%	No
V <sub>PICO</sub>	120	134.47%	Si
kVAr	135	176.58%	Si

La opción de incrementar un banco de capacitores se descarta por que ocasionaría que el pico de resonancia coincida más puntualmente con la corriente de 7ª armónica, como lo demuestra la Figura II.7.

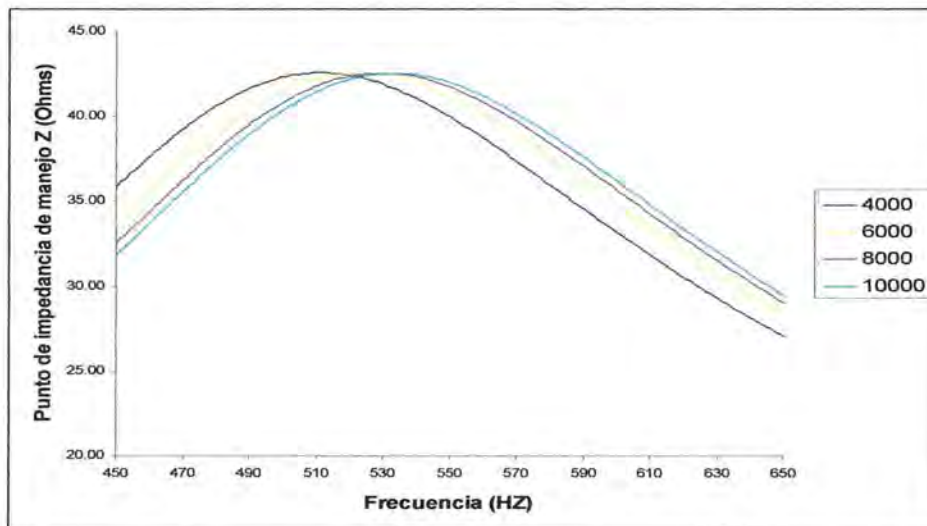
Por lo que se aplica un reactor de choque, desintonizado. La elección de la desintonía es tomando en cuenta la variación de corto circuito que en el PCC pueda ocurrir, como se puede ver en la Figura II.8.



**FIGURA II.7.** Variaciones en la respuesta en frecuencia en el bus de 33 kV como función del tamaño de los MVAR de los banco de capacitores.

Aquí se concluye que mientras mayores sean los MVAR capacitivos (y por ende el F.P.) la frecuencia de resonancia es menor con lo que habría mayor probabilidad de coincidir con la 5ª o 7ª armónica existente en el sistema. En esta gráfica se mantuvo constante el cortocircuito del PCC en su nivel más bajo de 4000 MVA y con  $X/R$  en PCC igual a 20.

Para obtener la gráfica de la Figura II.8, se mantuvo constante los MVAR capacitivos y la relación  $X/R$  en PCC fue constante a 20. De esa grafica se puede ver que mientras más robusto sea el valor de corto circuito, menos posibilidades de una condición de resonancia a bajas frecuencias se darán.



**FIGURA II.8.** Respuesta en frecuencia en el bus de 33 kV como función del cortocircuito en el PCC

Del análisis de los datos anteriores se calculó el filtro necesario mediante la aplicación de las fórmulas de la Sección VIII.2.3, la frecuencia de sintonía se escogió un 3% debajo de la 5ª armónica, utilizando el corto circuito de 4000 en el PCC:

$$X_{Cap} = \frac{33^2}{8.4 * \left( \frac{4.9^2}{4.9^2 - 1} \right)} = 124.24\Omega$$

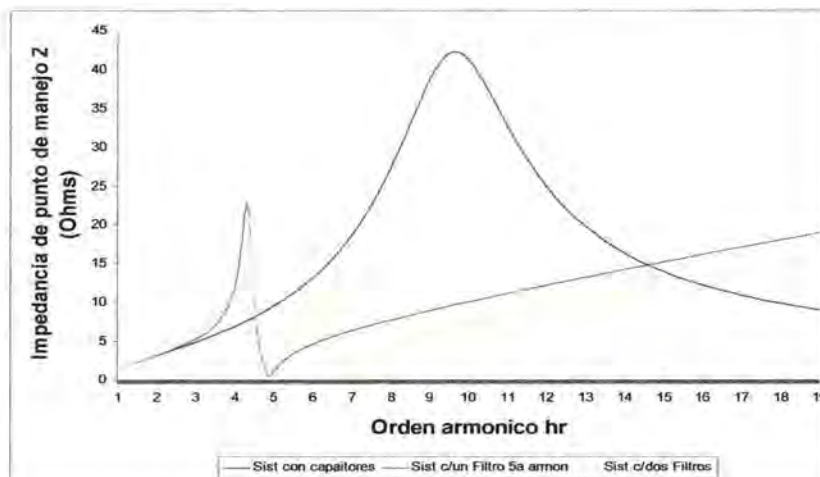
$$X_r = \frac{124.24}{4.9^2} = 5.17\Omega$$

Para atenuar la resonancia generada por el reactor en serie se optó por una resistencia serie con un factor de calidad de: Q=50 a 60 Hz, típico en los sistemas industriales y que no generara muchas pérdidas:

$$R = \frac{4.9 * 5.17}{50} = 0.506\Omega$$

Con estos valores para el filtro, se realizó un barrido de la frecuencia de nuevo para el Bus de 33 kV, el resultado arrojó una reducción de la THDv del 50%, para el bus fuente y en el PCC la THDv estaba por debajo del 5% total y 3% individual, sin embargo las corrientes todavía presentaban una distorsión del TDD=5.33% total, en el PCC y una corriente de 5ª armónica del 3.49%, lo cual está fuera de los límites de 3.75% total y 3% individual que se pueden observar en la tabla 5. Por lo que, se propuso un segundo filtro:

#### **Sistema con filtros:**



**FIGURA II.9** Impedancia en el bus fuente después de aplicar el filtro desintonizado de 5ª armónica por separado, y en conjunción con uno de 7ª armónica

**Bus fuente 33 kV**

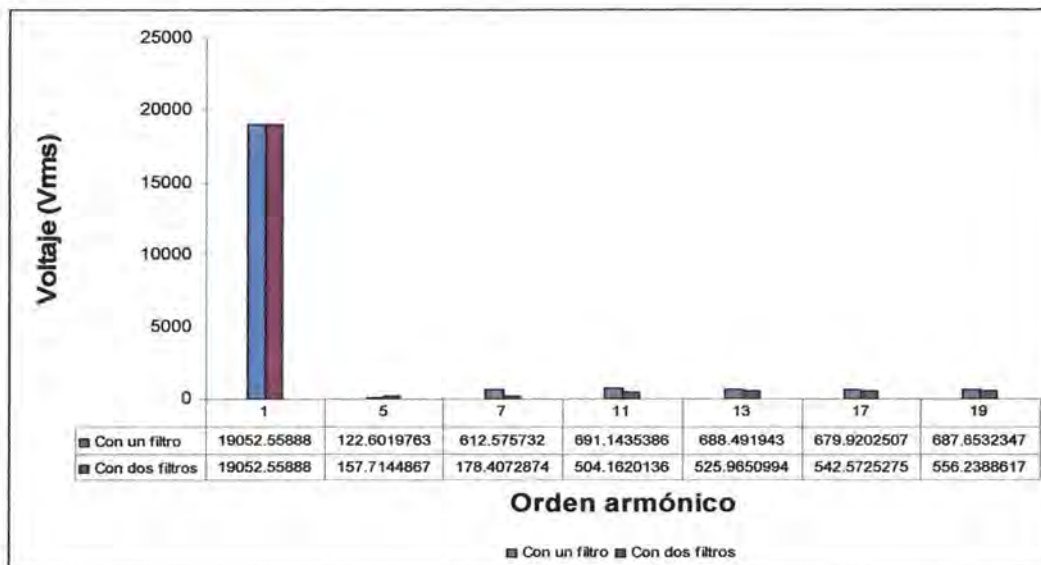
*Sistema con un filtro*

*Sistema con dos filtros*

Vrms= 19,112.22  
 Vpico= 22,534.95  
 THDv (%)= 7.92%

THDv\_total

Vrms= 19,083.80  
 Vpico= 21,517.62  
 THDv (%)= 5.73%



**Bus fuente 33 kV**

THDv\_individual

**TDD en PCC con un Filtro**

h	<i>Sistema con un filtro</i>	<i>Sistema con dos filtros</i>	TDD en PCC con un Filtro	
			A	TDD_ind
5	0.64%	0.83%	1399.64	0.98%
7	3.22%	0.94%	13.70	3.49%
11	3.63%	2.65%	48.87	2.50%
13	3.61%	2.76%	35.04	2.11%
17	3.57%	2.85%	29.51	1.59%
19	3.61%	2.92%	22.24	1.44%

Irms= 1401.63

Ipico= 1569.10

TDD(%)= 5.33%

Verificamos las corrientes de distorsión en el bus de común acoplamiento:

**TDD en PCC con dos Filtros**

h	A	TDD_ind
1	1399.64	
5	16.64	1.19%
7	13.18	0.94%
11	24.73	1.77%
13	21.89	1.56%
17	17.30	1.24%
19	15.88	1.13%

**TDD en PCC con dos Filtros**

Irms= 1400.38  
 Ipico= 1509.26  
 TDD (%)= 3.27%

Los rangos para el filtro de 5ª armónica:

h	Vh	Ih
1	19,052.56	160.01
5	122.60	109.25
7	612.58	33.21
11	691.14	15.16
13	688.49	11.94
17	679.92	8.44
19	687.65	7.50
<b>Mrms=</b>	20,073.98	197.84
<b>Mpico=</b>	23,579.80	345.50
<b>THD<sub>M</sub> (%)=</b>	14.02%	72.72%

**Tabla 9 ANSI/IEEE STD 18-1980. Limites para los rangos en los capacitores, filtro de 5ª armónica.**

	LIMITE (%) STD18-2002	CALCULO (%)	EXCEDE LIMITE
I <sub>RMS</sub>	135	123.64%	No
V <sub>RMS</sub>	110	100.98%	No
V <sub>PICO</sub>	120	118.61%	No
kVAr	135	124.85%	No

De acuerdo a lo expuesto en los resultados, el requerimiento que del límite de la corriente armónica queda satisfecho con la adición de un segundo filtro, sin embargo al evaluar los rangos para el segundo filtro hizo falta mayor cantidad de kVAr, esto pudo haber sido resultado de un fallo en el cálculo, sin embargo se propondría cambiar dicho filtro por uno pasa altas o en su defecto cambiar los dos por uno de doble sintonía, el primero aseguraría cumplir los requerimientos de voltaje y corriente, sin embargo es más caro que el segundo. Otras alternativas serían, según nuestra metodología, aumentar simplemente los kVAr del segundo filtro, o agregar un tercer filtro.

Para los fines de éste trabajo, es suficiente la ejemplificación hasta aquí presentada, ya que la corriente armónica en el bus fuente (TDD=5.33%),



lograda por el filtro de una sola sintonía está acompañada de voltajes armónicos de menos del 1%, el cual es el objetivo primario del estándar<sup>BBBB</sup>.

Así pues, es suficiente un filtro de desintonizado de 5ª armónica, cuyos valores importantes serían de: voltaje 33 kV y 8.82 MVAr.

## CONCLUSIONES

Cuando se corrige el Factor de Potencia con capacitores debe considerarse que la presencia de Armónicas, si no se manejan adecuadamente, puede volverse mucho más grave, alterando la regulación de voltaje, creando circuitos de corrientes muy elevadas e inclusive, puede ocurrir la destrucción de los capacitores.

La resonancia armónica ocurre cuando la reactancia del sistema coincide con la reactancia del capacitor. Si esto ocurre, se presentarán corrientes Armónicas muy elevadas entre el transformador y el capacitor que causarán una distorsión fuerte en el voltaje. La resonancia armónica se puede presentar a cualquier frecuencia, pero para fines de los capacitores las Armónicas 5a, 7a, 11a y 13a son las que más deben cuidarse.

Cuando la distorsión armónica en corriente en un alimentador excede el 15%, el potencial de condiciones de resonancia es elevado.

Para evitar las condiciones de resonancia pueden añadirse o quitarse capacitores del sistema de tal manera que varíen los valores de reactancia capacitiva. También pueden cambiarse las condiciones de la carga para variar la reactancia inductiva.

En los sistemas nuevos es muy conveniente conocer con precisión las aplicaciones y tipo de cargas que existirán para planear adecuadamente el sistema y esperar posibles situaciones que se presentarán al conectar cierto tipo de equipos. Por ejemplo, el hecho de instalar grandes cantidades de equipos de control o de cómputo, será indicador de la posible presencia de Armónicas, por lo que la selección de transformadores, tableros y conductores deberá contemplar este aspecto.

Asimismo, la presencia de importantes cantidades de cargas inductivas como hornos de inducción, motores, bobinas, etc. producirán un bajo Factor de

---

<sup>BBBB</sup> IEEE STD 519-1992, p. 76.

Potencia, por lo que si se trata de un nuevo diseño, podrá contemplarse la posibilidad de aprovechar motores síncronos o instalar capacitores para compensar la demanda de potencia reactiva.

## RECOMENDACIONES

Debido a que frecuentemente no se cuenta con los instrumentos necesarios para la medición del voltaje armónico en el primario del transformador (lado de alto voltaje), es suficiente el cumplir con los límites del estándar en el secundario del transformador para asegurar un cumplimiento en el primario del mismo. Esto es posible porque la impedancia del transformador siempre resulta en una distorsión más alta de voltaje en su lado secundario que en su lado primario<sup>CCCC</sup>. Esto resulta de vital importancia para quien requiera hacer un estudio armónico simple, manualmente y desee ahorrar tiempo haciendo el análisis únicamente en el bus fuente, pues a pesar de que a usuario finales se les recomienda el cuidar el límite de sus *corrientes en el PCC* (suponiendo que éste sea el secundario del TR), estas tienen el objetivo de asegurar *los límites de voltaje*, procurando que éstos sean, para el límite máximo armónico individual de voltaje, de 3% de la frecuencia fundamental y para el THD sea de 5% para sistemas sin una resonancia paralelo, importante, a una de las frecuencias Armónicas<sup>DDDD</sup>.

En éste mismo sentido, se hace una recomendación ahora para el cálculo de la  $I_L$ , o corriente promedio de demanda máxima anual, utilizada para la evaluación de límites de corriente en el PCC, en la forma siguiente:

Debido a que es generalmente difícil la obtención de la  $I_L$ , ésta se puede tomar como la corriente nominal a carga completa de la carga no-lineal y calcular la TDD de acuerdo a la variación que se presente en la carga de esta y las corrientes Armónicas generadas en ese momento<sup>EEEE</sup>.

Las ecuaciones matemáticas para la realización de los diferentes análisis, contenidas en este documento están preponderantemente dirigidas a sistemas Industriales y comerciales en los cuales se encuentre la situación

---

<sup>CCCC</sup> "Interpreting IEEE STD 519 and Meeting its Harmonic Limits in VFD Applications". Op. Cit., p. 5. Disponible en Internet.

<sup>DDDD</sup> IEEE STD 519-1992, p. 76.

<sup>EEEE</sup> "Interpreting IEEE STD 519 and Meeting its Harmonic Limits in VFD Applications". Op. Cit., p. 4.

particular de una resonancia paralelo en el bus secundario de su transformador de servicio (transformador reductor), por lo que es importante leer bien los pormenores citados para cada cálculo involucrado si se quiere utilizar como guía para un estudio, pues en ocasiones los cálculos descritos tienen un enfoque muy particular.

Los modelos utilizados, para la simulación del sistema, fueron escogidos para obtener valores calculados con anterioridad, más que para destacar las características del sistema, por lo que se recomienda, de querer usarlos, que se investigue la manera apropiada de su aplicación; que resultados se pretenden obtener de acuerdo a las características particulares del sistema y el propio modelo.

Una buena forma de detección de los problemas sobre armónicos es conocer sus efectos sobre los diferentes dispositivos conectados al sistema, es por eso que se sugiere dar una revisión a los efectos de los armónicos, al menos sobre los siguientes dispositivos y factores que no se incluyen en este trabajo:

- Motores y Generadores
- Equipo electrónico
- Equipo de medición
- Influencia Inductiva (IT)
- Factor de Interferencia Telefónica (TIF)
- Convertidores Estáticos de Potencia

Los factores IT y TIF, se toman en cuenta para el diseño de filtros y caracterizan la influencia de la corriente armónica en los sistemas de comunicación que se encuentren próximos a los sistemas eléctricos con problemas de Armónicas<sup>FFFF</sup>.

---

<sup>FFFF</sup> "Mitigación de armónicas". En: Memoria del Diplomado, "Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica". Op. Cit. p. 56. Además: IEEE STD 399-1997, p. 285 y 289.

## REFERENCIAS

- Alfredo Navarro Crespo. *Corrientes Armónicas*. Técnica Salgar, S.A. de C.V. México. 2001. (Vid. página de Internet de Técnica Salgar).
- Boylestad, R.L. *Análisis Introductorio de Circuitos*. Ed. 8va. Prentice-Hall. 1997.
- Bravo de Medina, Nicolás; Llorente Antón, Manuel; Pérez Miguel, Ángel Alberto. *La Amenaza de los Armónicos y sus Soluciones*. Thomson Paraninfo, S.A. Ed. 1ª. Madrid. 2000.
- *Corrección de Factor de Potencia*. Nota técnica de aplicación: TS 03-016 Ed.0. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Noviembre. 2004).
- *Guía rápida para corregir el Factor de Potencia*. INELAP. En: Memoria del Diplomado, "Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica". Otorgado por: Universidad Tecnológica, UT. Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE. Comisión Federal de Electricidad, CFE. Cancún. Octubre 2002.
- Hibbard, John F; Lowenstein, Michael Z. *Meeting IEEE STD 519-1992 Harmonic Limits, Using HarmonicGuard Passive Filters*. Trans-Coil, Inc. TCI. Milwaukee. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Marzo. 2005).
- *Influencia de Cargas No Lineales en Transformadores de Distribución*. España. 1997. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Enero. 2005).
- *Interpreting IEEE STD 519 and Meeting its Harmonic Limits in VFD Applications*. Copyright Material IEEE. Mayo 2003. (Artículo No. PCIC-2003-15. Disponible en Internet en <http://www.google.com>. Diciembre. 2004).
- Key, Eugene George. *Principles of Electricity, for Students of Physics and Engineering*. Barnes & Noble, Inc. New York. 1971.
- Memorias del Curso: *Estudio de Armónicos de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Otorgado por: IEEE Sección México, D.F. 2002.
- *Mitigación de Corrientes Armónicas*. En: Memoria del Diplomado, "Ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica". Modulo III. Otorgado por: Universidad Tecnológica, UT. Fideicomiso para el Ahorro de Energía

Eléctrica, FIDE. Comisión Federal de Electricidad, CFE. Cancún. Octubre 2002.

- Oliver, James A; Lawrence, Roger; Banerjee, Basudeb Ben; *Power Quality: How to Specify Power-Quality-Tolerant Process Equipment*. En: IEEE Industry Application Magazine. Sept/Oct 2002. pp 21-30.
- *Power Quality in European Electricity Supply Networks*. Network of Experts for Standardization. Union of Electricity Industry, eurelectric. Ed. 1st. Feb. 2002. (Referencia: 2002-2700-0005).
- *Power Quality: Specification and Guidelines for Customers*. ENMAX, Power Corporation. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Marzo. 2005).
- R.C. Dugan, M.F. McGranaghan and H.W. Beaty. *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill. New York. 1996. (ISBN: 0-07-01'8031-8 Year: 1996).
- Ríos Porras, Carlos Alberto; Aristizabal Naranjo, Marcelo; Gallego Rendón, Ramón Alfonso. *Análisis de armónicos en sistemas eléctricos*. En: Scientia Et Technica, Año IX, No. 21. Pereira. jul. 2003. pp. 7-12. (ISSN 0122-1701).
- Tejada, Alexis. Llamas, Armando. *Efectos de los Armónicos en los Sistemas Eléctricos*. ITESM Campus Monterrey. 2001. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Febrero. 2005).
- Tejada, Alexis. Llamas, Armando. *Factor de Cresta Valor RMS, Distorsión armónica y factor K*. ITESM Campus Monterrey. 24-October-1996. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Febrero. 2005).
- Tejada, Alexis. Llamas, Armando. *Factor de Potencia y Armónicas*. Modulo IV. ITESM Campus Monterrey. 2001. (Artículo disponible en Internet en <http://www.google.com>. Febrero. 2005).
- Ying-Tung Hsiao. *Design of Filters for Reducing Harmonic Distortion and Correcting Power Factor in Industrial Distribution Systems*. En: Tamkang Journal of Science and Engineering. 2001. Vol. 4, No. 3, pp. 193-199.

#### Estándares

- ANSI/IEEE STD 18-2002. IEEE Standard for Shunt Power Capacitors. 2002.

- ANSI/IEEE STD 519-1992. IEEE *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1993.
- CFE L0000-45, Especificación Provisional. *Perturbaciones permisibles en las formas de onda de tensión y corriente del suministro de energía eléctrica*. Comisión Federal de Electricidad. Enero, 1995.
- IEEE STD 1531-2003. IEEE *Guide for Application and Specification of Harmonic Filters*. 2003.
- IEEE STD 399-1997. IEEE *Recommended practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. 1997. Color Book Series, Brown Book.
- IEEE STD C57.110-1986. IEEE *Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents*. 1986.
- IEEE STD C57.12.00-1987. IEEE *Standard General Requirements for Liquid-immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. 1987.
- IEEE STD P519-A/D5. *Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems*. 1996.

### **Páginas de Internet**

<a href="http://members.tripod.com/JaimeVp/Electricidad/FPyArmonicos.htm">http://members.tripod.com/JaimeVp/Electricidad/FPyArmonicos.htm</a>	Marzo 2005
<a href="http://es.geocities.com/jeeesusmeeerino/procesos/teoriapid/reg_nivel/analisis.html">http://es.geocities.com/jeeesusmeeerino/procesos/teoriapid/reg_nivel/analisis.html</a>	Marzo 2005
<a href="http://grouper.ieee.org/groups/harmonic/simulate/">http://grouper.ieee.org/groups/harmonic/simulate/</a>	Enero 2005
<a href="http://www.leyden.com.ar/filtros_de_armonicass_mt.htm">http://www.leyden.com.ar/filtros_de_armonicass_mt.htm</a>	Diciembre 2004
<a href="http://www.ece.utexas.edu/~grady/PNG.html">http://www.ece.utexas.edu/~grady/PNG.html</a>	Diciembre 2004
<a href="http://www.salgar.com">http://www.salgar.com</a>	Noviembre 2004
<a href="http://elec.itmorelia.edu.mx/armonico/Temario.htm">http://elec.itmorelia.edu.mx/armonico/Temario.htm</a>	Septiembre 2004
<a href="http://www.inelap.com.mx">http://www.inelap.com.mx</a>	Agosto 2004
<a href="http://www.ieee.org">http://www.ieee.org</a>	Agosto 2004
<a href="http://www.electrotek.com">http://www.electrotek.com</a>	Junio 2004

## ANEXOS

**Anexo A. Modelado del sistema para el análisis de la incidencia Armónica**  
**Modelado manual**

Los elementos del sistema fueron modelados de acuerdo a la Figura A.1

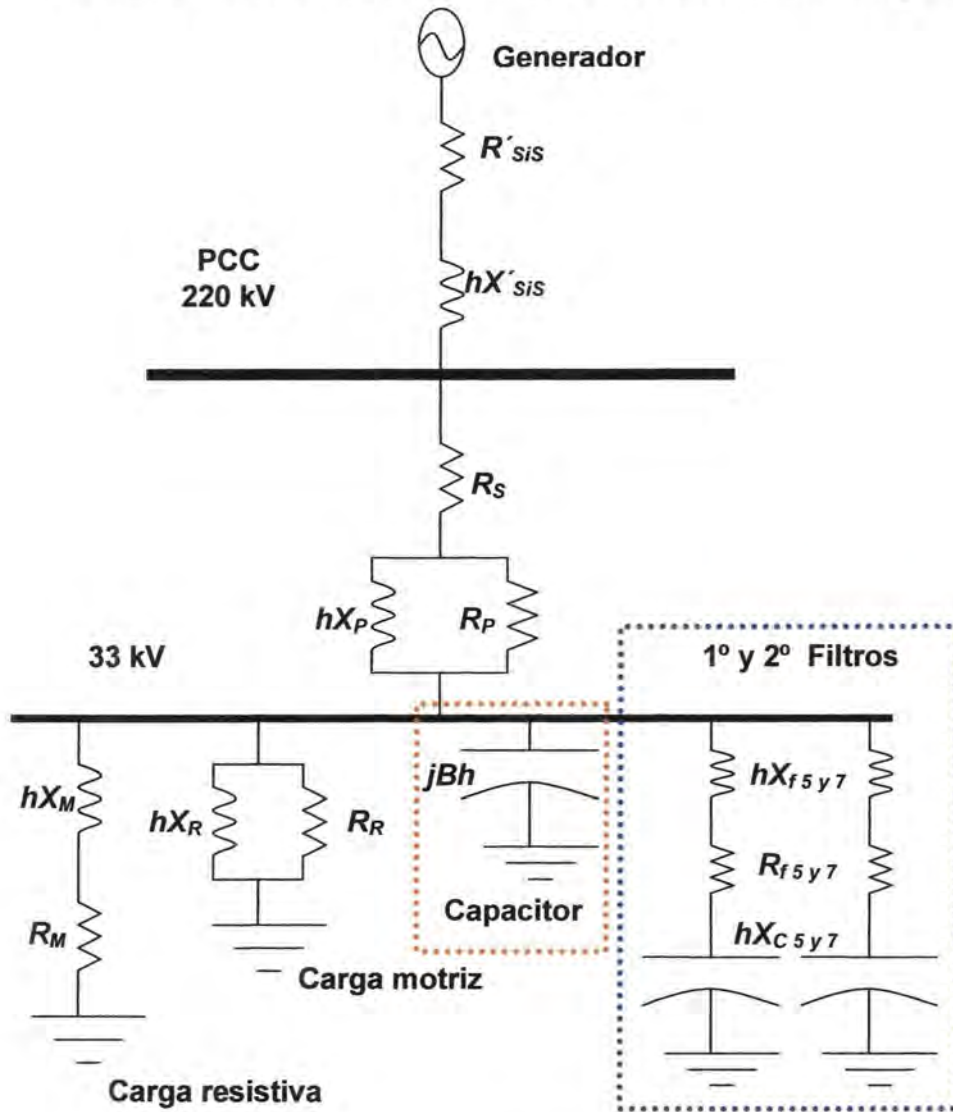


FIGURA A.1.- Diagrama de impedancia armónica del ejemplo

Todos los datos se calculan en Ohms, y notación compleja. El modelado matemático fue el siguiente:

$$Y_h = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{SiSh}} + \frac{1}{Z_{Th}} & -\frac{1}{Z_{Th}} \\ -\frac{1}{Z_{Th}} & \frac{1}{Z_{Mh}} + \frac{1}{Z_{Rh}} + jBh + \frac{1}{Z_{F5h}} + \frac{1}{Z_{F7h}} \end{bmatrix}$$



Los modelos matemáticos a la frecuencia armónica fueron:

El sistema fuente (equivalente de la Red):

$$Z_{Sis} = R'_{Sis} + jhX'_{Sis}$$

El TR:

Resistencia equivalente en la frecuencia armónica: \_\_\_\_\_  $R_s = R_T$

Reactancia paralela: \_\_\_\_\_  $X_p = hX_T$

Resistencia paralela: \_\_\_\_\_  $R_p = 80X_T$

Por lo que, la impedancia armónica equivalente del TR entre el bus fuente y el PCC, está dada por:

$$Z_{Th} = R_s + \frac{h^2 X_T^2 R_p}{R_p^2 + h^2 X_T^2} + j \frac{h X_T R_p^2}{R_p^2 + h^2 X_T^2} \quad h > 1$$

Carga Resistiva:

$$Z_{Rh} = R_R + jhX_R$$

Carga Motriz:

$$Z_{Mh} = \frac{h^2 X_M^2 R_M}{R_M^2 + h^2 X_M^2} + j \frac{h X_M R_M^2}{R_M^2 + h^2 X_M^2} \quad h > 1$$

Capacitores para la corrección de Factor de Potencia

$$jBh = \frac{1}{jhX_{Cap}}$$

Filtro (s)

$$Z_{Fkh} = R + jh(X_L - X_C)$$

Se utilizó el análisis de *corto circuito* para obtener los valores de las impedancias a la frecuencia fundamental:

$$R'_{sis} = \frac{R_{sis}}{N^2}, \quad R_{sis} = \frac{kV^2}{MVA_{SC}} * \text{Cos} \left[ \text{Tan}^{-1} \left( \frac{X}{R} \right) \right]$$

$$X'_{sis} = \frac{X_{sis}}{N^2}, \quad X_{sis} = \frac{kV^2}{MVA_{SC}} * \text{Seno} \left[ \text{Tan}^{-1} \left( \frac{X}{R} \right) \right]$$

$$R_T = R_{p.u.} * \frac{kV^2}{MVA_{ix}}$$

$$X_T = X_{p.u.} * \frac{kV^2}{MVA_{ix}}$$

**ANEXO B. Facturación histórica, Hotel**

**FACTURACION HISTORICA 2002, TARIFA HM  
HOTEL**

MES	DEMANDA ( kW )				CONSUMO ( kWh )				KVARH TOTAL	F.P. %	COSTO			
	PUNTA	INTERM	BASE	FACT.	PUNTA	INTERM	BASE	TOTAL			FP	DEMANDA	CONSUMO	TOTAL
Dic-01	441	433	420	441	23,189	110,746	143,241	277,176	188,110	82.74	\$ 7,949.94	\$ 29,758.68	\$ 121,246.42	\$ 158,955.04
Ene-02	692	686	644	692	28,560	123,896	146,136	298,592	202,707	82.74	\$ 9,687.69	\$ 47,415.84	\$ 136,596.91	\$ 193,700.44
Feb-02	594	684	659	621	21,532	101,602	131,409	254,543	169,111	83.29	\$ 7,499.58	\$ 42,370.83	\$ 112,780.62	\$ 162,651.02
Mar-02	710	704	673	710	33,185	153,185	192,127	378,497	253,426	83.09	\$ 10,571.02	\$ 47,186.60	\$ 164,667.26	\$ 222,424.88
Abr-02	690	691	661	690	42,926	212,572	162,648	418,146	55,198	83.20	\$ 11,800.21	\$ 46,401.97	\$ 194,229.67	\$ 252,431.84
May-02	707	702	670	707	38,531	214,225	167,017	419,773	278,457	83.33	\$ 11,934.46	\$ 49,588.98	\$ 198,911.41	\$ 260,434.85
Jun-02	679	713	700	690	27,776	169,258	133,079	330,113	230,232	82.02	\$ 12,092.47	\$ 49,548.90	\$ 157,599.07	\$ 219,240.44
Jul-02	707	699	691	707	46,503	256,260	189,283	492,046	336,319	82.56	\$ 16,329.78	\$ 52,622.01	\$ 249,391.13	\$ 318,342.92
Ago-02	754	751	724	754	46,910	260,485	176,951	484,346	327,857	82.81	\$ 16,369.51	\$ 58,065.54	\$ 256,157.81	\$ 330,592.86
Sep-02	711	713	701	712	26,129	150,060	109,133	285,322	202,807	81.51	\$ 12,738.05	\$ 54,866.72	\$ 148,957.05	\$ 216,561.82
Oct-02	417	414	405	473	27,147	144,759	84,363	256,269	183,877	81.30	\$ 11,413.42	\$ 36,931.84	\$ 140,828.84	\$ 189,174.09
Nov-02				504				264,897		80.30				
Dic-02				452				237,741		79.62				
Ene-03	449	446	445	449	25,689	112,840	138,235	276,764	218,274	78.52	\$ 16,703.05	\$ 37,460.07	\$ 152,948.89	\$ 207,110.01
MAXIMO	754	751	724	754	46,910	260,485	192,127	492,046	336,319	83.33	\$16,703.05	\$58,065.54	\$256,157.81	\$330,592.86
MINIMO	417	414	405	441	21,532	101,602	84,363	237,741	55,198	78.52	\$7,499.58	\$29,758.68	\$112,780.62	\$158,955.04
PROMEDIO	629	636	616	614	32,340	167,491	147,802	333,873	220,531	81.93	\$12,090.76	\$46,018.16	\$169,526.09	\$227,635.02

**ANEXO C. Facturación simulada, Hotel**

**FACTURACION SIMULADA POR CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA**

MES	DEMANDA ( kW )				CONSUMO ( kWh )				KVARH	F.P.	COSTO				AHORRO MENSUAL
	PUNTA	INTERM	BASE	FACT.	PUNTA	INTERM	BASE	TOTAL			TOTAL	%	FP	DEMANDA	
Dic-01	441	433	420	441	23,189	110,746	143,241	277,176	188,110	94.00	-\$ 1,606.44	\$ 29,758.68	\$ 121,246.42	\$ 149,398.66	9,556.38
Ene-02	692	686	644	692	28,560	123,896	146,136	298,592	202,707	93.00	-\$ 1,483.97	\$ 47,415.84	\$ 136,596.91	\$ 182,528.78	11,171.66
Feb-02	594	684	659	621	21,532	101,602	131,409	254,543	169,111	94.00	-\$ 1,650.55	\$ 42,370.83	\$ 112,780.62	\$ 153,500.90	9,150.12
Mar-02	710	704	673	710	33,185	153,185	192,127	378,497	253,426	93.00	-\$ 1,708.50	\$ 47,186.60	\$ 164,667.26	\$ 210,145.36	12,279.52
Abr-02	690	691	661	690	42,926	212,572	162,648	418,146	55,198	94.00	-\$ 2,559.91	\$ 46,401.97	\$ 194,229.67	\$ 238,071.72	14,360.12
May-02	707	702	670	707	38,531	214,225	167,017	419,773	278,457	93.00	-\$ 2,004.04	\$ 49,588.98	\$ 198,911.41	\$ 246,496.36	13,938.50
Jun-02	679	713	700	690	27,776	169,258	133,079	330,113	230,232	93.00	-\$ 1,670.55	\$ 49,548.90	\$ 157,599.07	\$ 205,477.42	13,763.02
Jul-02	707	699	691	707	46,503	256,260	189,283	492,046	336,319	93.00	-\$ 2,435.59	\$ 52,622.01	\$ 249,391.13	\$ 299,577.55	18,765.37
Ago-02	754	751	724	754	46,910	260,485	176,951	484,346	327,857	93.00	-\$ 2,534.06	\$ 58,065.54	\$ 256,157.81	\$ 311,689.29	18,903.57
Sep-02	711	713	701	712	26,129	150,060	109,133	285,322	202,807	93.00	-\$ 1,643.74	\$ 54,866.72	\$ 148,957.05	\$ 202,180.03	14,381.79
Oct-02	417	414	405	473	27,147	144,759	84,363	256,269	183,877	94.00	-\$ 1,891.07	\$ 36,931.84	\$ 140,828.84	\$ 175,869.61	13,304.49
Nov-02				504				264,897		94.00					
Dic-02				452				237,741		94.00					
Ene-03	449	446	445	449	25,689	112,840	138,235	276,764	218,274	94.00	-\$ 2,025.61	\$ 37,460.07	\$ 152,946.89	\$ 188,381.36	18,728.65
MAXIMO	754	751	724	754	46,910	260,485	192,127	492,046	336,319	94	-1,484	58,066	256,158	311,689	\$ 14,025.27
MINIMO	417	414	405	441	21,532	101,602	84,363	237,741	55,198	93	-2,560	29,759	112,781	149,399	\$ 168,303.19
PROMEDIO	629	636	616	614	32,340	167,491	147,802	333,873	220,531	94	-1,935	46,018	169,526	213,610	6.16

**ANEXO D. Equipos propuestos alimentados del transformador de 1000 kva @ 440volts**

No.	MAQUINA	HP	VOLTS	RPM	F.P. PROM	KW PROM.	F.P. PROP	CTE. CORREC.	KVAR NEC.	BANCO
1	CHILLER 3		440		0.84	179	0.95	0.31	65.10	60
2	CHILLER 2		440		0.84	182	0.95	0.31	66.07	60
3	BOMBA DE CONDENSADOS 1	30	440	1772	0.69	18	0.93	0.64	13.90	7.5
4	BOMBA DE CONDENSADOS 2	30	440	1772	0.68	23	0.93	0.69	18.53	7.5
5	VENTILADOR TORRE ENFTO.	15	440	1760	0.68	9	0.95	0.74	8.35	5
6	VENTILADOR TORRE ENFTO.	15	440	1760	0.68	9	0.95	0.74	8.35	5
9	SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR 1000 KVA		440		0.79	479	0.95	0.44	252.04	110
										145
						421			180.29	255

NOTA:

TODOS LOS BANCOS AQUÍ PROPUESTOS SON FIJOS Y SERAN CONECTADOS EN LOS ARRANCADORES DE LAS MAQUINAS, A EXCEPCION DEL BANCO DEL TRANSFORMADOR QUE ES AUTOMATICO EN 480 VOLTS DE 5 PASOS DE 10 KVAR MAS UNA PARTE FIJA DE 60 KVAR

**AHORRO ANUAL CALCULADO**                   \$   **168,303.19**  
**PERIODO SIMPLE RECUP. INV.**  
**(AÑOS)**   **0.61**  
**PERIODO SIMPLE RECUP. INV.**  
**(MESES)**                                       **7.36**

#### **ANEXO E. Sistema especial**

Mencionamos que otro caso adverso es contar con un sistema "especial", esto se refiere a las siguientes excepciones, para la regla de poder modelar sistemas trifásicos con modelos de sistemas de secuencia positiva (monofásicos), que presenta el IEEE STD 519-1992:

- 1) *Existe un problema de interferencia telefónica.* Aquí, la influencia de la corriente residual (secuencia cero) armónica es importante. En este caso, el sistema o desbalanceo de la fuente armónica debe ser representada en razón de determinar con exactitud las corrientes residuales Armónicas.
- 2) *Bancos de capacitores monofásicos.* Los modelos balanceados no son suficientes cuando existen capacitores monofásicos en el sistema. En este caso, es necesaria una representación trifásica para determinar la respuesta del sistema.
- 3) *Fuentes Armónicas desbalanceadas o monofásicas.* En este caso, el desbalanceo de las fuentes solo puede ser representado si un modelo trifásico es usado.
- 4) *Fuentes de voltaje armónico Triplen.* Un modelo trifásico es requerido para demostrar la alta impedancia al flujo de las corrientes Armónicas triplen.