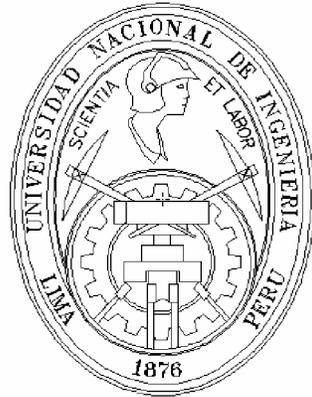


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**METODOLOGÍA PARA LA SEPARACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE  
LAS CONTRIBUCIONES ARMÓNICAS EN UN PUNTO DE  
ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC)**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**JEAN PAUL PONCE DE LEON CORDOVA.**

**PROMOCIÓN  
1998 – II**

**LIMA – PERÚ  
2007**

**METODOLOGÍA PARA LA SEPARACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE  
LAS CONTRIBUCIONES ARMÓNICAS EN UN PUNTO DE  
ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC)**

## **DEDICATORIA**

A Dios....

Agradezco al señor por darme fuerzas espiritual para salir adelante.

A Mis Padres....

Lo mas grande, y mi mejor apoyo. Tarea cumplida.

A Mi Familia.....

A mi esposa y mis queridos hijos, por su paciencia. Sus sacrificios serán recompensados. A mis hermanos, que no siempre estamos de acuerdo, pero también ha ellos mi agradecimiento.

Agradezco sinceramente Ing. Rodriguez Macedo por su ayuda en la preparación de este trabajo. Y gracias también a todas aquellas personas que han hecho posible llevar adelante este proyecto.

## SUMARIO

La desregulación de la industria de la energía eléctrica eleva nuevas preocupaciones en relación de la contribución justa de las perturbaciones armónicas. Este trabajo presenta una metodología para compartir la responsabilidad de los diferentes problemas originados por el deterioro de la calidad de energía, entre los suministradores y clientes de una manera más práctica y económica. Su aplicación permitirá separar y cuantificar la distorsión originada por un cliente específico, cuando en la red existen muchos clientes con cargas distorsionantes. Este nuevo enfoque servirá además, para compartir el costo de las penalidades por distorsión armónica, y llegar a formas más equitativas de solución. Se expondrá por qué ésta metodología es más prudente que otros y por lo tanto mejor visto por los clientes comprometidos previniendo de esta forma posibles reclamos.

Asimismo, el conocimiento normalmente aceptado para determinar la dirección del flujo armónico es la dirección de la potencia armónica, donde las mismas reglas que se aplican a una onda senoidal pura de tensión y corriente también se aplicarían aquí. El enfoque que proponemos, va mas allá de definir sólo la direccionalidad de los armónicos, ya que al haber varias fuentes perturbadores en un punto de la red, el calculo de la potencia armónica reflejará un efecto neto de los aportes que pudieran tener las partes comprometidas. Por este motivo no se puede considerar a la potencia armónica total, como información completa y concluyente para definir el nivel de responsabilidad en la deformación de la onda de tensión en un punto cualquiera de la red.

Finalmente, se pretende con la aplicación de la metodológica propuesta, dar un aporte para la solución de los problemas encontrados en la aplicación de la “Norma Técnica de los Servicios Eléctricos” (NTCSE), parte Calidad de Producto – Perturbaciones, la cual se encuentra actualmente suspendida en sus numerales más importantes, restableciéndole de este modo, su aplicación plena al igual que las otras calidades.

## INDICE

<b>SUMARIO.....</b>	<b>V</b>
<b>INDICE.....</b>	<b>VI</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>5</b>
<b>1 ENFOQUE DE LA PROBLEMÁTICA.....</b>	<b>5</b>
1.1 Antecedentes .....	5
1.2 Presentación del problema .....	6
1.3 Justificación del Estudio.....	8
1.4 Objetivo.....	9
1.5 Alcance y Limitaciones del Estudio .....	10
1.6 Factibilidad de Estudio.....	11
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>13</b>
<b>2 MARCO CONCEPTUAL.....</b>	<b>13</b>
2.1 Conceptos Generales.....	13
2.2 Las Armónicas .....	14
2.2.1 Evaluación.....	15
2.2.2 Causas y Orígenes .....	16
2.2.3 Los Síntomas y Consecuencias .....	18
2.2.4 Acciones de prevención y corrección .....	20
2.2.5 Análisis Matemático de Fourier .....	21
2.2.6 Distorsión de la Onda de Tensión y Corriente.....	25
2.2.7 La Potencia Verdadera Y Los Armónicos .....	26
2.2.8 Direccionalidad De Las Armónicas.....	28
2.3 Punto de Acoplamiento Común (PAC) .....	33
2.4 Las Normas De Calidad de Energía.....	35
2.4.1 Revisión Internacional De Las Normas De Calidad.....	36

2.4.2	La Norma Argentina.....	36
2.4.3	La Norma Chilena.....	38
2.4.4	La Norma Inglesa.....	39
2.4.5	La Norma Francesa.....	40
2.4.6	La Norma Noruega.....	41
2.4.7	La Norma de Nueva York.....	42
2.4.8	Resumen Comparativo.....	43
2.5	La Norma Peruana “NTCSE”.....	47
2.5.1	Alcances.....	47
2.5.2	Etapas de Aplicación de la Norma.....	48
2.5.3	Obligaciones Del Suministrador, Del Cliente.....	49
2.5.4	Competencia De La Autoridad.....	50
2.5.5	Algunos Resultados.....	51
<b>CAPÍTULO III.....</b>		<b>52</b>
<b>3</b>	<b>MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>52</b>
3.1	Tipo de Investigación.....	52
3.2	Área de Investigación.....	52
3.3	Método de Investigación.....	52
3.4	Toma Y Análisis De La Información.....	53
3.5	Fases De La Investigación.....	54
<b>CAPÍTULO IV.....</b>		<b>56</b>
<b>4</b>	<b>MÉTODO PROPUESTO.....</b>	<b>56</b>
4.1	Introducción.....	56
4.2	Bases Conceptuales.....	56
4.2.1	Cargas Distorsionantes y No–Distorsionantes.....	57
4.2.2	Carga Lineal Vs. Carga No–Distorsionante.....	58
4.2.3	La Corriente Conforme y No–Conforme.....	59
4.2.4	Atribución de las Armónicas.....	60
4.2.5	Determinación de la Porción Distorsionante de la Corriente.....	61
4.2.6	Flujos de Potencia Armónica.....	64
4.3	Simulaciones y Resultados.....	65
4.3.1	Consideraciones Previas.....	65

4.3.2	Una Carga Resistiva .....	67
4.3.3	Una Carga Inductiva .....	68
4.3.4	Una Carga Capacitiva.....	70
4.3.5	Una Carga en Inductiva-Capacitiva en Paralelo.....	72
4.3.6	Una Carga No-Lineal .....	74
4.4	Comparación Frente al Método Convencional.....	77
4.4.1	Deterioración de la Calidad por la Conexión de una Carga Resistiva....	77
4.4.2	Algunas Inconsistencias.....	79
4.5	Casos de Aplicación .....	81
4.5.1	Consideraciones Previas .....	81
4.5.2	Configuración del Sistema Eléctrico Real .....	82
4.5.3	Datos del Sistema Eléctrico .....	84
4.5.4	Análisis de la Información .....	85
4.5.5	La Compensación y Penalización.....	87
4.5.6	Caso # 1 .....	88
4.5.7	Caso # 2.....	99
4.6	Conclusiones.....	110
<b>CAPÍTULO V .....</b>		<b>112</b>
<b>5</b>	<b>INSTRUMENTACIÓN PARA LA MEDIDA DE PERTURBACIONES.....</b>	<b>112</b>
5.1	Antecedentes Históricos .....	112
5.2	Instrumentación. Propósitos.....	112
5.2.1	Instrumentación De Propósito General.....	113
5.2.2	Instrumentación Propósito Especifico.....	114
5.3	Arquitectura De La Instrumentación .....	116
5.4	Seguridad en Equipos de Medida Eléctrica .....	116
5.5	Número de Canales de Medida .....	117
5.5.1	Canales De Tensión .....	118
5.5.2	Canales de Corriente .....	119
5.6	Especificaciones Técnicas.....	121
5.7	Seguridad en la Instalación.....	124
5.7.1	Etapas del Trabajo.....	127
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>		<b>129</b>

<b>ANEXO A.....</b>	<b>134</b>
<b>ANÁLISIS DE FOURIER DE UNA SEÑAL CUADRADA.....</b>	<b>135</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>137</b>
<b>DETALLES DE LA SIMULACIÓN CON PSPICE .....</b>	<b>138</b>
<b>ANEXO C.....</b>	<b>158</b>
<b>DETALLES DE LOS CASOS DE APLICACIÓN .....</b>	<b>159</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>168</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>168</b>

## INTRODUCCIÓN

La electricidad tiene, como se sabe, un grave inconveniente con respecto a otros tipos de energía, esta es la distorsión armónica en las redes eléctricas. La red de distribución eléctrica, exhibirá en ausencia de usuarios, una onda de tensión puramente senoidal, que se vería perturbada muy ocasionalmente por fallas en las líneas o centros de transformación, por maniobras, o por descargas atmosféricas entre otros. Los generadores de la energía eléctrica producen electricidad en gran proporción usando los generadores síncronos generalmente, en consecuencia, las formas de onda de la energía eléctrica en la etapa de generación serán completamente senoidales o muy cercanas a ellas y libres de toda distorsión.

Es entonces por deducción, que se ha visto al deterioro de la calidad de energía eléctrica, normalmente como un problema por el lado de la carga solamente. En ese sentido, y desde un punto de vista similar, las normas de calidad y los métodos de la mitigación de la distorsión lo han estudiado en gran detalle. Si bien es cierto son los consumidores los que someten a la red a la influencia de multitud de cargas, no es menos cierto que la implementación de algunos equipos acondicionadores de energía en las etapas de transmisión o distribución, pueden producir un efecto negativo en el nivel de distorsión armónica en la red. Pero como veremos mas adelante, esto puede ser hasta cierto punto discutible.

En los últimos años, se evidencia un crecimiento cada vez mayor de los equipos de electrónica de potencia, lo cual origina la distorsión de la forma de onda de la tensión y corriente, convirtiéndose en motivo de gran preocupación en todos los países industrializados. Actualmente es de creciente interés para los suministradores de energía eléctrica y sus consumidores, conocer la contribución en que ellos participan al deterioro de la calidad de energía en el punto de entrega/venta. Siendo esto último conocido como punto de acoplamiento común (PAC), o llamado también punto de conexión común (PCC); que no es otra cosa que un punto de la red de distribución en el que se conecta eléctricamente la carga de un usuario, y donde puede encontrarse ya conectados uno o más usuarios.

En ésta situación, el trabajo de tesis presenta una metodología que nos permitirá separar y cuantificar la distorsión armónica originada por un cliente específico, cuando en la red existen otros clientes con cargas distorsionantes. De tal forma que se distribuya la responsabilidad del deterioro de la calidad de energía entre el suministrador de energía y el cliente. Este nuevo enfoque será útil para compartir el costo de las penalidades por distorsión armónica, y llegar a formas más equitativas de solución, que llevaran finalmente a evitar, posibles reclamos entre las partes comprometidas. Para esto, se propone separar la corriente consumida por un cliente en 2; una de ellas de característica distorsionante, y la otra no distorsionante. Se expondrá por qué éste nuevo concepto es más prudente y puede ser mejor visto por los clientes.

Se ha estructurado el presente trabajo de tesis en 6 capítulos, de manera que el material presentado y la forma en que se exponen, obtengan una comprensión completa de las consideraciones teóricas–prácticas contenidas en él. Comenzaremos a continuación a exponer de una forma sinóptica el contenido de cada una.

Capítulo I. Enfoque de la problemática; en ella señalamos las diferentes causas que hacen que se encuentre suspendido el apartado de las compensaciones del Capítulo Calidad de Producto - Perturbaciones de la NTCSE. Las causas tocan temas desde lo técnico hasta lo político, siendo lo primero lo que nos toca resolver. A nuestro parecer el problema más importante desde el punto de vista técnico, es la no existencia de un procedimiento o metodología para la asignación de responsabilidades entre el suministrador y el cliente consumidor, haciendo práctica, justa y equitativa dicha distribución. Se analizan así, numerales importantes de la NTCSE, algunos suspendidos y otros que crean incertidumbre entre los consumidores y las empresas suministradoras. El propósito general que confiamos lograr luego de establecer dicha metodología, es la aplicación de NTCSE en toda su plenitud. En el capítulo también se hallarán, la factibilidad y alcances de la propuesta.

Capítulo II. El marco teórico; se provee de una información básica, acerca de la distorsión armónica en los sistemas eléctricos, pues una revisión del origen, causas, consecuencias, etc es siempre importante. La descomposición de una señal periódica con el método de Fourier, de la potencia verdadera y su impacto en las armónicas, y la direccionalidad de las armónicas son conceptos fundamentales. También se toca, lo referente a las normas internacionales más importantes, todas mostrando la filosofía de su regulación, así como de la NTCSE, dando a conocer además los numerales más importantes de este último.

Capítulo III. El marco metodológico; aquí se pretende dar a conocer los métodos y técnicas utilizados en el desarrollo de la tesis. Se presenta, el método de investigación, la realización de la propuesta, la descripción del tipo y área de investigación, así como también, la toma, recopilación, análisis de los datos.

Capítulo IV. Método propuesto; en una primera parte se desarrolla las bases conceptuales del método propuesto, la cual se valdrá de consideraciones y conceptos nuevos, que nos servirán de punto de partida para iniciar las formulaciones del método. En una segunda parte, y con la intención de validar experimentalmente los conceptos previos, se realizaran las simulaciones con cargas típicas de uso común en la industria, haciendo uso del programa PSpice, analizando luego los resultados. Finalmente, se desarrollará en integridad la metodología propuesta, aplicándolo a casos reales, utilizando para ello, registros de mediciones reales y se analizaran los resultados obtenidos, con lo que demostraremos la validez del método propuesto.

Capítulo V. Determinación de la penalización; luego de cuantificar el nivel de responsabilidad y contribución de los clientes, en este capítulo pasaremos a la estimación y determinación de la penalización o compensación de cada cliente. Además tendremos una aplicación, y pasaremos a calcular la penalización o compensación para los casos desarrollados en el capítulo anterior.

Capítulo VI. Instrumentación para la medida de perturbaciones; trataremos de mostrar las nociones básicas en lo concerniente a los equipos de medición o mejor llamados analizadores de calidad de energía. Desde los antecedentes históricos, las arquitecturas de este tipo de instrumentación, la seguridad de los equipos y lo referente a los requerimientos técnicos básicos que deban cumplir. Finalmente se detallan algunas consideraciones técnicas principales para la instalación de estos equipos, enmarcados en la seguridad de la persona y del instrumental.

Las Conclusiones; se incluyen las conclusiones y recomendaciones vertidas por el autor, basado en las simulaciones y experiencia en la aplicación del método propuesto en la tesis, que espera se tomen en cuenta por los ingenieros e investigadores como una verdadera alternativa de solución al problema que hace que la NTCSE se aplique a plenitud.

Finalmente se incorporan 3 anexos. El Anexo A muestra a manera de ejemplo el calculo de los componentes armónicas de una onda típica por el método de Fourier. En el Anexo B se muestra los resultados y detalles de la simulación de método propuesto

usando el programa PSpice. En el Anexo C mostramos los gráficos mas importantes de la medición usadas para la aplicación expuesta, asimismo se detallan los cálculos de las asignación de las penalizaciones atribuibles al suministrador y cliente.

## CAPÍTULO I

### ENFOQUE DE LA PROBLEMÁTICA

El suministro de la energía eléctrica en el Perú, ha evolucionado positivamente en los últimos años, y se ha convertido en un tema de relativa actualidad debido a la cercana liberalización del mercado. Al igual que cualquier otro producto, el consumo de energía está sujeto a una serie de parámetros que deben definir su calidad, y es así que ahora, es necesario conocer si la calidad de la energía que compramos es la más adecuada para el fin que le vamos a dar. En cualquier punto de la cadena establecida entre generación y consumo, pueden introducirse perturbaciones a la red que afecten a la calidad de la energía, por lo que se hace necesario conocer en todo momento el estado de ésta. Por ello, es trascendental conocer cuáles son las perturbaciones que podemos encontrar en la red y cuales son los niveles de calidad en las diversas etapas, desde su generación, pasando por su transporte, y en su propio consumo. De este modo, podremos pasar a exigir responsabilidades a nuestros proveedores, pero también asumir las propias en el uso racional de la energía que adquirimos.

#### 1.1 Antecedentes

Luego que el estado peruano comenzara la privatización de las empresas del sector eléctrico, como parte de una política de liberalización del mercado, asume su papel como regulador del sector, a través del Osinerg como organismo competente. Es en ese sentido y con la finalidad de asegurar a los usuarios puedan disponer de una energía eléctrica de calidad aceptable, que fue aprobada la “Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos”<sup>1</sup> (de ahora en adelante NTCSE). En ella se establecen entre otras cosas, los niveles mínimos de la calidad que deben cumplir las empresas de servicio de suministro eléctrico, al igual que lo hace cualquier otro producto tangible de consumo publico. Son la Calidad de Producto, Suministro, Alumbrado Publico y de Servicio comercial los 4 preceptos de calidad sobre la que se sustenta la NTCSE. Es la Calidad de

---

<sup>1</sup> Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos NTCSE, D.S. N° 020-97-EM, Octubre 1997.

Producto, conformada por la tensión, la frecuencia y las perturbaciones (armónicas y flicker), donde se fijan los niveles mínimos, de la calidad de energía propiamente dicha.

Desde su aprobación la NTCSE ha pasado por 3 etapas definidas y sufrido algunos cambios. Así, paso por una 1era etapa de adecuación sin penalidad alguna, la 2da con una compensación mínima, y la 3era, con importes mayores de compensación –11 veces mayor que la 2da–, esto con la intención de obligar a los suministradores resolver las deficiencias encontradas. La compensación es una especie de retribución o resarcimiento hacia el consumidor por la mala calidad de la energía que le ha sido entregada. La cuantificación de la compensación, esta en función de la energía consumida por el cliente en condiciones de mala calidad y de los límites máximos de magnitud y tiempo, y se hace efectivo en los recibos de pago mensual, como una asignación a su favor<sup>2</sup>.

## 1.2 Presentación del problema

A diferencia de la Calidad De Producto todas las otras calidades de la NTCSE, han mostrado un curso regular y pleno en sus aspectos normativos. Cosa que no ha ocurrido con la Sección Perturbaciones de dicha calidad, ya que luego de suspensiones reiterativas en el pago de compensaciones, actualmente se encuentra suspendida indefinidamente.

Las causas que se atribuyen a esta suspensión a nuestro parecer son varias, y tocan asuntos desde lo técnico hasta lo netamente político. Esto último a raíz que sector el industrial representado por la Sociedad Nacional de Industrias, percibió a la norma de Perturbaciones como un problema económico para ellos y de sobre costo en la producción. Al margen que éste problema como tal, puede ser cierta o no, creemos que hay otra subyacente, mas importante desde el punto de vista de la ingeniería y que nos compete resolver. Esta es, la falta de conocimientos de carácter teórico-técnico con que la NTCSE a tratado el problema, la cual se evidencia en la redacción de algunos de sus numerales. Esta carencia de conocimientos alcanza también a los profesionales, que no dieron algún aporte ni sugerencias con respecto a los aspectos técnicos que se plantean en la NTCSE. A continuación pasaremos a detallar lo indicado anteriormente:

La NTCSE señala en su numeral 3.6: *“Todo Cliente es responsable ante su Suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las*

---

<sup>2</sup> Dicha compensación será realizada hasta que el suministrador demuestre mediante una medición, que las condiciones de mala calidad han sido superadas.

*tolerancias establecidas de acuerdo a la Norma. El Cliente será notificado ....*<sup>3</sup>. Se señala la falta, pero no señala la forma como determinar la responsabilidad.

Del mismo modo, en el punto sexto de las Disposiciones Finales de la NTCSE, menciona “Cada Empresa de Distribución fija los límites máximos de emisión de perturbaciones que un Cliente pueda generar e inyectar en la red, en función al número y características de los Clientes conectados... Estos niveles serán compatibles con valores reconocidos internacionalmente y aprobados por la Autoridad”<sup>4</sup>. Se hace tácita la alusión a que cada suministrador deba aplicar, a su mejor entender la norma internacional IEEE 519-1992<sup>5</sup>. Debemos indicar que dicha norma contiene recomendaciones guías para el control armónico en los sistemas eléctricos. Teniendo en uno de sus alcances el establecimiento de límites para las corrientes armónicas que un consumidor puede inyectar a la red eléctrica, esto con la finalidad de que su efecto perturbador sea mínimo<sup>6</sup>. Además el hecho que en un punto de conexión común, varios clientes cumplan independientemente dicha norma, no garantiza que en su operación conjunta la distorsión de la tensión no supere los límites establecidos. Creemos que tratar de hacer extensivo esta norma por si sola, como un medio para definir responsabilidades no es correcto, ya que se le estaría desnaturalizando.

Finalmente asignarle a un cliente algún tipo de responsabilidad, es un tema sensible y de difícil aceptación para él, y más aún, cuando estos temas no le son inteligibles. Por eso la NTCSE debió tener claro este problema y contar con un método que distribuya de la mejor manera las responsabilidades de manera justa y equitativa para todos los agentes comprometidos.

Es así que en año 2001 mediante el artículo 6 del DS N°040-2001-EM, se suspende indefinidamente las compensaciones, en los siguientes términos: “*Suspender la aplicación del numeral 3.7 y el pago de compensaciones por emisión de perturbaciones a que se refiere el numeral 5.3.4 de la NTCSE. Para restituir la aplicación de estos*

---

<sup>3</sup> La NTCSE, *Op. Cit.* p. 8

<sup>4</sup> La NTCSE, *Op. Cit.* p. 25

<sup>5</sup> IEEE Recommended Practices And Requirements For Harmonic Control In Electric Power Systems, IEEE Std 519-1992, 1992.

<sup>6</sup> Los límites de corriente armónica basan sus estimaciones en las características eléctricas que presenta la conexión de un consumidor en la red.

numerales, el MEM conformara una Comisión para el análisis integral de las perturbaciones y su eficaz aplicación e nuestro mercado eléctrico...”<sup>7</sup>.

Es razonable entender que el deterioro de la calidad de la energía en un punto cualquiera de red, es el efecto combinado de numerosos elementos deformadores, entre ellos el cliente analizado y la red de suministro eléctrico (que toma la distorsión originada por los demás clientes). Creemos por lo tanto, que la asignación de responsabilidades debe ser un efecto compartido entre ambos actores, y no de uno solo como tácitamente pretende la NTCSE. Cualquier esquema de solución para que tenga éxito, es de esencial importancia que contemple esta probabilidad.

Finalmente podemos decir que la problemática de las compensaciones por Perturbaciones de la NTCSE, tiene su génesis en que éste adolece de un procedimiento metodológico, con el cual se pueda definir de manera justa y equitativa la responsabilidad de un cliente específico y de su suministrador. A continuación mostramos un diagrama de causa-efecto que gráfica lo dicho anteriormente.

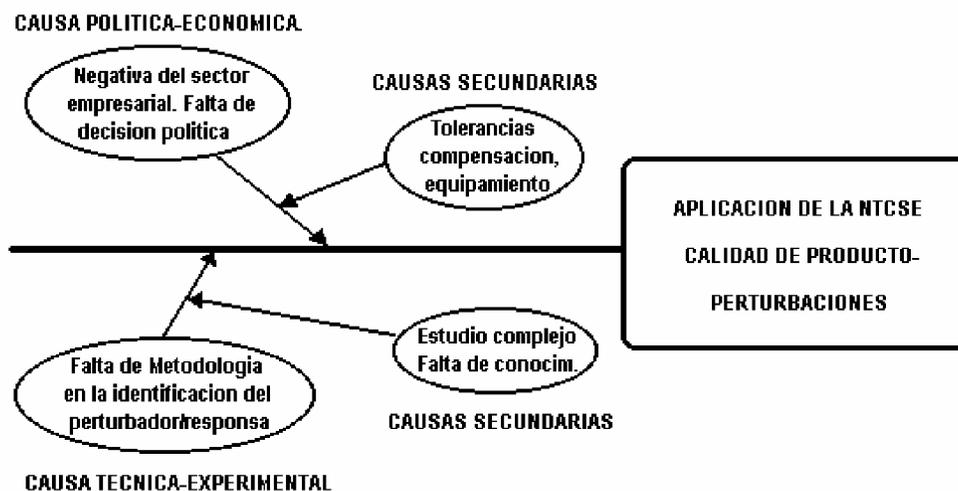


Figura 1.1 Diagrama de causa y efecto de la problemática

### 1.3 Justificación del Estudio

La falta de conocimientos y experiencias en nuestro país sobre el tema de los armónicos, hizo en un primer momento que los colegios profesionales entre otros,

<sup>7</sup> Modificación de la NTCSE, D.S. N°040-2001-EM, Noviembre 2001.

organizaran seminarios, congresos, etc. las cuales fueron desarrollados por especialistas internacionales expertos en ésta especialidad. Fue de este modo que además de transferirse los conocimientos y experiencias en estos eventos, también se sembró el interés entre nuestros profesionales por el tema de las perturbaciones armónicas. Fue en éste cometido, que se pudo acopiar resúmenes de trabajos de investigación de especialistas en el tema, siendo el aporte del autor de la tesis investigarlas, estudiarlas y experimentarlas, y finalmente adaptarlas a nuestra situación, para que sean viables en terreno y aplicables a casos reales. Se exponen a continuación las motivaciones que hiciera que se optara por el tema de la tesis:

Se busca un propósito académico; a parte de los beneficios que se esperan con el conocimiento obtenido, vemos que la metodología propuesta, proporcionará algunos conceptos novedosos para el mejor entendimiento de las perturbaciones armónicas. De esta forma se pretende llenar un vacío en la ingeniería eléctrica local y en el mejor conocimiento de éste problema.

Actualmente, es de gran relevancia para las empresas suministradores de energía y sus clientes, contar con una metodología que permita afrontar de manera justa y equitativa la asignación de responsabilidades de las contribuciones armónicas que se sugiere en la NTCSE. Esto además beneficiará la gestión de reclamos en las empresas suministradores de energía, al ser la metodología propuesta practica en su aplicación, minimizando así, costos en equipamiento, recursos y tiempo horas–hombre.

Luego, por la razones expuestas; el aporte al conocimiento al temas de las armónicas y la importancia que tiene en la suministraras y clientes la cuantificación de la responsabilidad de un cliente específico, estamos convencidos que la elaboración de esta tesis se justifica.

#### **1.4 Objetivo**

Se tiene dos tipos de objetivos, uno específico y otro general. El propósito específico es presentar una metodología la cual permitirá separar y cuantificar la distorsión originada por un cliente específico, haciendo justa la repartición de responsabilidades entre el suministrador de electricidad y los consumidores. Este método que se propone es mucho mas practico y nos permitirá también determinar el costo de su penalización. Se expone un nuevo concepto, mas equitativo para ambas partes, evitándose así posibles reclamos por una de ellas, y por el contrario su disponibilidad a asumir su responsabilidad.

Logrando lo anterior, confiamos conseguir nuestro objetivo general, el lograr darle aplicabilidad plena a la NTCSE–Perturbaciones, despejando la incertidumbre que hoy existe entre los consumidores y sus suministradores de electricidad.

### **1.5 Alcance y Limitaciones del Estudio**

La tesis desarrollada pretende ser lo suficientemente completo en su cometido, con la finalidad de que pueda ser considerada como parte de una solución mayor, en lo referente de la perturbaciones armónicas. Pretendemos lograr alcanzar lo siguiente:

- La metodología propuesta es de aplicación general y considera su análisis para diferentes configuraciones de la red, es decir que puede ser aplicado tanto en una configuración en malla o en anillo (sistema interconectado o sistemas aislados). Además, el alcance de sus conclusiones serán validas en los casos de puntos de compra de energía (generadores y distribuidores de energía), donde se configuran uno o mas suministradores a la vez.
- La metodología propuesta, aparte de cuantificar la distorsión originada por un cliente, también muestra la forma de distribuir la compensación entre éste y su suministrador, teniendo como partida el monto estimado según la NTCSE. Evitándose de esta manera, el pago de compensaciones por sólo uno de ellos, además, evitar soluciones extremas como la desconexión de los clientes, facultad otorgada en la NTCSE a los suministradores. Este nuevo enfoque será útil para llegar a formas mas equitativas de solución, previniendo así, posibles reclamos de los clientes afectados.
- Este nuevo enfoque también aportan con nuevos conceptos en el tema de la repartición de responsabilidades en el deterioro de la calidad de energía. Además, sea analizan las características distorsionantes de una carga cualquiera, dando una clasificación enfocada a sus consecuencias que ellas tienen en un circuito particular, haciéndose precisiones a la relación; carga tipo lineal como carga inofensiva y carga no lineal como distorsionante.

La metodología propuesta es practica en su aplicación y pocas sus limitaciones, (que en todo caso son todos fácilmente superables). Entre las consideraciones que podemos señalar son los siguientes:

- Se hace la asunción que la red es balanceada, por lo que se hace el análisis armónico con su equivalente monofásico. Esto en realidad no limita la aplicación del método que puede hacerse tomando la fase mas perturbada.

- La medición debe reportar datos de los fasores de tensión y de corriente armónica, esto quiere decir que los registros deben contener tanto la magnitud como del ángulo de cada armónico. Es necesario que los registros de los ángulos sean la más exacta posible, por lo que se sugiere que las mediciones en lo posible sean lo mas directo posible y prescindir de accesorios intermedios como son los transductores de corriente. Esto no es un problema, si se cuenta con un equipo analizador estándar de gama media para calidad de energía, el cual compensa el error angular con cierta precisión. Las mediciones realizadas a través de transformadores de medición TP's y TC's (usados en niveles altos de tensión), es un limitante debido a que estos transformadores de medición están diseñados para efectos de facturación de consumo de energía, donde el nivel de precisión en magnitud y ángulo esta garantizado para la frecuencia de servicio (60HZ), siendo menor cada vez que nos alejamos de dicha frecuencia, por lo que es recomendable no realizar análisis con armónicos mayores al de orden 15.
- Minimizar en lo posible los errores sistemáticos y aleatorios, realizando mediciones con un mismo equipo, y de ser el caso usar una misma marca de equipo para mediciones grupales (facilita además el análisis de los datos registrados).
- Tomar en consideración que los circuitos de medición, –TP's y TC's– no solo pueden ser de diferentes de marcas, sino también sus tiempos de uso pueden dista mucho, por lo que de ser posible, se deberá contar con toda la información posible antes de concluir con los registros medidos.

## **1.6 Factibilidad de Estudio**

A diferencia de otros métodos empíricos y/o teóricos basados en simulaciones, lejos de ser prácticos, resultan ser engorrosos e imprácticos. La metodología propuesta es de fácil aplicación, y la información que maneja puede ser verificable por lo que sus resultados serán confiables. La metodología propuesta es factible y realizable, por los siguientes factores:

*Económico;* se evitara los cortes de energía o la desconexión de los demás usuarios alimentados del mismo punto de conexión, evitando perdidas en la producción y molestias a los clientes comprometidos. Se hace innecesario, el uso de campañas masivas y simultaneas de mediciones a lo largo de la red en estudio, prescindiéndose de la adquisición o alquiler de equipos costosos y del trabajo que toma instalarlos.

*Técnico;* el método propuesto podrá aplicarse con el uso de cualquier equipo de medición estándar de calidad de energía, bastando en principio con que registre en forma simultánea las armónicas de tensión y de corriente. Así mismo, la instrumentación es muy importante en el desarrollo de la metodología propuesta, por la necesidad de tener registros exactos y reducir así, la cadena de errores que intervienen en la medición (transformadores de tensión y corriente, pinzas del equipo, y la precisión del canal de medición). Con respecto a la instalación, ésta puede ser hecha en la subestación de distribución MT/BT, el cual alberga el circuito de medición del cliente, dando de esta forma seguridad a los equipos instalados, así como, al personal que los instala. En el capítulo 5 “Instrumentación para la Medida”, se dan en detalle estos 2 aspectos que son importantes en el desarrollo del método propuesto (Instrumentación y la seguridad en la instalación).

*Operativo;* el requerimiento de personal técnico es el mínimo necesario. Esto es, una cuadrilla conformada por un técnico y un ingeniero a cargo de la dirección del trabajo. Prescindiéndose de mayor personal, ya que no se interviene a los demás clientes ni se realiza operaciones de conexión/desconexión<sup>8</sup>. De esta manera se optimiza las horas-hombre, así como, el tiempo invertido en la coordinación con los clientes al mínimo necesario, ahorrando el tiempo de ambas partes.

---

<sup>8</sup> Necesario en pseudos-métodos que basan la responsabilidad del efecto añadido y que requieren desconectar al cliente de la red para encontrar un aporte individual.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO CONCEPTUAL**

#### **2.1 Conceptos Generales.**

La deterioración de la calidad de energía puede darse en régimen estable o transitorio, siendo la primera independiente del periodo de tiempo de observación, que la segunda y ambos se pueden dar en cualquier punto de la red. El desbalance de las tensiones, las fluctuaciones periódicas de la tensión (Flicker), la distorsión de forma de la onda (Armónicos) etc., forman parte de esta clase de perturbaciones, ya que se producen en forma estable en la red eléctrica, y donde el valor medido en cualquier punto de ésta, es el resultado del efecto combinado y simultáneo de numerosos dispositivos distorsionantes, pudiendo estar situados en diferentes lugares de la red.

La deterioración de calidad transitoria alcanza perturbaciones instantáneas y breves, todas dentro de un ciclo, como los transitorios, los Sags y Swells de tensión, los impulsos, micro-cortes, etc. Para su análisis, se requiere de un monitoreo continuo, con la finalidad de capturar la perturbación cuando esta ocurra. El valor medido en algún punto de la red es normalmente el efecto de un solo dispositivo distorsionante. Es por eso que normalmente se le asigna una sola fuente a este tipo de problema.

Las desviaciones de una señal alterna AC de su forma puramente senoidal es conocido como distorsión armónica. Muchos de los dispositivos de consumo y de conversión de energía, están diseñados para funcionar con tensiones de forma de onda totalmente senoidal. La distorsión armónica reduce la vida de muchos dispositivos eléctricos y electrónicos que no están diseñados específicamente para soportarlos; mientras que ciertos dispositivos fallan con la presencia de armónicos, otros se deterioran rápido y después fallan. Sin embargo, hay muchos dispositivos que distorsionan la forma de onda, en especial en los sistema de distribución de media y baja tensión, donde estos dispositivos distorsionantes están siendo instalados en mayores cantidades. Es en estas

condiciones, donde estas distorsiones se propagarán por toda la red eléctrica contaminándola y afectando la calidad de energía del sistema eléctrico general<sup>9</sup>.

La IEEE, así como la IEC son dos de las instituciones regentes y reconocidas en elaborar estándares, y reglas de la buena practica en la ingeniería eléctrica. Estos tienen grupos de trabajo (Task Force) conformada por investigadores y especialistas en temas específicos como es el caso de la Compatibilidad Electromagnética y la Calidad de Energía (Power Quality), con la finalidad de investigar y elaborar normas, además de publicar artículos y estudios específicos en cada especialidad. A continuación pasaremos a presentar algunos conceptos fundamentales procedentes de artículos y normas relacionadas a la Calidad de Energía que consideramos importantes.

## 2.2 Las Armónicas

Las armónicas son las componentes de una onda periódica distorsionada pudiendo ser ésta de corriente o tensión, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Así por ejemplo, una corriente armónica de 3° orden, de una onda distorsionada cuya frecuencia fundamental es 60 Hz, tendrá una frecuencia de 180 Hz, etc.

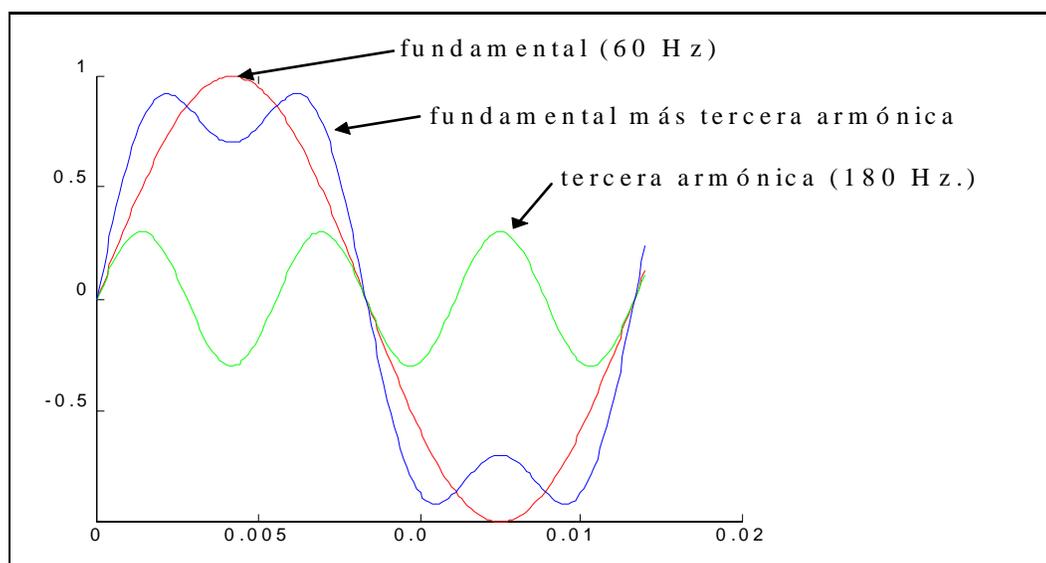


Figura 2.1 Fundamental más tercera armónica

<sup>9</sup> BACELLS, Josep: Calidad Y Uso Racional De La Energía Eléctrica Barcelona, Circutor 2001, p. 14.

### 2.2.1 Evaluación

En relación con los armónicos se han definido tasas que no deben ser sobrepasadas, en el tiempo, y en un determinado porcentaje. Tanto la normativa internacional como la NTCSE establecen unas tasas para cada armónico. Esta tasa de distorsión total se expresa en forma de porcentaje respecto de la componente fundamental<sup>10</sup> a partir de la siguiente fórmula, en la cual se tiene en cuenta hasta el armónico de orden 40.

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (V_h)^2}}{V_1} \times 100(\%) \quad (2.1)$$

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} (I_h)^2}}{I_1} \times 100(\%) \quad (2.2)$$

Donde:

$THD_v$  es la distorsión total de voltaje (%)

$THD_i$  es la distorsión total de corriente (%)

$V_h$  es la componente armónica de voltaje de orden k

$V_1$  es la componente fundamental de voltaje

$I_h$  es la componente armónica de corriente de orden k

$I_1$  es la componente fundamental de corriente

No todas las componentes armónicas son iguales, cada armónica así como todo vector, tiene una magnitud, una frecuencia de giro y una secuencia. La secuencia se refiere a la rotación de fase con respecto a la fundamental, así por ejemplo, en un motor de inducción, el armónico de secuencia positiva generaría un campo magnético que gira

<sup>10</sup> En el caso de la NTCSE, esta toma como referencia la tensión nominal.

en la misma dirección que el fundamental, mientras que un armónico de secuencia negativa giraría en dirección contraria. A continuación tenemos los 8 primeros armónicos (tabla 2.1).

Tabla 2.1 Secuencias de los primeros 8 armónicos

Secuencia	+	-	0	+	-	0	+	-	.....
Armónica	1	2	3	4	5	6	7	8	.....

### 2.2.2 Causas y Orígenes

Las cada vez más sofisticadas tecnologías de fabricación nos inducen a utilizar maquinaria cada día más compleja, en la que se mezclan conceptos mecánicos, eléctricos y electrónicos. Los armónicos son originados por cargas no-lineales que absorben corriente en forma de impulsos bruscos en vez de hacerlo suavemente en forma senoidal. Estos impulsos crean ondas de corriente distorsionadas que originan a su vez corrientes de armónicos de retorno hacia otras partes del sistema de alimentación. Este fenómeno se manifiesta especialmente en los equipos provistos de fuentes de alimentación de entrada con condensadores y diodos.

*Receptores de uso doméstico.* Normalmente, las fuentes de alimentación con condensador y diodos que llevan incorporadas los equipos de oficina (ordenadores personales, impresoras y material electromédico) son cargas monofásicas no lineales. No poseen una potencia unitaria elevada, pero son en conjunto una importante fuente de armónicos, ya que gran número de ellos suelen ser utilizados simultáneamente durante largos períodos de tiempo. Destacan:

Los receptores de televisión.

Los aparatos controlados mediante elementos electrónicos (electrodomésticos, reguladores de luminosidad, etc.).

Las lámparas fluorescentes.

Las lámparas de descarga de vapor de sodio.

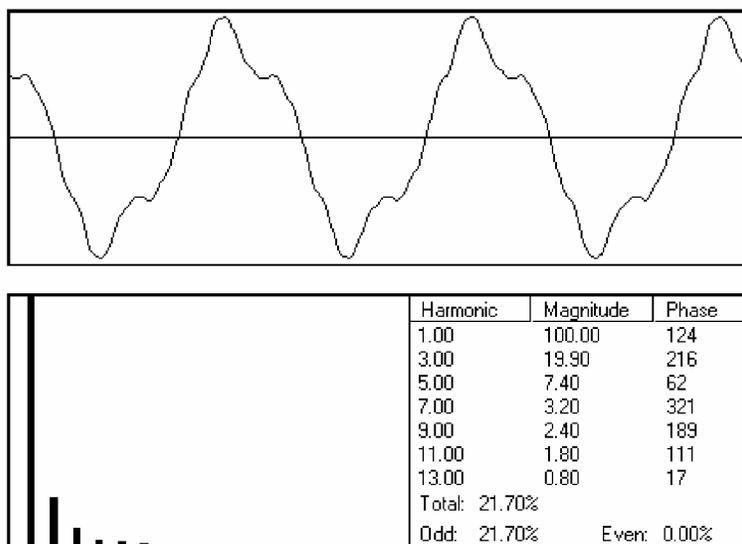


Figura 2.2 Forma de onda de corriente de una carga no-lineal monofásica (Lámpara de Fluorescente)

*Receptores de uso industrial.* En las plantas industriales, por el contrario, las causas más frecuentes de corrientes armónicas son cargas trifásicas no lineales, como motores de accionamientos controlados electrónicamente (ASD), convertidores trifásicos, fuentes de alimentación ininterrumpida, etc. Entre ellos cabe definir a los siguientes:

Los rectificadores. Son los equipos mediante los cuales se efectúa el proceso básico de conversión de la energía eléctrica, de corriente alterna a corriente continua. El orden de las intensidades armónicas características que produce un rectificador viene dado por la expresión:  $n = p \cdot m \pm 1$ . En esta expresión,  $n$  es el orden del armónico,  $p$  es el número de pulsos del rectificador (6 ó 12) y  $m$ , un número entero (1, 2, 3,...). Así pues, los armónicos característicos generados por un rectificador de 6 pulsos serán 5, 7, 11, 13, 17,..., mientras que los originados por uno de doce pulsos serán 11, 13, 23, 25,...

Los hornos de inducción y los hornos de arco. Las alteraciones de la onda de tensión más características de estos receptores son, además de la distorsión armónica, las fluctuaciones de tensión que, en general, producen "flicker".

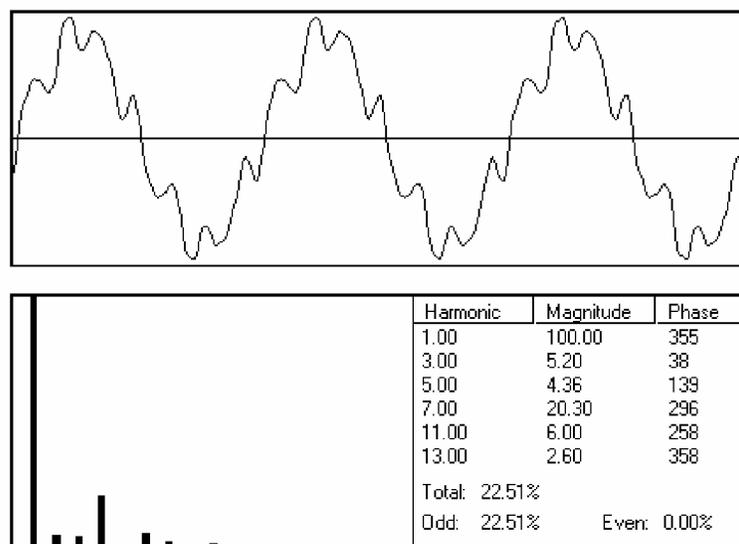


Figura 2.3 Forma de onda de corriente de una carga no-lineal trifásica (Convertidor de 6 pulsos)

Diferentes tipos de equipos no lineales generan varios niveles de corrientes armónicas a ciertas frecuencias. La magnitud relativa de cada corriente armónica varía con el tipo de carga, nivel de operación y las características eléctricas del sistema de distribución.

### 2.2.3 Los Síntomas y Consecuencias

La magnitud de los problemas que causan las tensiones armónicas en los equipos instalados en un determinado entorno electromagnético depende del valor de las tasas de las componentes armónicas –es decir, del grado de deformación de la onda– y de la sensibilidad de dichos equipos a este tipo de alteraciones. En cualquier caso, la incidencia de la distorsión armónica generada por un receptor perturbador será menor cuanto mayor sea la potencia de cortocircuito en el PAC. Debido a que los equipos de consumo pueden mostrar diferentes efectos ante la presencia de los armónicos, es que se hace a continuación una descripción de los síntomas y consecuencias sufridos por estos:

*Los Conductores Neutros:* En condiciones normales, con una carga lineal equilibrada las porciones fundamentales a 60 Hz de las corrientes de cada fase se anulan mutuamente en el conductor neutro. En un sistema de 4 conductores con cargas monofásicas no lineales, ciertos armónicos impares denominados triplens múltiplos impares de los terceros armónicos: 3°, 9°, 15°, etc. no se anulan entre sí, sino que se

suman en el conductor neutro. En sistemas con muchas cargas monofásicas no lineales, la corriente del neutro puede llegar a superar el valor de el de las fases. En este caso el peligro es el excesivo calentamiento, al no existir en el conductor neutro ningún interruptor automático que limite la corriente como ocurre en los conductores de las fases. Una corriente excesiva en el conductor neutro puede provocar también caídas de tensión superiores a lo normal entre el conductor neutro y tierra en la toma de corriente a 220 V.

*Interruptores automáticos:* Los interruptores termomagnéticos ordinarios tienen un mecanismo de disparo que reacciona al calentamiento producido por la corriente del circuito. Dicho mecanismo está diseñado para responder al valor eficaz de la onda de corriente de manera que se dispare si se calienta demasiado. Este tipo de interruptor ofrece una mayor protección frente a sobrecargas por corrientes armónicas. Los automáticos electrónicos detectores de picos reaccionan ante los picos de la onda de corriente. Como el valor de pico de la corriente armónica suele ser superior al de la normal, este tipo de interruptor automático puede dispararse prematuramente con valores de corriente bajos. Por otro lado, si el nivel de pico es inferior al normal puede que el automático no reaccione cuando debiera.

*Transformador:* Los transformadores utilizados en los sistemas de distribución de los suministradores suelen ser del tipo estrella- triángulo y normalmente se usan para alimentar las bases de enchufe del edificio. Las cargas monofásicas no lineales conectadas a esas tomas de corriente producen armónicos triplens que se suman algebraicamente en el conductor neutro si la hubiera. Cuando esta corriente del neutro llega al transformador se refleja en el devanado primario en delta (triángulo) del mismo y circula por él con el consiguiente sobrecalentamiento y averías del transformador. Normalmente, los transformadores sólo están tarados para una carga de corriente de fase de 60 Hz. Al ser más alta su frecuencia, la corriente armónica provoca un mayor calentamiento con el mismo amperaje. Estos efectos de calentamiento obligan a modificar el tarado de los transformadores ordinarios utilizados para alimentar cargas armónicas o a sustituir dichos transformadores por otros de diseño especial.

*Redes eléctricas:* Los armónicos incrementan sus pérdidas por calentamiento, especialmente en conductores de baja tensión, transformadores y motores, degradando los aislamientos y acortando su vida útil.

*Telecomunicaciones:* El cable de telecomunicaciones suele tenderse muy cerca de los cables de alimentación eléctrica. Para reducir al mínimo la interferencia inductiva

provocada por la corriente de las fases los cables de telecomunicaciones se tienden cerca del conductor neutro. Con frecuencia los triplens de este conductor originan la interferencia inductiva que escuchamos en algunas líneas telefónicas. Este síntoma suele ser el primer indicio de la existencia de un problema de armónicos.

*Generadores:* Los generadores de reserva están sujetos al mismo tipo de problemas de sobrecalentamiento que los transformadores, pero debido a que se utilizan como fuentes de alimentación de emergencia para cargas productoras de armónicos a menudo son a menudo son incluso más vulnerables. Además de sobrecalentamiento, algunos tipos de armónicos provocan distorsión en los cruces por cero de la onda de corriente, lo que origina perturbación e inestabilidad de los circuitos de control del generador.

#### **2.2.4 Acciones de prevención y corrección**

En los últimos años, ha tenido lugar un sustancial incremento de la actividad normativa a nivel nacional e internacional para evitar el aumento de la distorsión armónica en las redes eléctricas. Esta normativa establece límites a las tensiones armónicas que se generan como consecuencia de la utilización de equipos y aparatos perturbadores. Para evitar este problema en la red, organismos internacionales establecen una normativa<sup>11</sup> (IEC 1000-3-2) para controlar los armónicos producidos por equipos limitando la cantidad máxima de armónicos que pueden demandar, en función de la clase de equipo y de la potencia de éste. De esta forma se hace necesaria una nueva orientación de los próximos equipos de potencia. Les exigen, en concreto:

Que respeten los límites de emisión individual de perturbación.

Que funcionen de manera satisfactoria, soportando el nivel de perturbación para el cual hay una elevada probabilidad de que exista CEM entre los aparatos, por un lado, y entre éstos y la red eléctrica, por otro.

Cuando se solicita a una empresa eléctrica el suministro de energía a receptores de uso industrial que generan distorsión armónica, se debe determinar el PAC más adecuado, efectuando una evaluación de la emisión de perturbación que se produciría en caso de conexión, a fin de comprobar que no supera los límites permitidos. En el caso de que, a pesar de todo, los niveles de emisión vayan a ser superados, la empresa

---

<sup>11</sup> Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 3: Limits. Section 2: Limits For Harmonic Current Emissions (Equipment input current<16A). IEC 100-3-2, 1995.

eléctrica propone al solicitante la adopción de medidas correctoras en su instalación. Estas pueden ser:

La utilización de filtros. Es una de las más eficaces.

La correcta configuración de equipos de rectificación, en lo que se refiere al número de pulsos, tipo de control –por diodos o tiristores–, transformadores de alimentación al puente rectificador, etc., de manera que la deformación de la onda de intensidad absorbida no sea importante.

La alimentación de la carga perturbadora con un transformador de uso exclusivo. Así se hace en el alumbrado de vías públicas con lámparas de descarga.

La utilización de transformadores con devanados en triángulo en los equipos que forman parte de la red eléctrica. Contribuye a limitar la aparición de tensiones armónicas homopolares.

### 2.2.5 Análisis Matemático de Fourier

En ciertos equipos electrónicos –en especial los convertidores estáticos de potencia– se presentan formas de onda del tipo no–senoidal periódica para sus señales de corriente y/o tensión (principalmente las de entrada), las cuales son difíciles de representar a través de una ecuación matemática. Esto lleva a utilizar la herramienta matemática llamada Series Trigonómicas de Fourier, que tiene la característica de representar cualquier señal periódica como una suma (superposición) de funciones senoidales. Conocer las amplitudes de cada función senoidal (coeficientes de Fourier o magnitudes armónicas) es de gran importancia y utilidad en el diseño de convertidores estáticos de potencia, ya que se puede saber con certeza los problemas que puede provocar cada equipo. Además, se puede determinar los niveles del contenido armónico en redes eléctricas donde no se posean equipos específicos que entreguen esta importante información.

La serie de Fourier de una señal o función periódica  $x(t)$  tiene la siguiente expresión:

$$f(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ a_n \cos\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) + b_n \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) \right] \quad (2.1)$$

Donde:

$T$ : período de la función

$n$ : orden de la armónica

$a_0$ : valor medio de la función

$a_n, b_n$ : coeficientes de las series (magnitudes de las armónicas)

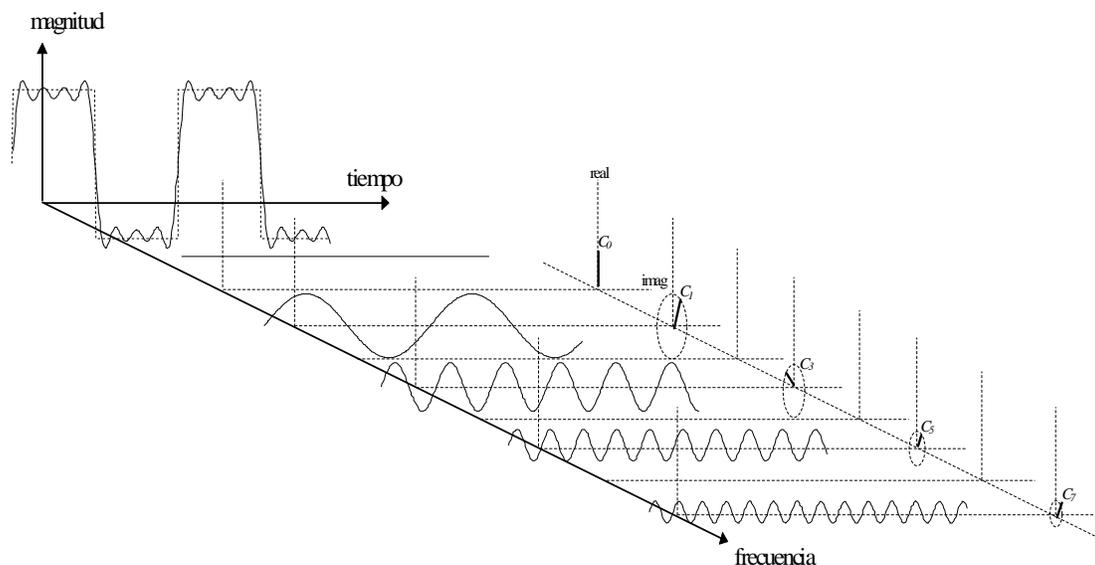


Figura 2.4 Representación de los coeficientes de la serie de Fourier

### a) La Transformada Discreta de Fourier (DFT)

Los sistemas que trabajan con señales procedentes de un muestreo previo están cada día más extendidos. En el trabajo con ordenador se trabaja con muestras tomadas lo más juntas posibles (es decir, mejor cuanto mayor frecuencia de muestreo), por lo que la teoría de Fourier en el caso discreto toma predominancia.

La serie de Fourier discreta es simplemente una modificación de la serie de Fourier tradicional, pero sustituyendo las integrales por sumatorias de las muestras, y el periodo ahora en vez de ser  $T$  (número real) será  $N$ , siendo  $N$  un número entero, de forma que se define la serie de Fourier discreta como:

$$x[n] = \sum_{n=\langle N \rangle} a_k e^{jk\Omega t} \quad (2.2)$$

Siendo ahora  $\Omega = \frac{2\pi}{N}$

Se cumplirá ahora que  $x[n]=x[n+N]$  puesto que  $N$  es el periodo fundamental. Para obtener los coeficientes del desarrollo en serie de Fourier haremos:

$$a_k = \frac{1}{N} \sum_{n=\langle N \rangle} x[n] \cdot e^{-jk\Omega n} \quad (2.3)$$

Tal como pasa en el caso continuo, la serie de Fourier discreta es aplicable solamente a señales periódicas. Para señales aperiódicas aplicamos la TDF, que podemos deducir a partir de la transformada de Fourier continua. Pasamos de tiempo continuo a tiempo discreto con un cambio de variable  $\Omega = \omega T$ , y obtenemos la TDF de  $x[n]$ :

$$x_p(\Omega) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x[n] \cdot e^{-j\Omega n} \quad (2.4)$$

## b) La Transformada Rápida de Fourier (FFT)

La Transformada Rápida de Fourier o FFT, es simplemente un algoritmo rápido para la evaluación numérica de integrales de Fourier que fue desarrollado en los laboratorios de la IBM, y su importancia radica en la rapidez de cálculo conseguida, importante en aplicaciones tipo: ecualización y filtrado en equipos de audio/vídeo en tiempo real, comunicaciones, etc.

Evidentemente se hace usual el uso de este algoritmo en los programas especializados, para obtener rápidamente el espectro de la señal a partir de la señal temporal de entrada, aunque se puede hacer a partir de la integral discreta de Fourier, siendo en este caso necesario mucho más tiempo de cálculo y los recursos tanto de software y hardware serán mayores. La diferencia de velocidad de cálculo entre la tradicional TDF y la FFT aumenta según aumenta el número de muestras a analizar, según se puede apreciar en la gráfica, ya que mientras una aumenta el número de operaciones necesarias para la resolución de forma exponencial, la otra lo hace de forma prácticamente lineal. Por todos estos motivos, los equipos de analizadores de calidad de energía de nivel estándar hacen uso de la FFT.

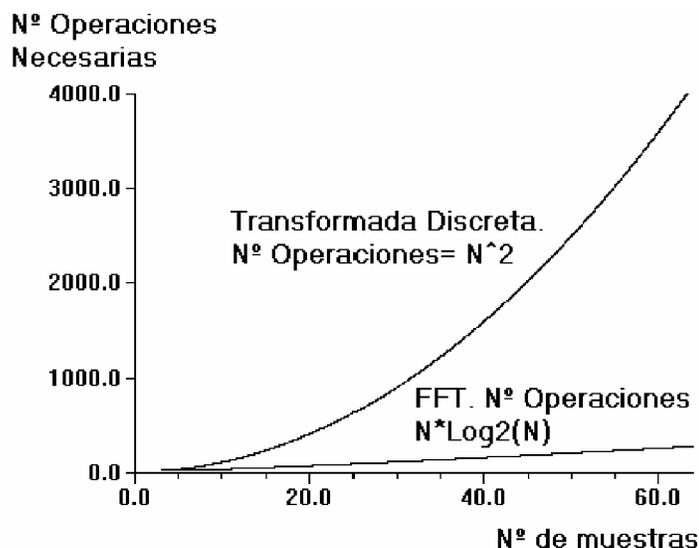


Figura 2.5 Curva comparativa de N° de operaciones FFT y TDF

Algunas consideraciones:

Para una máxima rapidez, el algoritmo necesita que el número de muestras a evaluar sea potencia de 2.

Se puede evaluar un número de muestras que no sea potencia de 2 simplemente "troceando" el número de muestras en varios trozos que sean potencia de 2 y analizándolos por separado, pero se pierde tiempo de ejecución y complica la programación sin que los beneficios sean significativos.

Aunque se calcula la parte positiva y negativa del espectro, si la señal de entrada tiene solo parte real, solo hace falta visualizar la parte de frecuencias positivas, puesto que se puede demostrar que la transformada de Fourier de una función con parte imaginaria nula tiene un espectro par, por lo que mostrar la parte negativa es redundante.

El número de operaciones necesario para el cálculo de la transformada es de  $n \cdot \text{Log}_2(n)$ , mucho más reducido que si efectuamos la transformada discreta por el método tradicional, que necesita  $n^2$  operaciones.

El valor de la frecuencia (en hertzios) en relación al índice  $i$  que recorre el array de  $n$  muestras es (para  $i=1$  hasta  $i=n/2$ ):

$$f = \frac{\text{RazonMuestreo} \times i}{n} \quad (2.5)$$

Los valores desde  $n/2$  hasta  $n$ , son los valores correspondientes a las frecuencias negativas (el espectro está invertido).

El índice  $n/2$  es un caso especial, ya que se corresponde a la frecuencia de Nyquist, es decir, la mitad de la frecuencia a la que estamos muestreando, y que según el criterio de Nyquist es la máxima que puede tener la señal para que no exista solapamiento. Si por ejemplo muestreásemos a una frecuencia de 44.100 Hz (Calidad CD), el tope derecho del espectro se encontrará en 22.050 Hz, que será la máxima frecuencia posible de la señal con esa frecuencia de muestreo.

Una vez obtenidos los arrays con la parte real e imaginaria de la FFT ( $RealOut[i]$  e  $ImagOut[i]$ ) podemos calcular fácilmente el módulo del espectro y su fase. Para ello simplemente se han de realizar las siguientes operaciones:

$$Modulo = \sqrt{RealOut[i]^2 + ImagOut[i]^2}$$

$$Fase = ArcTg \frac{ImagOut[i]}{RealOut[i]} \quad (2.6)$$

### 2.2.6 Distorsión de la Onda de Tensión y Corriente

Como sabemos, la tensión logra distorsionarse, como resultado de la relación intrínseca que existe entre la demanda de corriente armónica y la impedancia de la fuente. Sabemos además, que una onda de tensión y corriente ambas distorsionadas, pueden expresarse como la suma de voltajes senoidales de muchas frecuencias. La técnica de transformada de Fourier provee un método para descomponer una señal en el tiempo, en amplitudes y fases, de todas las frecuencias presentes. Así, es posible estudiar el efecto de cada voltaje senoidal individual de una frecuencia diferente, en la red y añadirla en la mayoría de los análisis. Así, serán importantes las relaciones siguientes:

Sean  $V_1$ ,  $\theta_1$ ,  $I_1$ ,  $\phi_1$  los valores a la frecuencia fundamental y sea  $f$  la frecuencia fundamental, así  $\omega = 2\pi f$

$$V(t) = \sum_{h=1}^n V_h \text{sen}(h\omega t + \theta_h) \quad (2.7)$$

$$I(t) = \sum_{h=1}^n I_h \text{sen}(h\omega t + \phi_h) \quad (2.8)$$

Donde para la h-ésima armónica:

$V_h$  es la amplitud y

$\theta_h$  es la fase inicial

$I_h$  es la amplitud y

$\phi_h$  es la fase inicial

### 2.2.7 La Potencia Verdadera Y Los Armónicos

Dentro de la temática de la calidad del suministro eléctrico, no resulta frecuente la inclusión de los aspectos energéticos. Sin embargo, en una red eléctrica las magnitudes tensión, intensidad, potencia y energía están, íntimamente, relacionadas, no habiendo justificación para excluir las dos últimas. A partir de los años veinte, se han formulado las interpretaciones más conocidas del flujo de potencia: Iliovici, Lienard, Budeanu y Fryze fueron los más significativos; a finales de los sesenta, la descomposición de Shepherd reactivó la polémica. A lo largo de éste siglo, se han desarrollado múltiples teorías sobre el flujo de potencias en régimen no-senoidal. Solamente existe cierta unanimidad en el concepto y formulación de la potencia activa  $P$  transmitida a una red monofásica. En el último decenio, los estudios se han centrado en el establecimiento del flujo de potencias en redes trifásicas en régimen no-senoidal o desequilibrado senoidal, ya que pueden establecerse distintas formulaciones para totalizar el balance de las componentes de potencia de las distintas fases, y diferentes estrategias para su formulación.

Recientemente, un Grupo de Trabajo de IEEE ha expuesto una propuesta de flujo trifásico de potencia que ha originado una viva polémica entre distintos especialistas. Resulta, particularmente, significativa la procedencia de los miembros del equipo: ingenieros de compañías eléctricas, de centros de investigación, de empresas fabricantes de equipos de facturación de energía eléctrica, y profesores universitarios. El equilibrio

entre las profesiones de los integrantes del Grupo de IEEE parece garantizar, de una parte, la solvencia técnico–científica de su propuesta y, de otra, la inmediata aplicación de sus trabajos a una nueva filosofía de la facturación de la energía eléctrica.

La potencia verdadera será el valor integrado del producto entre el voltaje instantáneo y corriente instantánea durante un ciclo completo, es el promedio de la energía verdadera fluida, y es la suma absoluta de las potencias de todas las frecuencias, de la potencia fundamental y la potencia de las armónicas. Los instrumentos digitales pueden medir estos valores exactamente según la definición. Esto se muestra en la ecuación siguiente, donde la potencia total o verdadera es igual a la potencia fundamental seguido por la potencia armónica:

$$\sum_{h=1}^n V_h I_h \cos(\theta_h - \phi_h) = V_1 I_1 \cos(\theta_1 - \phi_1) + \sum_{h=2}^n V_h I_h \cos(\theta_h - \phi_h) \quad (2.9)$$

$$\overline{Pot.Verdadera} = \overline{Pot.Fundamental} + \overline{Pot.Armonica}$$

Donde:

$P$  es la potencia activa verdadera,

$T$  período de la tensión.

$v, i$  valores instantáneos de la tensión e intensidad, respectivamente.

$V_h$  y  $I_h$  son los valores eficaces de las armónicas de tensión y corriente,

$\theta_h$  y  $\phi_h$  son los ángulos de fase de la tensión y corriente en cada armónica.

El IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms [9], define un gran número de expresiones para la potencia, tanto en régimen senoidal como no–senoidal, para redes monofásicas y trifásicas. Numerosos autores han solicitado la actualización de estas definiciones –contradictorios entre sí– y que están originando que puedan obtenerse valores dispares de las potencias reactiva y aparente o del factor de potencia, para una misma red.

Desde que en 1918 Iliovici propuso una definición para la potencia reactiva en régimen no–senoidal, han sido múltiples los investigadores que han expuesto distintas

teorías sobre éste tema [1]. En 1927, C. Budeanu establece el principio de separación de la potencia aparente en tres términos ortogonales:

$$S^2 = P^2 + Q_b^2 + D^2 \quad (2.10)$$

siendo  $P$  la potencia activa,  $D$  la de distorsión y  $Q_b$  la potencia reactiva definida por:

$$Q_b = \sum_l^n V_h I_h \text{sen} \varphi_h \quad (2.11)$$

La potencia complementaria que Budeanu denomina potencia ficticia y el Diccionario de IEEE llama potencia no-activa, viene dada por la expresión:

$$P_c = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{Q_b^2 + D^2} \quad (2.12)$$

$Q_b$  ha sido aceptada por la CEI y CIGRE y figura en el Diccionario de Términos Eléctricos y Electrónicos de IEEE.

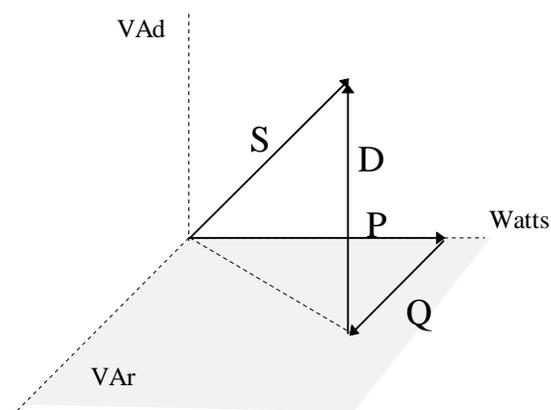


Figura 2.6 Triángulo de Potencias para sistemas no senoidales.

### 2.2.8 Direccionalidad De Las Armónicas

El campo de la calidad de energía, se ha encontrado con la siguiente pregunta ¿en que dirección está fluyendo la corriente armónica?; de la fuente a la carga, o de la carga

a la fuente. Esto todavía es un tema polémico para algunos estudiosos, pero el conocimiento normalmente aceptado para determinarla, es observando el ángulo de fase de la potencia armónica, o que es lo mismo la relación entre el voltaje y corriente de un armónico particular. Las mismas reglas que se aplicarían a una onda senoidal pura de tensión y corriente se aplicarían aquí. Puede verse entonces, como el tema de la direccionalidad de los armónicos todavía no deja de ser un tema académico, aún cuando algunos analizadores de calidad de energía lo tienen implementado en su software.

Existen otros aspectos que se encuentran ligados con la direccionalidad armónica, como el cuantificar las contribuciones armónicas entre las partes comprometidas; es decir cuanto de esta distorsión es atribuible al consumidor y cuanto a la empresa del servicio eléctrico. La cuantificación de las contribuciones armónicas es un tema que complica aún más el tema de las perturbaciones armónicas. En la practica el definir el nivel de responsabilidad de la distorsión armónica, se puede dar en cualquier punto de la red y en todas las fases del negocio eléctrico; desde la etapa de generación, pasando por la transmisión y distribución hasta el consumidor final, tal como se observa en la figura 2.7.

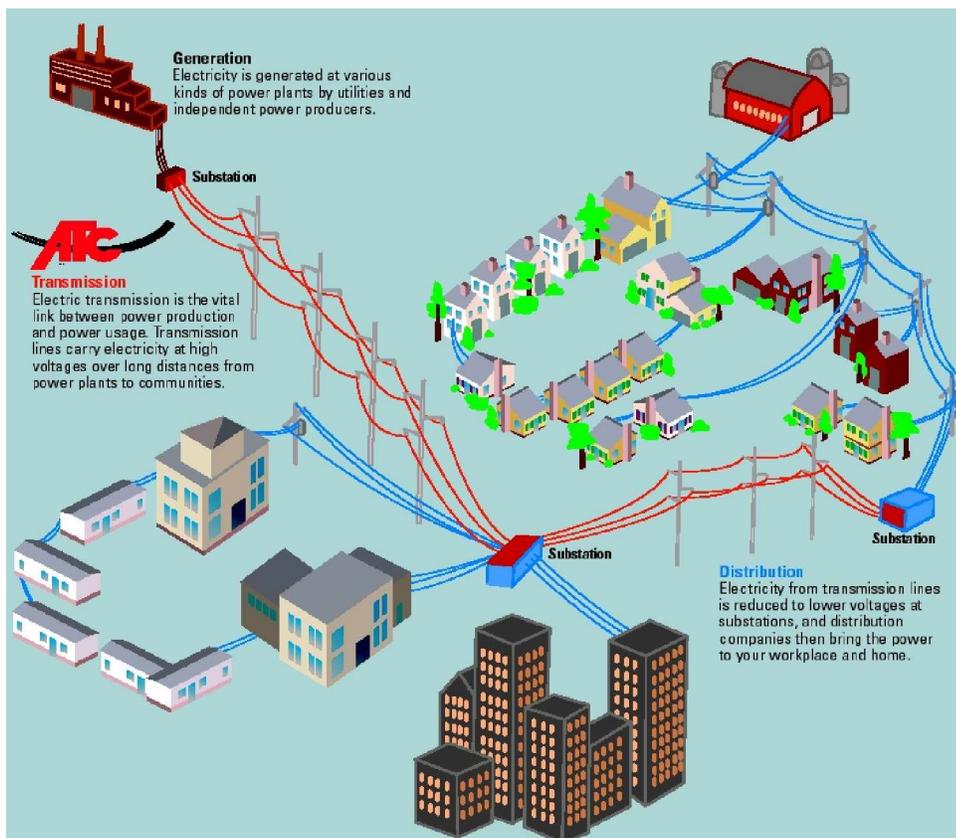


Figura 2.7 Etapas del negocio eléctrico.

### a) Determinación de la dirección del flujo armónico

Se tiene que el desfase entre la tensión y corriente en una carga resistente pura es  $0^\circ$ , y su factor de potencia es 1. Si la carga es un inductor puro, entonces la corriente retrasa a la tensión por  $90^\circ$  (lo que normalmente se indica como  $+90^\circ$ ). Si la carga es un condensador puro, la corriente adelanta a la tensión  $90^\circ$  (llamado también  $-90^\circ$ ). De manera que el factor de potencia de una carga resistiva e inductiva sería un número positivo entre 0 y 1, mientras una carga resistiva y capacitiva sería un número negativo. Si el ángulo de desfase entre la tensión y corriente es más de  $90^\circ$ , es decir que está entre  $90^\circ$  y  $270^\circ$  sobre un CT adecuadamente instalado<sup>12</sup>, entonces se asume que el flujo de potencia armónica está en la dirección opuesta del flujo de potencia fundamental, es decir, de la carga a la fuente.

Los valores reales de potencia activa armónica sólo pueden generarse con tensiones y corrientes de la misma frecuencia armónica. Asumiendo que el sistema es razonablemente simétrico y balanceado, la base para un análisis de flujo de potencia es tomar un número entero de ciclos, para un valor de tensión y la correspondiente corriente, luego descomponerlos en sus componentes armónicas y calcular el flujo de potencia para cada una de las armónicas mediante la fórmula siguiente:

$$P_h = V_h I_h \cos(\theta_h - \phi_h) \quad (2.13)$$

Donde:

$h$  es el número de armónica (entero  $> 1$ ),

$P_h$  es la potencia activa a la armónica  $h$ ,

$V_h$  y  $I_h$  son los valores eficaces de las armónicas de tensión y corriente,

$\theta_h$  y  $\phi_h$  son los ángulos de fase de la tensión y corriente en cada armónica.

---

<sup>12</sup> Esto puede significar un error, cuando la sonda o pinza de corriente usada con el analizador armónico, esta colocado en la dirección opuesta al flujo de potencia supuesta. Para evitar este error la mayoría de las sondas de corriente tiene una flecha que debe estar apuntando en la dirección de la fuente a la carga que es la dirección normal de flujo de potencia.

Para analizar y determinar la direccionalidad del flujo armónico en un sistema eléctrico de forma mas integral, como el de la figura 2.7, es necesario tener en cuenta que las fuentes de corrientes armónicas dominantes pueden localizarse en la red de tal forma que pueden determinar la dirección del flujo de potencia armónica en varios puntos de un sistema eléctrico. Así tendremos, si un carga o subsistema (alimentador, red parcial) es lineal, y la tensión de suministro ya se encuentra distorsionada, entonces la parte resistiva de dicha carga consumirá potencia activa armónica de la red. Empleando la convención normal sobre el signo del flujo de potencia, tal situación significa que la potencia activa que fluye desde la red hacia este subsistema, es de signo positivo para cada frecuencia armónica ( $P_h > 0$ ). Por el contrario, si la carga o subsistema en consideración contiene importantes fuentes de corrientes armónicas (como cargas no lineales), puede haber un flujo de potencia activa de algunas armónicas es en sentido inverso, es decir de la carga hacia la red ( $P_h < 0$ ). El sentido del flujo de potencia, –que puede ser de ayuda para hallar la ubicación de las fuentes de armónicas– está dado por el signo de  $P_h$ , que se determina por el ángulo relativo entre los fasores de tensión y corriente. Existen ya equipos que tienen implementado en su propio software la posibilidad de evaluar y graficar de forma directa la potencia armónica. A continuación se muestra un grafico realizada con un equipo analizador de la marca LEM Instrument.

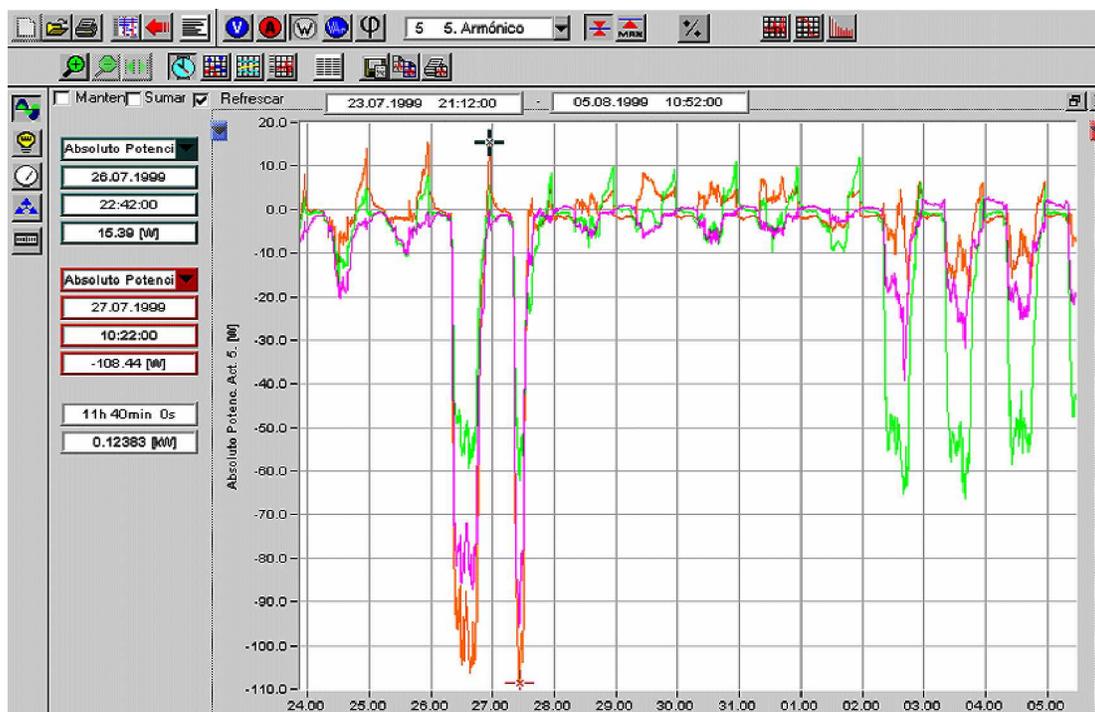


Figura 2.8 Registros de potencia armónica obtenida con el analizador Topas de LEM Instruments.

## b) Potenciales Errores en su determinación

Hay varios elementos que pueden causar inexactitud al momento de dar la dirección del flujo armónico; estos abarcan el cambio o diferencia de fase en el transformador de corriente (CT) y del transformador de tensión (PT), la calibración, el muestreo, y la respuesta en frecuencia. Debido a que la dirección está basada sobre la relación de fase entre la tensión y corriente, cualquier cambio de fase causa un grado de incertidumbre y tiene correlación con un potencial error.

Es importante considerar las especificaciones de todo transformador, sonda o pinza de corriente, que usan los equipos analizadores. Tener en cuenta que esta diferencia de fase cambia con los cambios de la carga, así como también, su exactitud cuando cambia la frecuencia de medición. Por este motivo existe la curva de respuesta típica de los transductores de corriente, donde se puede observar como el incremento de frecuencia, cambia la esta diferencia de fase también, como se muestra a continuación en la figura 2.8. Esto podría afectar adversamente la indicación de la dirección armónica debido a la reducción del nivel en la amplitud de la corriente.

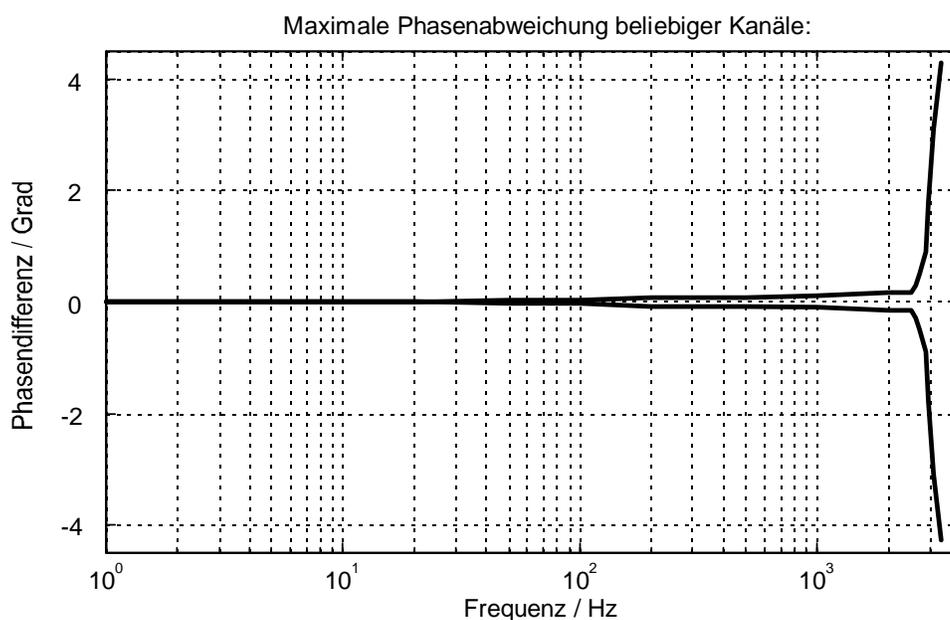


Figura 2.9 Curva de la diferencia de fase vs la frecuencia

Así por ejemplo, si un transformador de corriente tiene un cambio de fase  $\pm 3^\circ$ , el grado de incertidumbre (o la posibilidad de proponer la dirección de flujo de potencia incorrecta) sería  $12 \div 360 \times 100\% = 3.33\%$ . El razonamiento es como sigue; debido a

que los cambios de dirección de la fuente a la carga (o viceversa) se dan en  $90^\circ$  y  $270^\circ$  y el error del transformador es  $\pm 3^\circ$ , entonces hay un grado de incertidumbre entre  $87^\circ$  y  $93^\circ$  y,  $267^\circ$  y  $273^\circ$ . Esto indica que los cálculos de flujo de potencia son muy sensibles cuando los componentes de tensión y corriente están casi en cuadratura, en estas condiciones debe tenerse cuidado al interpretar los resultados. Se hace necesario entonces, siempre contar con diseños de pinzas de corriente que minimicen estos errores, por lo que es recomendable escoger un transformador de corriente de buena calidad y tenga una pequeña diferencia de fase y una buena respuesta en frecuencia.

El usuario debe ser advertido que en varias mediciones, los niveles de corriente y tensión armónica son tan bajos que el número de vatios armónicos es tan pequeño que no tendría sentido saber información sobre la dirección del flujo de potencia armónico. Por ejemplo, si en un circuito 120V / 30A, hay una tensión de 5ta armónica de 0.05 V y la corriente armónica de 0.2A, tendríamos 0.01W es realmente insignificante y la exactitud de la dirección es muy baja. A modo de resumen podemos tener presente las siguientes consideraciones:

- medir la exactitud del ángulo de fase para niveles bajo de armónicos, para los TC y transductores de corriente;
- evitar dar conclusiones cuando las magnitudes de los armónicos de la variable es pequeña (energía armónica muy pequeña);
- condiciones de resonancia amplifican el efecto de la diferencia del ángulo fase;
- usar operaciones simples con estos valores para evitar aumentar el nivel de error;
- es mejor considerar en el análisis los armónicos de menor orden (3er a 11er);
- siempre hacer uso de un método alternativo para tener una referencia con los resultados.

### **2.3 Punto de Acoplamiento Común (PAC)**

El denominado también como punto de conexión común "PCC" es el punto de la red de distribución en el que se pretende conectar eléctricamente la carga de un usuario, o donde se encuentran ya conectados uno o más cargas. La correcta selección del PAC es

uno de los factores determinantes para disminuir tanto los efectos que producen los receptores perturbadores sobre la red, como los de las perturbaciones que transmite la red sobre los receptores que son sensibles a ellas. Lógicamente, esta medida sólo puede adoptarse cuando se trata de una instalación que va a ser conectada por primera vez a la red de alimentación eléctrica, pero en cualquier caso, dada su importancia, debería ser tomada en cuenta desde la misma fase del proyecto de la instalación. Este factor ha de ser tomado en consideración preferentemente en aquellas instalaciones que disponen de un equipamiento singular, ya sea por su especial sensibilidad a posibles perturbaciones (equipos de control automático, ordenadores, variadores de velocidad para motores, etc.) o por su capacidad de ser emisores de las mismas (rectificadores, hornos de arco e inducción, grandes motores, etc.).

Los usuarios de estas instalaciones deben dirigirse a la empresa suministradora aportando la información precisa para que ésta pueda seleccionar el PAC que mejor satisfaga sus intereses, teniendo en cuenta los requerimientos de calidad del suministro necesarios para el tipo de equipamiento que se va a instalar y las características de la red. Para las instalaciones que son potencialmente perturbadoras, el estudio se podría basarse en los siguientes criterios:

Estimar si el nivel de perturbación general de la red, una vez que se conecte el nuevo usuario, se mantiene dentro de valores aceptables. Si es así, se acepta automáticamente su conexión. Esta estimación se puede realizar mediante una serie de algoritmos que tienen en cuenta las características de la red y de las instalaciones de los demás clientes que están conectados a ella.

En el caso de que el nivel de perturbación general de la red vaya a rebasar los límites aceptables, se estudiarán soluciones que permitan reducir el nivel de emisión de las instalaciones del nuevo usuario basadas en filtros, incremento de la SCC, etc..

Si, a pesar de todo, no se consigue reducir el nivel de emisión suficientemente, se estudiará la elección de otro PAC.

En la figura de abajo se muestra un ejemplo de PAC, típico para el caso donde existe 3 cargas identificadas. El cliente en estudio (punto de entrega), el transformador de distribución para clientes BT, y otra que agrupa el resto de clientes de la red restante.

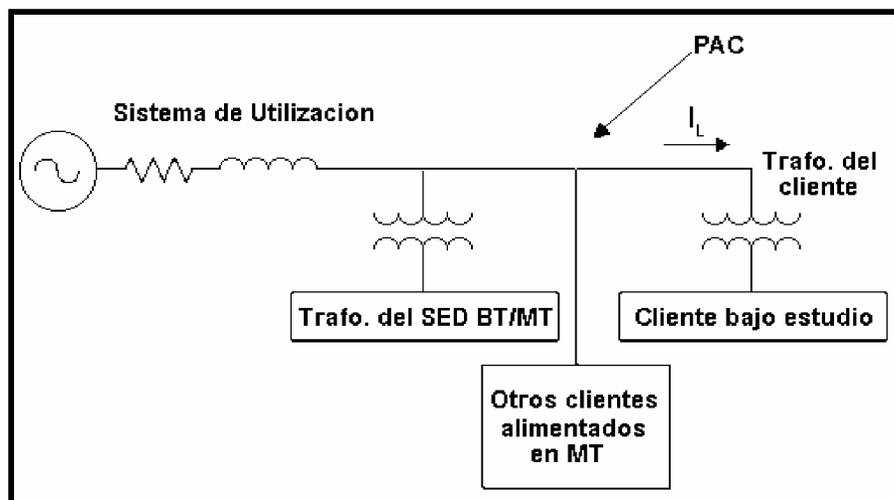


Figura 2.10 Representación de un PAC según IEEE-519

## 2.4 Las Normas De Calidad de Energía

En la actualidad existe un proceso generalizado de cambios en la regulación de los sistemas de energía eléctrica. Estos cambios están orientados a la introducción de mecanismos de competencia ahí donde es posible. Las necesidades de los clientes también están evolucionando y se están acostumbrando a una atención cada vez más personalizada y de mayor calidad. Estos niveles de calidad de atención al cliente ya existentes en otros ámbitos, se están empezando a exigir poco a poco en los servicios regulados, que tienen cierto retraso en este aspecto debido a su carácter de monopolio. Además, la sociedad se está volviendo cada vez más dependiente del suministro eléctrico, por lo que necesita y exige una mayor calidad del mismo. Los aspectos que componen lo que se viene llamando calidad del servicio eléctrico son los siguientes:

Calidad del suministro: engloba todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad, y últimamente se denomina también calidad del producto electricidad. Históricamente se ha venido dividiendo en:

Continuidad del suministro (existencia de tensión de alimentación).

Calidad de la onda de tensión (forma de la onda y perturbaciones asociadas).

Calidad de atención comercial: engloba todos los aspectos de atención al cliente, como pueden ser la contratación del suministro, la facturación, la resolución de quejas, etc.

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad más inmediato y evidente. Es el que más se ha estudiado y sobre el que más se ha escrito. Hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la calidad del servicio. A medida que los países se han ido desarrollando, se han alcanzado unos niveles de continuidad del suministro cada vez más aceptables y más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo. Pero también han aparecido equipos que han inyectado cada vez más perturbaciones en la red (ordenadores, convertidores, etc.) y que además son más sensibles (susceptibles) a esas mismas perturbaciones u otras ya existentes en la red. Debido a ello, el aspecto de calidad de la onda suministrada está teniendo cada vez más importancia.

La calidad de la atención comercial está apareciendo también con fuerza, pero por otros motivos. Este aspecto no es exclusivo al suministro de electricidad, sino que en toda la sociedad existe una mayor exigencia sobre la calidad de atención comercial.

#### **2.4.1 Revisión Internacional De Las Normas De Calidad.**

Se han elegido los países revisados desde el punto de vista de interés de su regulación de calidad. Se han elegido varios países que están inmersos o ya han acabado procesos de liberalización de su mercado de energía eléctrica, como son Inglaterra y Gales, Chile, Noruega y sobre todo Argentina. Se ha revisado también el caso opuesto como es el de Francia, donde todavía está todo integrado y centralizado en la compañía EDF. También se ha estudiado el caso de la compañía distribuidora de Nueva York (NYSEG), debido a una propuesta original para tener en cuenta los niveles de calidad obtenidos en la remuneración de la Distribuidora. Este apartado acaba con un análisis comparativo de las distintas características de las regulaciones revisadas.

#### **2.4.2 La Norma Argentina.**

La regulación de la calidad en Argentina es muy completa y la más ambiciosa. Regula todos los aspectos de la calidad: continuidad del suministro, calidad de la onda y atención comercial. La calidad pretende ser controlada individualmente.

Previamente a la liberalización, las principales compañías eléctricas, de propiedad pública, estaban verticalmente integradas (generación, transporte y distribución). Las empresas eléctricas operaban a través de concesiones nacionales, provinciales y municipales. Siendo los niveles de calidad de servicio en distribución eran bastante

precarios. Se decide privatizar las compañías eléctricas, creándose diferentes empresas de generación y de distribución. Se crea además la figura del Organismo Regulador (ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad). Se hace hincapié en la calidad del suministro al consumidor, estableciéndose sanciones en caso de incumplimiento.

La regulación de la distribución es con un control exhaustivo de la calidad, y dicha labor de regulación es desarrollada por el ENRE que, tiene entre otras funciones la labor de dictar reglamentos en materia de seguridad, protección ambiental y calidad del servicio. En su estructura orgánica figura el área operativa de control, que entre otras tareas tiene a su cargo el control de la calidad de servicio y la atención de las reclamaciones de los usuarios.

Estos son los aspectos de la calidad de servicio en los cuales las compañías distribuidoras están sujetas a regulación:

*Calidad del producto técnico suministrado (calidad de la onda).* Los aspectos controlados son nivel de tensión, flícker, armónicos y variaciones lentas de tensión.

Calidad del servicio técnico prestado (continuidad: frecuencia y duración de las interrupciones). En este apartado se controlan únicamente las interrupciones de duración mayor de tres minutos.

*Calidad del servicio comercial (atención comercial).* Se controla el tiempo de conexión de nuevos usuarios (entre 5 y 30 días de límite), la utilización de la facturación estimada (debe ser inferior al 8%), la respuesta y resolución de errores de facturación y la atención de quejas: la Distribuidora debe remitirlas al ENRE junto con la solución adoptada en un plazo inferior a diez días.

La experiencia adquirida en el transcurso de la primera etapa pone de manifiesto una mejora significativa de los índices de calidad controlados, teniendo en cuenta las graves deficiencias en calidad de servicio que existían. En el primer semestre de aplicación de la etapa 1 se observaron niveles de calidad significativamente peores a los exigibles. En el resto del transcurso de esta etapa, los índices de calidad de las distribuidoras se situaron por encima de los exigidos por el ENRE, a pesar de que el nivel de exigencia ha aumentado a través del transcurso de las 3 sub etapas que integran la etapa 1. El 76% de las penalizaciones correspondieron a deficiente continuidad del suministro, el 19% a deficiente calidad de la onda, y el 5% a falta de calidad en el aspecto de la atención al cliente.

### 2.4.3 La Norma Chilena

Chile, al privatizar y liberalizar en cierto modo su mercado en el año 1982, ha sido el país pionero en la desregulación de los mercados de energía eléctrica. Es importante ver la evolución que ha tenido el tratamiento de la calidad en un mercado de tipo competitivo como éste. Los objetivos planteados con esta nueva regulación eran un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico, reflejar al cliente la estructura real de los costos del servicio ofrecido y evitar la discriminación, según el destino de los consumos. Para conseguir estos objetivos, se separaron las actividades de generación, transporte y distribución; introducción de un mercado libre de generación; contratación libre del proveedor de energía para los clientes de más de 2 MW; acceso libre a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje. El servicio de distribución se regula mediante una concesión territorial, por considerarse un servicio público con características de monopolio natural. Las distribuidoras están obligadas a conectar a cualquier cliente que lo solicite dentro de su territorio de concesión, y a permitir el acceso de terceros a la red.

Reglamento aprobado se obliga a las Distribuidoras a tener cubierta la demanda para los próximos tres años y, en caso de no poder cumplir con esta obligación, informar al Ministerio en un plazo de 30 días. De lo que sí es responsable la Distribuidora es de la calidad del servicio ofrecido a los clientes finales. Uno de los aspectos de la calidad que se propone controlar es la calidad de la onda en prácticamente todos sus aspectos. Para poder cumplir con estas obligaciones, se establecen unos límites de inyección de perturbaciones a la red por parte de los clientes, y se establecen los procedimientos necesarios para que las Distribuidoras puedan controlar que se respeten esos límites.

Estos son los aspectos de la calidad de servicio en los cuales las compañías distribuidoras están sujetas a regulación:

*Calidad de la onda.* Se proponen controlar prácticamente todos los aspectos de la calidad de la onda, aunque únicamente se proponen valores límite concretos para el nivel de tensión, frecuencia, flícker, armónicos y variaciones lentas de tensión. Los valores límite propuestos para el flícker y los armónicos son similares a los descritos en UNE-EN 50160. Los demás aspectos (desequilibrios, interrupciones breves, huecos, etc.) quedan pendientes de nuevos reglamentos o normas dictadas posteriormente.

*Continuidad del suministro: frecuencia y duración de las interrupciones de más de tres minutos.* Se propone controlar la continuidad del suministro individual y de sistema.

Para la continuidad del suministro individual, se establecen límites para el número de interrupciones y el tiempo total de interrupción que incluyen las interrupciones programadas. Se menciona la posibilidad de definir valores límite distintos para los clientes y zonas rurales, pero se deja a una futura norma tanto los valores como la definición de qué es un cliente o una zona rural.

*Atención comercial.* Se propone controlar el tiempo de conexión de nuevos usuarios, la utilización de la facturación estimada, la respuesta y resolución de errores de facturación y la atención de quejas. Pero no se especifican valores límite. También se obliga a realizar encuestas anuales que midan la satisfacción del cliente con respecto a la calidad del servicio ofrecido.

#### **2.4.4 La Norma Inglesa**

El caso inglés constituye uno de los ejemplos de privatización llevada a cabo en el sector eléctrico. Dicha privatización ha venido acompañada de la introducción de elementos de competencia (a través del mercado spot de la energía: Pool) y de importantes cambios estructurales. El negocio eléctrico es regulado por la Oficina Reguladora (OFFER). Actualmente, existen 4 áreas de negocio diferenciadas: el servicio de distribución (Distribution), la comercialización (Supply, la cual incluye los servicios de acceso de terceros a la red), la generación y la operación del sistema y transporte de energía eléctrica (en este caso, estas dos últimas funciones están juntas en un mismo agente).

En primer lugar cabe destacar que en el Reino Unido las distribuidoras únicamente son responsables de la calidad del suministro dentro de sus propias redes, es decir, no son responsables de garantizar el volumen de generación necesario para abastecer a la demanda, a diferencia del caso argentino. La normativa existente sobre calidad de servicio está muy orientada hacia los aspectos de atención al cliente, existiendo únicamente una normativa técnica sobre planificación en lo referente a la continuidad del suministro. Esta normativa es la "Engineering Recommendation P.2/5" [ACE 79]. Es una norma de planificación de la distribución establecida en 1978, mucho antes de la privatización. Como excepción, permite una aplicación menos exigente de esta normativa en determinadas áreas, por dificultad del suministro (en especial en algunas zonas de Escocia). Los aspectos de atención al cliente son considerados bajo la normativa "Standard of Performance", la cual contiene las pautas que deben seguir las

Distribuidoras en cuanto a niveles mínimos garantizados de atención a cada cliente individual (guaranteed standards).

En caso de incumplimiento de los niveles mínimos garantizados, se establecen penalizaciones económicas, las cuales serán abonadas a los consumidores afectados. Los aspectos regulados de esta forma son: tiempos máximos de reposición del servicio para diferentes tipos de averías, tiempo de preaviso de interrupciones programadas, tiempo de conexión de nuevos usuarios, atención a quejas, tiempo de corrección de errores de medición y facturación, y tiempo máximo en resolver problemas de niveles de tensión.

En Inglaterra existe un elevado grado de satisfacción del consumidor con el nivel de calidad de servicio que recibe. El sistema de control de la calidad, muy enfocado a aspectos de la atención al cliente, sólo "monitoriza" un determinado número de servicios que presta la distribuidora al cliente. Es debido a que en los países industrialmente desarrollados, el nivel de calidad técnica del suministro es considerado generalmente aceptable, mientras que la atención comercial ha sido descuidada debido a las situaciones de monopolio. No está claro que esta situación siga igual con el cambio regulativo.

#### **2.4.5 La Norma Francesa**

El sector eléctrico en Francia está concebido como un servicio público el cual es desempeñado por la empresa estatal EDF (Électricité de France) en régimen de monopolio. Desde el punto de la calidad, EDF lleva unos años implantando planes de mejora de la calidad sobre todo en entornos rurales. Estos planes se refieren sobre todo a reducción de la longitud de las líneas de MT, enterrar líneas aéreas, etc. Pero además de estos aspectos de planificación de las inversiones, EDF ha creado un tipo de contrato nuevo, el contrato ÉMERAUDE, que incluye el control de ciertos aspectos de calidad del servicio. Este contrato establece con los clientes que lo suscriban un compromiso de calidad de servicio en aspectos tanto de continuidad del servicio como de calidad de la onda. Estos compromisos son distintos según sean los clientes de MT (< 63 kV, excluyendo niveles de tensión domésticos: se denotan como HTA) o de AT (> 63 kV: se denotan como HTB). En él se fijan unos límites de número de interrupciones breves y largas y unos niveles de perturbaciones existentes a partir de los cuales EDF indemnizaría al cliente. Existen varias modalidades de este contrato. Para los aspectos de

la calidad de la onda, propone unos valores máximos de armónicos, flícker, sobretensiones y variaciones lentas de tensión.

Pero el tipo de contrato más interesante es en el que se pueden acordar entre el cliente y EDF los niveles de calidad garantizados. Se pueden fijar otros límites a los aspectos ya controlados en el contrato tipo, o proponer controlar otros aspectos como huecos de tensión. Las indemnizaciones en caso de sobrepaso de los límites acordados serían las acordadas entre las dos partes.

#### **2.4.6 La Norma Noruega**

Noruega liberalizó su mercado eléctrico en el año 1990, con la Energy Act. El panorama era el siguiente: prácticamente la totalidad de la generación era hidráulica; había más capacidad de la necesaria; existían más de 200 compañías eléctricas para un mercado de 4,5 millones de personas. Esto último es debido a que la mayoría de las compañías de electricidad del país son propiedad de los municipios. La Energy Act se introdujo con la intención de cambiar completamente el marco regulativo. Sus puntos clave son: introducción de un mercado libre de generación; contratación libre del proveedor de energía para cualquier cliente, incluso doméstico; acceso libre a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje; nacionalización de la red de transporte (un 85 % de la red); las compañías eléctricas locales siguen manteniendo el monopolio de distribución por áreas geográficas. Sobre todo porque están gestionadas por los municipios locales.

La evolución del mercado después de la entrada en vigor de la nueva ley se puede resumir en los siguientes puntos: energía eléctrica más barata para los grandes consumidores, y más cara para los pequeños; mayor eficiencia de las compañías. Se han producido algunas fusiones entre las compañías más pequeñas en aras de la eficiencia; aparición de brokers de energía. Dentro de este marco, la legislación sobre calidad del suministro es muy escueta. La regulación se reduce a tres puntos: controlar el nivel de tensión ( $\pm 10\%$ ), la frecuencia ( $\pm 2\%$ ) y por último y más interesante, informar a los clientes sobre la calidad esperada en la zona, tanto de continuidad del suministro como de calidad de la onda.

Toda calidad extra que se desee debe ser pactada entre el cliente y la compañía eléctrica. Al no regular nada, se quería que el mercado mismo llegase al nivel de calidad que la sociedad demandase en cada momento. Hay que tener en cuenta que cualquier

cliente puede elegir a quién compra su energía. Para poder controlar la evolución de la calidad y el cumplimiento de las expectativas de calidad de la sociedad, se introdujo la obligación de informar sobre la calidad esperada en cada zona. Esta regulación ha provocado un cambio en la mentalidad de las Distribuidoras y de los clientes. Las compañías han adoptado un Plan de Calidad, en parte para cumplir con la obligación de informar que impone la Energy Act y en parte para obtener los conocimientos necesarios para resolver los problemas relacionados con la calidad del suministro, ya sea del punto de vista de los clientes o de las compañías. Este plan de calidad tiene los siguientes objetivos principales:

Establecer métodos de medición y documentación de la calidad uniformizados para todas las empresas.

Obtener el conocimiento necesario para adecuar la calidad a las necesidades de los clientes y para resolver los problemas derivados de una mala calidad (ya sea para asesorar al cliente o a la propia compañía).

Cumplir con el requisito legal de informar a los clientes sobre la calidad que deben esperar.

Este plan está financiado en gran parte por las propias compañías eléctricas, y es realizado por EFI, un instituto de investigación relacionado con la universidad y el conjunto de las empresas eléctricas del país.

#### **2.4.7 La Norma de Nueva York**

En este apartado se describe una propuesta de regulación de calidad [NYSEG 94] que hizo la Distribuidora de Nueva York NYSEG (New York State Electric & Gas). Tiene interés debido a la originalidad del planteamiento propuesto. No constituye un reglamento oficial, sino que es únicamente una propuesta al regulador.

La propuesta contempla el control de distintos índices de calidad, cuyos niveles se traducirían en puntos negativos o positivos. Estos puntos tendrían una relación lineal con otros puntos, denominados puntos básicos. Estos puntos básicos representan un porcentaje de la rentabilidad nominal de la Distribuidora fijada a través de su remuneración. Se convierten por tanto en incentivos (puntos positivos) o penalizaciones (puntos negativos).

Los aspectos de la calidad controlados son la continuidad del suministro y la atención comercial. A la continuidad del suministro, se le asignan  $\pm 24$  puntos, que se traducen luego en  $\pm 5$  puntos básicos, mientras que a la atención comercial se le asignan  $-200/+100$  puntos, que se traducen luego en  $-20/+10$  puntos básicos. Se le da por tanto mucha más importancia a la atención comercial que la calidad técnica del suministro, igual que en Inglaterra y Gales. En cualquier caso, una mala calidad del servicio puede ocasionar una pérdida de rentabilidad de un 25% en total, mientras que una buena calidad puede suponer un incremento de la rentabilidad de un 15%.

El mercado servido por NYSEG se ha segregado en doce zonas de servicio, para cada una de las cuales se define un valor mínimo y otro objetivo de cada índice, adaptado a cada zona. En caso de que el nivel de calidad esté por debajo del valor mínimo, se tiene un punto negativo. Si el nivel de calidad se mantiene entre el mínimo y el objetivo, se tiene cero puntos, y si el nivel es superior al objetivo, entonces se tiene un punto positivo. Esto es válido para los dos índices, y se aplica por separado a las doce zonas de servicio definidas. De esta forma se llega a los  $\pm 24$  puntos de continuidad del suministro.

Los objetivos mínimos exigibles se basan en las medidas más objetivas como son los tiempos de espera por teléfono, los tiempos de conexión de nuevos clientes, el porcentaje de consumos estimados, el número de quejas recibidas, etc. Además incluyen un aspecto bastante novedoso. La Distribuidora debe realizar un estudio estadístico sobre la disponibilidad de los clientes a pagar en función del nivel de calidad servido. De los 100 puntos negativos de estos objetivos mínimos exigibles, 20 de ellos se determinan basándose en la accesibilidad por parte del Regulador a ese estudio.

#### **2.4.8 Resumen Comparativo**

Entre los países revisados, en un extremo se encuentra Francia con un sistema totalmente integrado, público y monopolista. En el otro extremo está Noruega con un sistema totalmente liberalizado, donde todos los clientes pueden acceder al libre mercado de energía eléctrica. En todos ellos han aparecido novedades en cuanto a la regulación de calidad. Cada país ha optado por un método de regulación propio, adaptado a su situación de nivel de calidad y marco regulativo. Pero se pueden distinguir dos corrientes importantes:

Dentro de los países desarrollados, se tiende más hacia una regulación centrada en la atención comercial, dejando un poco de lado el aspecto técnico de la calidad del servicio. Estos países suelen tener un nivel de calidad bueno, sobre todo para las necesidades de los clientes domésticos. En cambio, las Distribuidoras no han cuidado adecuadamente la atención comercial al trabajar en régimen de monopolio. Hasta hace poco, en España se llamaban abonados a lo que hoy se llaman clientes. El caso más llamativo es el de Inglaterra y Gales donde se penalizan bajos niveles de atención comercial, mientras que únicamente se contempla la publicación de índices de continuidad del suministro. En Nueva York, NYSEG propone una regulación de incentivos/penalizaciones donde el mayor peso (75%) lo tienen los aspectos de atención comercial. En Noruega se ha dejado hasta ahora que el libre mercado dictamine el nivel óptimo de calidad, pero obliga las Distribuidoras a informar a los clientes de la calidad que van a obtener.

Dentro de los países en vías de desarrollo, se tiende más hacia una regulación de todos los aspectos de la calidad del servicio, con especial hincapié en la continuidad del suministro. En estos países, una de las razones de la liberalización del mercado ha sido la de mejorar la calidad técnica del suministro. En algunos casos, como en Argentina, el nivel de continuidad del suministro era alarmante para la economía del país. De ahí que se hayan implantado las regulaciones de calidad más completas y severas. Argentina regula todos los aspectos de calidad. Chile ha seguido los mismos pasos, aunque con cierto retraso después de un primer intento fallido.

Francia es un caso aparte, debido a su marco regulativo. El contrato ÉMERAUDE está centrado en la calidad técnica del suministro, pero este contrato va dirigido únicamente a los grandes clientes, o clientes de media tensión o superior. Este contrato cumple dos objetivos: por un lado ofrece garantías de un cierto nivel de calidad a los grandes clientes, preocupados por la calidad técnica; y por otro lado forma parte de una campaña de imagen frente a la opinión pública, como mejora de la atención comercial.

Independientemente de estado de desarrollo del país, todos proponen una zonificación del mercado servido a la hora de determinar niveles mínimos u objetivos de calidad del servicio técnico. Lo más normal es distinguir entre cliente rural y urbano, aunque las definiciones varían de un país a otro. La definición más original la proponía Chile en el reglamento que no llegó a aprobarse [Chile 94], en donde definía el cliente rural como aquél que se encontrase a más de 30 km de una subestación primaria. Es decir, hacía depender la calificación de cliente rural o urbano de la propia red eléctrica.

En cuanto a los mecanismos propuestos para mejorar o mantener la calidad del servicio, prácticamente todos proponen penalizaciones en caso de incumplimiento, que en algún caso se combinan con incentivos cuando se consiguen buenos niveles de calidad.

El hecho de tener incentivos en vez de únicamente penalizaciones también está relacionado con el tipo de índices utilizados para medir la calidad. Las regulaciones más completas como puede ser la Argentina utilizan índices individuales (en la última etapa), y únicamente plantean penalizaciones. En cambio, NYSEG plantea incentivos o penalizaciones ligados a índices de sistema. Este tipo de planteamientos se repite en los demás países. Los índices de sistema permiten medir la calidad de forma global, y por tanto modular la remuneración de la Distribuidora para arriba (incentivos) o para abajo (penalizaciones) en función de los resultados obtenidos. En cambio, los índices individuales están más orientados a suministrar un producto al cliente con una determinada calidad y por un determinado precio. En caso de incumplimiento, se devuelve el dinero (penalización) al cliente. En cualquier caso, prácticamente todas las regulaciones tienden a orientarse hacia un control de la calidad ofrecida a cada cliente mediante índices individuales.

Prácticamente todas las regulaciones propuestas dejan la posibilidad de pactar un mejor nivel de calidad mediante un contrato particular entre el cliente y la Distribuidora.

Por último, es necesario comentar el hecho de que algunas regulaciones se han implantado a través de etapas. El caso más significativo es el de Argentina, con dos etapas, la primera de las cuales dividida en tres subetapas, además de una etapa preliminar. NYSEG también plantea un periodo de adaptación a la nueva regulación, aunque más bien lo plantea como un retraso en la aplicación de penalizaciones o incentivos hasta haber probado el sistema de medición y de puntos durante un periodo razonable de tiempo (2 ó 3 años).

Países	Aspectos de la calidad regulados				Responsabilidad de la distribuidora			Incent./penal. Beneficiario de las penalizaciones		Zonificación de objetivos de calidad		Tipo de índices de calidad		Modo de control de la calidad		Separación distribución comercialización		Regulación por etapas
	Continuidad, onda, y atención al cliente	Fiabilidad agregada: generación, transporte y distribución	Penalización: reducción en tarifa a clientes afectados	Penalizaciones	Por nivel de tensión: BT, MT y AT.	Etapa 1: índices de sistema Etapa 2: índices individuales	Medición selectiva con bases de datos de contingencias	No	Si									
Argentina	Continuidad, onda, y atención al cliente	Fiabilidad agregada: generación, transporte y distribución	Penalización: reducción en tarifa a clientes afectados	Penalizaciones	Por nivel de tensión: BT, MT y AT.	Etapa 1: índices de sistema Etapa 2: índices individuales	Medición selectiva con bases de datos de contingencias	No	Si									
Chile	Continuidad, onda, y atención al cliente	Sólo calidad distribución. Deben cubrir 3 años de demanda	Penalizaciones	Penalizaciones rurales (pendiente de definición: def. ant. 30 km o más de subest. primaria)	Zonas urbanas y rurales (pendiente de definición: def. ant. 30 km o más de subest. primaria)	Índices individuales y de sistema	Cientes concretos, nudos elegidos estadísticamente. Encuestas anuales.	No	No									
Inglaterra y Gales	Atención al cliente	Sólo calidad distribución	Penalización: compensación a clientes afectados	Relajación de la norma P. 2/5 en zonas de difícil suministro (Escocia)	Relajación de la norma P. 2/5 en zonas de difícil suministro (Escocia)	Individuales garantizados, de sistema objetivos	Encuestas a clientes, informes de Distribuidoras a OFFER	Si	No									
Francia	Continuidad del suministro y calidad de la onda según contrato	Agregada	Según contratos	Por nivel de tensión (> 0 < 63kV) Por nº de hab. (> 6 < 100.000)	Por nivel de tensión (> 0 < 63kV) Por nº de hab. (> 6 < 100.000)	Índices individuales	Compromiso de EDF con clientes en MT, AT	No	No									
NYSEG	Continuidad del suministro Atención al cliente		Incentivos / penalizaciones	12 divisiones del mercado de NYSEG	12 divisiones del mercado de NYSEG	Índices de sistema	Control sobre cada una de las 12 divisiones de NYSEG	No	Si									
Noruega	Nivel de tensión y frecuencia En proyecto continuidad del suministro.	Según contratos Para cont. del sum., si la falta tiene su origen en las redes de distr.	Penalización caso culpa Distribuidora. Arbitrado por comité.	Según contratos. Para cont. del sum., no hay zonificación.	Según contratos. Para cont. del sum., no hay zonificación.	Individuales según contrato si lo hay. Para cont. del sum., índices individuales.	Informes obligatorios a los clientes	Si	No									

Tabla 2.2 Cuadro que resume los puntos importantes de cada regulación revisada.

## **2.5 La Norma Peruana “NTCSE”**

Luego que el estado peruano comenzara la privatización de las empresas del sector eléctrico, como parte de una política de liberalización del mercado, asume su papel como regulador del sector, a través del Osinerg como organismo supervisor competente. Es en ese sentido y con la finalidad de asegurar a los usuarios puedan disponer de una energía eléctrica de calidad aceptable, que fue aprobada la “Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos” NTCSE. La cual fue aprobada por Decreto Supremo 1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM, y publicado el 11/10/97 la “Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos” (NTCSE), estableciendo en ella los niveles mínimos de la calidad.

En la presente norma se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica además la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. A la vez que se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Sancionando aquellos clientes/suministrador que han contribuido al deterioro de la calidad con penalidades económicas y compensando o subsanando económicamente a los clientes que son afectados con este deterioro. Estas sanciones serán levantadas luego que el cliente/suministrador subsane el problema encontrado.

Los indicadores de calidad evaluados de acuerdo a la Norma, miden exclusivamente la Calidad De Producto, Suministro, Servicio Comercial Y Alumbrado Público que entrega un suministrador a sus clientes.

### **2.5.1 Alcances**

La presente norma es de aplicación obligatoria para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y de aplicación supletoria para aquel suministro que, conforme a Ley, pertenece al régimen de libertad de precios –Clientes Libres–. El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a) Calidad de Producto: Tensión; Frecuencia; Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas).

b) Calidad de Suministro: Interrupciones.

c) Calidad de Servicio Comercial: Trato al Cliente; Medios de Atención; Precisión de Medida.

d) Calidad de Alumbrado Público: Deficiencias del Alumbrado.

### **2.5.2 Etapas de Aplicación de la Norma**

La adecuación de las entidades involucradas en la prestación de este servicio, se lleva a cabo en tres (3) etapas consecutivas en las que las compensaciones y/o multas por incumplimiento se incrementan gradualmente.

Primera Etapa.- Tiene una duración de un (1) año y seis (6) meses y comienza al entrar en vigencia la Norma. En esta etapa, las entidades involucradas en la prestación del servicio están obligadas entre otras cosas:

Adquirir equipos e instalar la infraestructura necesaria para la medición y registro de los parámetros de la Calidad de Producto, Calidad de Suministro, Calidad de Servicio Comercial y Calidad de Alumbrado Público a controlar.

Implementar todos los medios de registro necesarios y organizar todos los mecanismos de procesamiento de la información para el cálculo de los indicadores; para la comparación con los estándares de calidad; y para la transferencia, a la Autoridad, de la información requerida por ella. Esto incluye las bases de datos especificadas por la Norma.

Efectuar una campaña piloto de medición y registro de las variables que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad; calcular los indicadores; y actuar sobre ellos para mejorar la calidad, de ser necesario.

Presentar, dentro de los primeros seis (6) meses, un Programa de Adecuación a la Norma que comprenda los puntos mencionados en los párrafos anteriores.

Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad no dan lugar a compensaciones y/o multas durante esta etapa.

Segunda Etapa.- Tiene una duración de un año y seis meses calendario y comienza inmediatamente después de finalizada la primera. El incumplimiento con los plazos y Programas de Adecuación planteados en la primera etapa dan lugar a las sanciones establecidas en la ley, su reglamento y normas complementarias. Las transgresiones de

las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma. Cabe mencionar que finalizando esta etapa la norma suspende temporalmente el pago de compensaciones por concepto de Calidad de Producto – Perturbaciones<sup>13</sup>.

Tercera Etapa.- Tiene una duración indefinida y comienza inmediatamente después de finalizada la Segunda. Las transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad dan lugar a compensaciones y/o multas de acuerdo a procedimientos establecidos en la Norma. Del mismo modo que en el caso anterior la norma suspende pero ahora de forma indefinida el pago de compensaciones por concepto de Calidad de Producto – Perturbaciones<sup>14</sup>.

### **2.5.3 Obligaciones Del Suministrador, Del Cliente**

El suministrador es responsable de prestar, a su cliente, un servicio con un nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la Norma. Son entre los mas importantes:

obligaciones del Suministrador:

Para el caso de entidades que suministran o comercializan electricidad, realizar las inversiones y cubrir los costos de adquisición e instalación de equipos, mediciones y registros.

Cubrir los costos que demande el cálculo de indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y los mecanismos de transferencia de información a la autoridad.

Proporcionar a la Autoridad, con veracidad, toda la información, procesada o no, que ella solicite para el control de la calidad, así como brindar las facilidades y los medios necesarios que le permitan la verificación de la misma, y cualquier actividad necesaria para determinar el nivel de calidad del servicio eléctrico que suministre.

---

<sup>13</sup> Numeral 5.3.4 de la NTCSE, suspendida durante la segunda etapa por el artículo 6° del D.S. N° 009-99-EM publicado en abril de 1999.

<sup>14</sup> Numeral 5.3.4 de la NTCSE, suspendida indefinidamente durante la tercera etapa por el artículo 6° del D.S. N°040-2001-EM publicado en Noviembre 2001.

Pagar a su Cliente, dentro de los plazos establecidos, las compensaciones respectivas por incumplimiento con la calidad del servicio eléctrico, independientemente de que la mala calidad se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor.

Abonar el importe de las multas que la autoridad le aplique.

Informar sobre las obligaciones de sí mismo, como suministrador, a todos sus clientes en nota adjunta a las facturas correspondientes a los meses de enero y julio de cada año.

obligaciones del cliente:

Todo cliente es responsable ante su suministrador por aquellas perturbaciones que inyecte en la red excediendo las tolerancias establecidas de acuerdo a la norma. El cliente será notificado de este hecho por su suministrador, luego que éste haya comprobado fehacientemente la falta del cliente. El hecho será simultáneamente comunicado a la autoridad debiendo adjuntar prueba sustentatoria.

A partir de la segunda etapa, los clientes tienen un plazo máximo de sesenta (60) días calendario contados desde la notificación, por parte de su suministrador, para mejorar sus niveles de emisión de perturbaciones. Al cabo de este plazo, su suministrador queda facultado a suspenderle el servicio.

Durante el plazo a que se hace referencia en el numeral anterior, el cliente es responsable ante su suministrador por las compensaciones que éste efectúe a terceras partes, y cuya causa probada sea estrictamente la emisión de perturbaciones que excedan las tolerancias establecidas para el cliente.

Se considera como prueba fehaciente de la emisión de perturbaciones por parte de un cliente a los resultados de un proceso de medición tal como lo establece la norma.

#### **2.5.4 Competencia De La Autoridad**

La responsabilidad de Osinerg, entre otras cosas es hacer cumplir la norma. Entre sus facultades está la de resolver en segunda y última instancia, los pedidos o reclamos relacionados con ella, así como verificar mediciones y cálculo de indicadores. Igualmente verificar el pago de compensaciones a clientes y suministradores e imponer multas por incumplimiento de la norma.

### 2.5.5 Algunos Resultados

Mostramos algunas estadísticas significativas sobre el grado de cumplimiento de la NTCSE a inicios del 2000, que por cierto fueron poco alentadores.

En cuanto a la adquisición de equipos registradores, sobre un universo de 30 empresas, de las cuales 16 son generadoras y 14 distribuidoras, el 10%, o sea tres empresas, tienen un buen avance. Luego un 20% (seis empresas) están con un avance entre 50 y 80%, pero hay un 50% que están bastante atrasadas.

Un cuadro sobre el cálculo de los indicadores de calidad revela, asimismo, que de 30 empresas, el 37% (11 compañías) ha hecho un buen trabajo, el 13% sólo ha cumplido en forma regular, el 23% ha efectuado un trabajo calificado de malo por no hacer caso de las especificaciones de la norma. Finalmente el 27% no ha realizado ninguna campaña de medición<sup>15</sup>.

Donde se dieron progresos importantes ha sido en la incorporación y utilización de medios para garantizar la calidad del servicio comercial, que comprende aspectos tales como el trato al cliente y precisión de medida de la energía, entre otros.

---

<sup>15</sup> Datos vertidos por el Ing. Francisco García Valle, Gerente de Osinerg en el foro internacional que, sobre este tema realizó el Comité Nacional Peruano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (PECIER).

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 Tipo de Investigación**

El trabajo de investigación propuesta por su tratamiento de la investigación esta clasificado como una de tipo documental–campo<sup>16</sup> (teórica–práctica). Documental; ya que hace uso de recopilación de información como de resúmenes especializados donde se encontró ideas originales y desde un punto de vista diferente al tratamiento convencional de las armónicas. Y de campo; debido a que se levanta información del terreno –con equipos analizadores de red– y se toman registros que luego serán analizadas matemáticamente y/o estadísticamente.

#### **3.2 Área de Investigación**

La tesis plantea una metodología, en cuyo diseño se incluyen temáticas derivados de alguna teoría que se pretende llegar a comprobar, dentro de un medio práctico y/o empírico. El área general de la investigación se enmarca en el análisis de las perturbaciones armónicas, y específicamente plantea una metodología para cuantificar de la distorsión armónica originada por un cliente específico en la red eléctrica, de manera mas justa y equitativa. El nivel de detalle a cual se pretende llegar con el tema en el solución a problema propuesto no tiene todavía similar<sup>17</sup>, lo que lo hace uno de los primeros.

#### **3.3 Método de Investigación**

---

<sup>16</sup> MUÑOZ Carlos, Como Elaborar Y Asesorar Una Investigación De Tesis, México, Editorial Pearson Educación, p. 5

<sup>17</sup> Existen métodos complejos en su aplicación y otros cuestionables en su conceptos, pero ninguno llegan al nivel de detalle del método propuesto, por lo que no pueden ser directamente comparables.

El método independiente del objeto al que se aplique, tiene como objetivo solucionar problemas. La investigación de la tesis se enmarca, dentro del método hipotético-inductivo<sup>18</sup>. Este método nos permite analizar casos particulares, con las cuales se pretende plantear una hipótesis y mediante un razonamiento inductivo se obtienen conclusiones de carácter general, la misma que se intenta validarla empíricamente. Es en el proceso de inducción donde producto de razonamientos válidos se plantean nuevos conceptos y clasificaciones que son necesarios para el mejor entendimiento de la metodología y demostrar su validez y practicidad. En el desarrollo de la tesis se hace uso, de las fases fundamentales del método científico<sup>19</sup>, las cuales son:

Planteamiento del problema

Revisión de bibliografía

Formulación de hipótesis

Recolección de datos

Análisis de datos

Conclusiones, interpretación y generalización de resultados

### **3.4 Toma Y Análisis De La Información**

Con respecto a la información documental, esta fue recogida desde diferentes fuentes de información; como libros, revistas, artículos especializados, reglamentaciones y normas, manuales de equipos analizadores, así como también documentos encontrados en la Internet. Se tuvo especial cuidado en ésta última ya que mucha de la información encontrada ahí son carentes de la formalidad requerida en su presentación – la autoría, bibliografía en que se respalda, etc.–. La información fue clasificada y analizada dependiendo del aporte que podría dar a la investigación. Se acopio también información de nivel básico con respecto al tema de los armónicos, importante para poder empaparnos del tema en general.

Con respecto a la información levantada de campo, se utilizaron equipos analizadores de red, que registran información de variables como la tensión y corriente, y

---

<sup>18</sup> LÓPEZ C., José Luis: Métodos E Hipótesis Científicas, México, 1984

<sup>19</sup> BUNGE, Mario: La Investigación Científica, Barcelona, Editorial Ariel 1976, p. 255

basándose en herramientas matemáticas –La Transformada Rápida o Discreta de Fourier– se estiman los armónicos presentes en dichas variables. Debido al uso de equipos de medida, la información pasa por un proceso de validación que esta relacionado sobre todo con el nivel de precisión. Debido a la gran cantidad de información medida hacemos uso una herramienta estadística llamado “análisis exploratorio de los datos”, con la finalidad de encontrar datos anormales en la medición, conocidos también como “outliers”, así como también el uso de gráficos estadísticos como histogramas, curvas de frecuencia, gráficos de tendencia y dispersión, para una mejor representación y análisis de los datos. En el proceso de formulación de la hipótesis hacemos uso de herramientas computacionales, tanto programas específicos para simulación de circuitos eléctricos como el PSpice y otros de uso general para la complementación de los cálculos como el Excel.

### **3.5 Fases De La Investigación**

Como toda investigación se dio origen inmediatamente después de tener la motivación suficiente por realizarla, allá por el año 2002. Es necesario diferenciar el tiempo cronológico con el tiempo eficaz que nos toma realizar una actividad. El desarrollo de cualquier labor de investigación esta íntimamente relacionado con la disposición de recursos materiales, económicos, personales, de información, así como de tiempo. Por suerte el autor trabaja en una empresa de distribución eléctrica y pudo saltar algunos de éstas dificultades pero también estuvo el factor tiempo muy limitado<sup>20</sup>.

Podemos dividir la investigación en 3 fases principales. La primera consiste en la recopilación de información documental, como libros y revistas especializadas etc, que por ciento, de difícil adquisición local<sup>21</sup>. El trabajo de búsqueda de información nunca cesa y a raíz de una información interesante se dio el punto de quiebre para comenzar con la investigación propiamente dicha. En la segunda fase, consistió en el análisis de la información documental, al entendimiento real del problema a solucionar y a la apropiada conceptualización de la metodología propuesta. En esta fase también se concentro en el proceso de las simulaciones con el uso de programas específicos, que evitaron tener que disponer de un laboratorio. Esta fase tomó alrededor de 2 años cronológicos, pero en tiempo neto fue de aproximadamente 6 meses. En la tercera y ultima fase, se procedió

---

<sup>20</sup> Existen dificultades de cuestionamiento crítico y realista para con la investigación, ya que alguna duda o sin una respuesta clara y definida al respecto puede obstaculizar los propósitos de la misma.

<sup>21</sup> Debido a la novedad del tema los armónicos por esos años, la información bibliográfica era de difícil acceso, sin considerar que la mayoría de estos se encuentran en inglés.

con la aplicación de la metodología propuesta en casos de aplicación real, para lo cual se efectuaron mediciones en puntos específicos de la red eléctrica. Es en esta fase, donde se podrá notar de forma eficaz la validez del método propuesto y la coherencia de sus resultados con los criterios obtenidos con la experiencia. Esta fase es crucial, debido a que se pone a prueba el integro de la metodología propuesta y se entra en una etapa de cuestionamiento crítico y toda duda encontrada deberá tener una respuesta clara y bien definida. Esta fase tomo una alrededor de 2 años, con un tiempo neto de 6 meses.

## **CAPÍTULO IV**

### **MÉTODO PROPUESTO**

#### **4.1 Introducción**

La forma de onda de la tensión y corriente eléctrica en la etapa de generación son completamente senoidales y libre de toda distorsión. Muchos de los dispositivos de consumo y de conversión, están diseñados para funcionar con una forma de onda de tensión totalmente senoidal. Sin embargo, hay muchos dispositivos que distorsionan la forma de onda y estas distorsiones se propagan por toda la red eléctrica. Y es que, a medida que pasa el tiempo, estos dispositivos distorsionantes están siendo instalados en forma intensiva.

La deterioración de calidad de la energía se puede dividir en dos grandes grupos; perturbaciones transitorias y estables. La primera alcanza tiempos muy breves; dentro de un ciclo normalmente, y donde se encuentran por ejemplo los Sags y Swells de tensión, los impulsos, micro-cortes, etc. En estos tipos de perturbación, el valor medido en algún punto de la red, seguramente se debe al efecto de un solo dispositivo distorsionante. Es por eso, que para su análisis normalmente se le asigna una sola fuente de distorsión. En contraste, la perturbación en estado estable, es aquella en donde el tiempo deja de ser una variable capital, y en ella se encuentran por ejemplo desde un simple desequilibrio de tensiones, hasta la distorsión de forma de la onda. En estos tipos de problemas, el valor medido en cualquier punto de la red, es el resultado del efecto combinado de numerosos dispositivos distorsionantes, situados ellos en diferentes lugares de la red. Intentar analizar este tipo de problema, asignando una o varias fuentes de distorsión –como lo concebiría la análisis convencional–, seria algo complejo, engorroso y además no práctico.

#### **4.2 Bases Conceptuales**

Para poder cuantificar la distorsión originada por un cliente específico, se plantean a continuación algunos conceptos sobre las cuales se sostiene este nuevo enfoque. Se concibe que cualquier esquema de solución para que tenga éxito, es de vital importancia separar la deterioración de la calidad en dos partes; una primera atribuible a la carga particular en análisis (cliente/consumidor), y la segunda atribuible a la red eléctrica (suministradora), incluyendo a las otras cargas. Este nuevo enfoque hace necesario además realizar una nueva clasificación de los tipos de cargas, desde un punto de vista de sus efectos, y no de sus orígenes, esto será de esencial importancia para el entendimiento y tratamiento de la metodología propuesta.

#### **4.2.1 Cargas Distorsionantes y No-Distorsionantes**

Es conocido que los armónicos son originados por cargas de tipo no-lineal, las cuales absorben corrientes en forma de impulsos bruscos en vez de hacerlo suavemente en forma senoidal. Estos impulsos generados crean ondas de corriente distorsionada, a diferencia de las cargas de tipo lineal. Esto indicaría que una carga de tipo lineal no sería capaz de generar distorsión a la red, a diferencia de su contraparte la carga no-lineal. Todo lo anterior se cumpliría siempre y cuando la red eléctrica no presentase una distorsión previa, pero ya no sería válido cuando la tensión de la red ya se encuentra distorsionada. Por ejemplo la instalación de un elemento capacitivo en estas condiciones amplifican los niveles armónicos de la red, siendo el condensador un elemento lineal.

Un afinamiento a la clasificación anterior que pueda explicar mejor los efectos que tienen las cargas lineales en sistemas donde la tensión de la red ya está distorsionada es la de introducir la denominación “carga distorsionante” y “carga no-distorsionante” en un sentido heurístico. Esto puede ser de utilidad para entender mejor su comportamiento y sus consecuencias. Así podremos indicar que existen 2 tipos de carga desde el punto de vista de la distorsión de la forma de onda:

*La carga no-distorsionante;* es aquella que no causa variación en los niveles de distorsión de la tensión.

*La carga distorsionante;* es cualquier otra carga que cause variación en los niveles de distorsión de la tensión. Este cambio puede ser favorable/benigno o desfavorable/perjudicial desde el punto de vista de la distorsión de la onda, por lo tanto éstas, pueden ser a su vez de tres tipos:

*Cargas con distorsión favorable*, son aquellos que reducen/atenúan los niveles relativos de las armónicas, cuando las armónicas ya estén presentes en la red.

*Cargas con distorsión desfavorable*, son aquellos que amplifican/empeoran los niveles relativos de las armónicas, cuando las armónicas están presentes en la red.

*Cargas generadoras de distorsión*, son aquellas que producen corrientes armónicas aun cuando estén alimentados con una tensión sin distorsión.

Esta concepción es más profunda en lo que respecta a la clasificación de las cargas y, difiere de la noción clásica de llamar a todas las cargas no-lineales como cargas distorsionantes y a las cargas lineales como cargas no-distorsionantes<sup>22</sup>.

#### **4.2.2 Carga Lineal Vs. Carga No-Distorsionante**

Por lo definido anteriormente, una carga puramente resistiva es una carga no-distorsionante bajo todas las condiciones de operación ya que no origina distorsión adicional a la onda de tensión. Esto debido a que presenta la misma impedancia a largo de la frecuencia, es decir que su respuesta en frecuencia es constante. Las cargas inductivas y capacitivas son cargas lineales, ellos serán consideradas cargas *distorsionantes* o *no-distorsionantes* dependiendo de las condiciones de operación de la red. Así, se comportarán como cargas *no-distorsionantes*, solo cuando la onda de la tensión suministrada, es puramente senoidal. Sin embargo, ellos serán considerados cargas *distorsionantes*, cuando la onda de tensión ya está distorsionada. Esto es debido a que la impedancia de tales cargas, es dependiente de la frecuencia a diferencia de la carga resistiva. Así, cuando una tensión distorsionada alimenta los terminales de tales cargas, la demanda de corriente a lo largo de la frecuencia, no guardará la misma proporción a las correspondientes tensiones, resultando en una variación de la forma de onda de tensión.

En resumen podemos definir a las 3 cargas lineales del siguiente modo:

Una carga inductiva y capacitiva son cargas lineales, y ellos no incrementan la distorsión cuando la forma de onda de la tensión no es distorsionada. Pero ellos serán cargas distorsionantes cuando la forma de onda de la tensión ya está distorsionada.

---

<sup>22</sup> KRISHNASWAMY, Srinivasan y JUTRAS, Roger: Conforming And Non-Conforming Current For Attributing Steady State Power Quality Problems, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, Enero 1998, p. 212-217.

Una carga resistivo es una carga no-distorsionante bajo cualquier condición de distorsión de la red. Esto porque presenta una impedancia constante a largo de la frecuencia.

#### 4.2.3 La Corriente Conforme y No-Conforme

Se propone que toda carga desde el punto de vista armónico se puede dividir en dos porciones, una porción de carga *distorsionante* y la otra la porción de carga *no-distorsionante*, ambas cumpliendo la concepción anterior para tales cargas. De lo anterior se deriva que toda corriente demandada por una carga y medida en el punto de suministro, es la suma de las corrientes que demandarían estas dos porciones de carga. La corriente *conforme*, que es la corriente demandada por la porción *no-distorsionante* de la carga, y la corriente *no-conforme*, que es la corriente demandada por la porción *distorsionante* de la carga. Pasamos a definir las:

*La corriente conforme*; es la porción *no-distorsionante* o inofensiva de la corriente total, la cual guarda una proporción constante (compleja) de la tensión de suministro en todas las frecuencias, y con una diferencia de fase apropiada. Tiene el mismo modelo gráfico de la onda de la tensión de suministro, es decir una versión a escala del voltaje y podría tener un retraso o adelanto de tiempo respecto a la tensión. Además, ésta porción de la corriente total debe considerar el 100% de la de potencia activa y reactiva a la frecuencia fundamental.

Para un mejor entendimiento, se establece una carga ficticia o de referencia, de tal forma que sirva para que todas las cargas reales puedan ser comparadas. Esta es una carga “pseudo-resistiva”, es una carga de tipo resistiva pero con la posibilidad de generar un desfase entre la tensión y la corriente, y que matemáticamente no es otra cosa que un número complejo, por lo que no depende de la frecuencia red.

*La corriente no-conforme*; es la porción distorsionante de la corriente total y es la porción nociva y perjudicial de ésta. Como definimos a la corriente *conforme*, como aquella que contiene el 100% de la corriente a la frecuencia fundamental, la corriente *no-conforme* será cero ésta frecuencia.

La corriente total en cada instante de tiempo es la suma de estas dos corrientes; la corriente *conforme* y la *no-conforme* y, los cálculos de la potencia también se basan en estas dos porciones de corriente. Ambas corrientes, se le asignaran convencionalmente la dirección siguiente. La corriente *conforme*, que es la corriente demandada por la

porción *no-distorsionante* de la carga, fluye desde el lado del suministrador al consumidor y resultará de responsabilidad de la suministradora. La corriente *no-conforme*, que es la corriente generada por la porción distorsionante de la carga, fluye desde el lado del consumidor al suministrador y es atribuido al consumidor particular.

#### **4.2.4 Atribución de las Armónicas**

Normalmente, tanto la tensión como la corriente pueden aparecer distorsionadas en un punto determinado de la red, y tratar de separar las contribuciones de las cargas comprometidas en la distorsión total (carga y suministrador), con una observación simple de las mismas, no es posible. Los principios fundamentales, en la que se basa para compartir la responsabilidad de la distorsión armónica son:

Un consumidor o suministrador, que incrementa el nivel de distorsión armónica en la red comparte una responsabilidad positiva, y uno que disminuye comparte una responsabilidad negativa y, otro que no cambia el nivel, esta libre de cualquier responsabilidad.

La tensión es responsabilidad de la suministradora mientras que, la corriente es responsabilidad del cliente o consumidor.

Así pues, son posibles las siguientes situaciones en la red:

La forma de la onda de tensión no estaba distorsionada. Si se conecta una carga generador de armónicos ésta tomará corriente no-senoidal de la red. Debido a la impedancia de la red, la onda de tensión se distorsionará, a menos que la capacidad de corriente de corto circuito de la red sea infinita. Por lo tanto, la onda de tensión distorsionada también aparecerá a la entrada de alimentación de otros clientes.

La forma de la onda de tensión ya está distorsionada. Si se conecta una carga no-distorsionante, ésta tomará corriente de manera inofensiva, sin empeorar ni mejorar la forma de la onda de tensión.

La forma de la onda de tensión ya está distorsionada. Si se conecta una carga distorsionante, ésta originará una demanda de corriente distorsionada, por lo que el nivel resultante en la distorsión de la onda de tensión puede aumentar o disminuir.

El concepto de atribuir armónicos de esta forma equivale en razonar lo siguiente: Un cliente o consumidor tiene el derecho de producir la misma proporción de armónicos,

como el que ya está presente en la tensión de suministro. Algo más de eso será considerado indeseable, y algo menos demostraría que el cliente está absorbiendo armónicos. Así por ejemplo, una carga resistiva pura delinearía 100% de corriente conforme y 0% de la corriente no-conforme, bajo todas las condiciones de funcionamiento y para cualquier valor de la impedancia de la fuente. Esta situación es válida aun cuando el voltaje del suministro ya está distorsionado, puesto que la forma de onda de corriente total será similar a la del voltaje, en este caso la corriente conforme llega a ser idéntica a la corriente total<sup>23</sup>.

#### 4.2.5 Determinación de la Porción Distorsionante de la Corriente

Para determinar la porción distorsionante de una corriente que demandaría una carga, tenemos que situarnos en el punto de entrega, donde se delimite la frontera entre el consumidor y el suministrador de energía, es decir a la entrada de un consumidor cualquiera. Este modelo de un sistema de potencia en un punto de medición se ve esquematizado en la figura 8. Se toma un circuito monofásico con fines didácticos, pero la extensión del concepto a un sistema trifásico es perfectamente válido.

La figura muestra el modelo un punto de medición, donde la corriente total medida a la entrada de un cliente, es la suma de las corrientes tomadas por las porciones *distorsionantes* y *no-distorsionantes* de la carga analizada. En el dominio de frecuencia, la porción de corriente que guarda una proporción constante (compleja) a la tensión en todas las frecuencias, es la porción inofensiva de la corriente total y constituye la demanda de corriente de la porción *no-distorsionante* de la carga. La diferencia de la corriente total y la porción inofensiva de ésta, es la porción nociva de la corriente total y constituye entonces la demanda de corriente de la porción *distorsionante* de la carga.

---

<sup>23</sup> KRISHNASWAMY, Srinivasan: On Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol T-PWRS-11, No. 2, Abril 1996, p. 1003-1012.

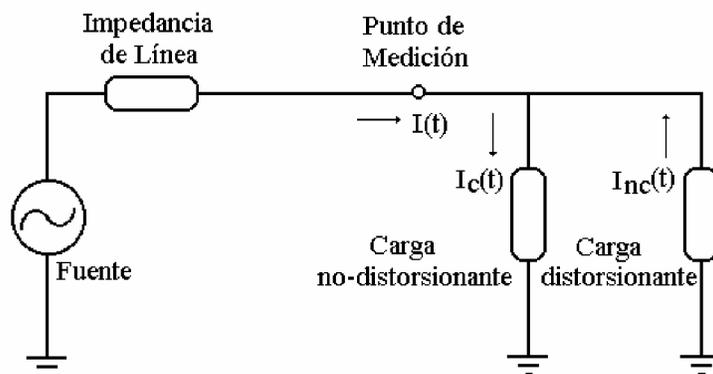


Figura 4.1 Modelo del sistema de potencia

Sea  $V(t)$  la tensión e  $I(t)$  la corriente, medidas a la entrada de un suministro. Sea  $I_c(t)$  la corriente conforme (porción no distorsionante) que fluye desde la alimentación al lado del cliente. Sea  $I_{nc}(t)$  la corriente no-conforme (porción distorsionante) que fluye desde el lado del cliente al lado de alimentación. Tal como se menciono anteriormente estos dos sentidos de dirección son solamente convencionales y, solo se comprobaran cuando sus respectivas potencias sean positivos, de lo contrario se invertirán el sentido de su dirección. Entonces tendremos:

$$I(t) = I_c(t) - I_{nc}(t) \quad (4.1)$$

Trabajando en el dominio de la frecuencia tendremos que  $V(j\omega)$ ,  $I(j\omega)$ ,  $I_c(j\omega)$ ,  $I_{nc}(j\omega)$  son las correspondientes transformadas de Fourier.

$$I(j\omega) = I_c(j\omega) - I_{nc}(j\omega) \quad (4.2)$$

Por definición, la corriente conforme guarda una proporción constante (compleja)  $y$  a la tensión, a todas las frecuencias.

$$I_c(j\omega) = y \cdot V(j\omega) \quad (4.3)$$

Debido a que la corriente no-conforme a la frecuencia fundamental  $\omega_1$  es cero, entonces:

$$I_{nc}(j\omega_1) = 0 \quad (4.4)$$

Tenemos luego que para la frecuencia fundamental  $\omega_1$  la corriente conforme es idéntica a la corriente medida, entonces:

$$I_c(j\omega_1) = I(j\omega_1) \quad (4.5)$$

La proporción constante (compleja) desconocida  $\mathbf{Y}$ , se obtiene evaluando (4.3) a la frecuencia fundamental  $\omega_1$ , así tenemos:

$$y = \frac{I(j\omega_1)}{V(j\omega_1)} \quad (4.6)$$

Insertando en (4.3) la constante  $\mathbf{Y}$  de (4.6), la corriente conforme, que fluye desde el lado de alimentación al cliente está dada por:

$$I_c(j\omega) = \left[ \frac{I(j\omega_1)}{V(j\omega_1)} \right] \cdot V(j\omega) \quad ; \quad (\omega = \omega_1 \setminus \omega_n) \quad (4.7)$$

El balance de la corriente (porción distorsionante), que fluye desde el lado del cliente al lado de alimentación, es la corriente no-conforme se obtiene empleando las ecuaciones (4.2) y (4.7).

$$I_{nc}(j\omega) = \left[ \frac{I(j\omega_1)}{V(j\omega_1)} \right] \cdot V(j\omega) - I(j\omega) \quad ; \quad (\omega = \omega_2 \dots \omega_n) \quad (4.8)$$

Debe tenerse presente que la *corriente conforme* de la corriente, que fluye desde el lado de suministrador al lado del cliente, está conformada por la componente fundamental y las armónicas. Sin embargo, la *corriente no-conforme* de la corriente, que convencionalmente fluye desde el lado del cliente al lado de alimentación, no contiene componente a frecuencia fundamental, solamente contiene componentes armónicas.

La corriente conforme mostrada en (4.8), se puede expresar en el dominio del tiempo<sup>24</sup> como:

$$I_c(t) = \sum_{h=1}^n \left\{ \left[ \frac{I_1(t)}{V_1(t)} \right] \cdot V_h \cdot \text{Sen}(h\omega t + \theta_h + h(\phi_1 - \theta_1)) \right\} \quad (4.9)$$

#### 4.2.6 Flujos de Potencia Armónica

Como se ha visto en el capítulo anterior, puede haber flujos de potencia armónica en ambas direcciones. La potencia total compleja que toma la carga está dada por (13). El superíndice \* representa la conjugada compleja y  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n$  son las frecuencias armónicas presentes en la onda.

$$P + jQ = \sum_{h=1}^n V(j\omega_h) \cdot I(j\omega_h)^* \quad (4.10)$$

Debido a la descomposición de la corriente total medida en dos porciones, genera por ende dos porciones en la potencia total. La *potencia conforme* es la porción no-distorsionante de la carga, denotada por  $P_c + jQ_c$ , y que fluye desde el lado del suministrador de energía al lado del cliente. Esta se obtiene, de la *corriente conforme*  $I_n^*$  multiplicada por la tensión  $V(j\omega)$ . La parte armónica de la *potencia conforme* se obtiene sencillamente efectuando la sumatoria desde  $h = 2$ .

$$P_c + jQ_c = \sum_{h=1}^n V(j\omega_h) \cdot I_c(j\omega_h)^* \quad (4.11)$$

La otra potencia es la potencia *no-conforme* es la porción distorsionante de la carga, denotada por  $P_{nc} + jQ_{nc}$ , y que fluye desde el cliente al lado de suministrador de energía. Esta se obtiene, de la corriente *no-conforme*  $I_{nc}^*$  multiplicada por la tensión  $V(j\omega)$ .

$$P_{nc} + jQ_{nc} = \sum_{h=2}^n V(j\omega_h) \cdot I_{nc}(j\omega_h)^* \quad (4.12)$$

<sup>24</sup> KRISHNASWAMY, Srinivasan: How Much Harmonics Is Your Responsibility?, Power Quality Assurance, Agosto 1995, p. 62-65.

Debe tenerse presente que la *potencia no-conforme* generada por un cliente (tanto activa como reactiva, a las frecuencias armónicas), puede ser negativa si el cliente se encuentra mejorando las formas de onda.

### **4.3 Simulaciones y Resultados**

Con la finalidad de analizar los conceptos indicados anteriormente, se realizaron pruebas de simulación con algunos circuitos eléctricos. La interpretación de los resultados aquí obtenidos, serán validos para su aplicación en casos reales que se tratará en el capítulo siguiente. Se simularon circuitos eléctricos básicos que representarían un red eléctrica de real, y nos centraremos en analizar los resultados obtenidos en un punto de medición ubicado en el PAC del suministrador de energía y el cliente/consumidor. Para efectos de la simulación se utilizo el programa de uso reconocido el PSpice versión 8.0. Además fue necesario complementar los cálculos arrojados por éste, con el programa Excel y sus aplicaciones avanzadas (operaciones con complejos, matrices, macros, función de análisis de datos etc.).

Los experimentos realizados nos darán resultados mas que interesantes, y que nos sugiere que estamos en el camino correcto en la forma de analizar los armónicos y sus efectos. Los casos experimentados son 5, y gira en torno a las características del tipo de carga del consumidor, como lo son; una carga resistiva, carga inductivo, la carga capacitiva, carga compensada (inductivo-capacitivo) y finalmente un generador de armónicos (carga no-lineal).

#### **4.3.1 Consideraciones Previas**

Antes de proceder con la simulación de los experimentos, se deben tener en cuenta ciertas consideraciones que nos ayudaran a la mejor interpretación de los resultados:

En los experimentos, se simulará una red eléctrica donde la onda de la tensión de suministro se encuentra ya distorsionada. Así, todos los circuitos se simularon con una tensión compuesta por una fuente a frecuencia fundamental y dos fuentes de armónicas la 3era y 5ta, con sus respectivos ángulos de fase. Debe ser notado que la impedancia de la fuente se considera nula. Esta asunción puede no ser totalmente real en la practica sin embargo, el concepto presentado aquí, es valida para la clasificación de las cargas.

Se simuló, considerando valores reales en un suministro en baja tensión BT, – pudiendo ser también en media tensión MT–. La onda de tensión se generó añadiendo a la tensión fundamental de 230 V, un 5 % de la tercera armónica y un 5 % de la quinta armónica, tal como son mostradas en la tabla y figura adjunta.

Tabla 4.1 Componentes armónicos de la fuente de alimentación.

<i>Variable</i>	<i>Unidades</i>	<i>Fund</i>	<i>Arm 3</i>	<i>Arm 5</i>
<i>Tensión</i>	Porcent. (%)		5.0	5.0
	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0

Las casos experimentados se han simulado con diferentes valores de la carga característica, esto con la intención de comprobar la influencia general de esta variación en los resultados, evitando así conclusiones para casos particulares.

Los detalles de los reportes obtenidos en la simulación con el PSpice y cálculos con el Excel, son mostrados en el Anexo B al final de la tesis. Es importante verificar los reportes si se desea compararlos y verificarlos nuevamente.

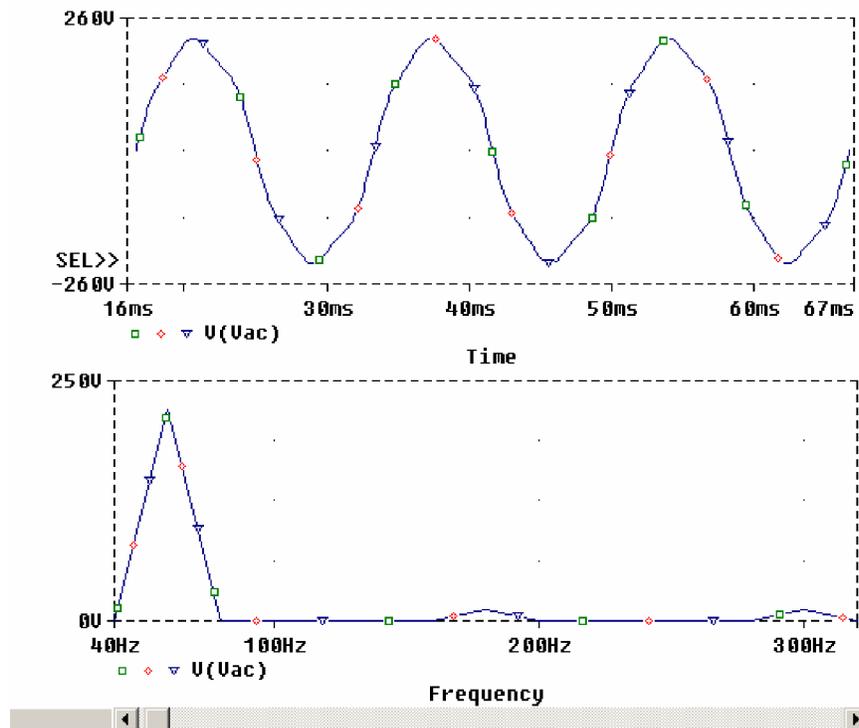


Figura 4.2 Forma de onda de la tensión y su espectro de frecuencia.

### 4.3.2 Una Carga Resistiva

La figura adjunta muestra el circuito simulado y las formas de onda de las corrientes demandas para diferentes valores asignados al elemento resistivo. Vemos que ésta corriente delinea la misma forma gráfica que la tensión de suministro. Por situaciones de escala pareciese ser diferente, pero puede verificarse que ambos muestran los mismos componentes armónicos y los mismos niveles relativos, por tanto el mismo  $THD_i = 7.06\%$  (mayor detalle en el Anexo B).

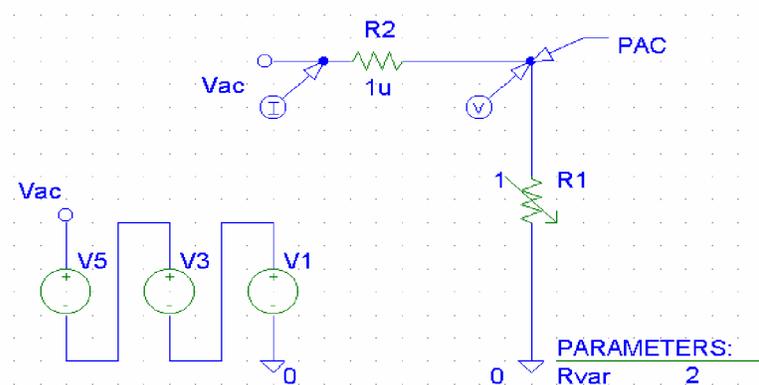


Figura 4.3 Circuito simulado con carga resistiva variable.

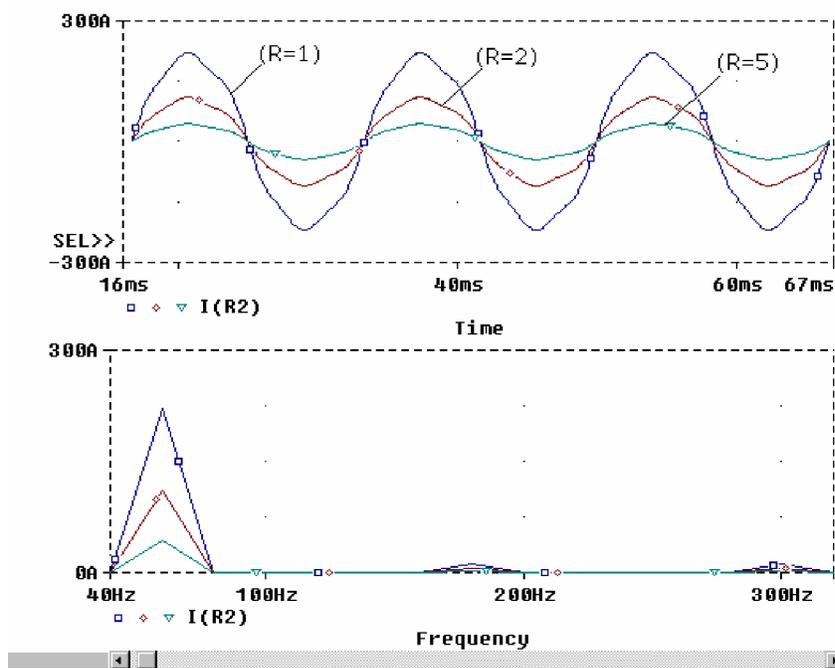


Figura 4.4 Forma de onda y espectro armónico para cada valor de R simulado.

Introduciendo el nuevo concepto de las corrientes conforme y no-conforme  $I_c$  y la  $I_{nc}$  se elaboró la tabla 4.2, en donde además de mostrar los resultados anteriores para un caso ( $R = 2 \text{ Ohm.}$ ), se pueda apreciar las características distorsionantes de la carga. De este modo puede observarse que la carga genera  $I_{nc} = 0$ , lo que indica que dicha carga es no-distorsionante y por lo tanto no ser afecto a ninguna responsabilidad. Adicionalmente tenemos la *potencia conforme*  $P_c+jQ_c$ , y la *potencia no-conforme*  $P_{nc}+jQ_{nc}$  y como puede esperarse existe solamente potencia activa que es de igual valor que la *potencia conforme*, y esta fluye del lado del suministrador al lado del cliente. Puede concluirse finalmente que la carga esta consumiendo armónicos, pero sin mejorar o empeorar los niveles de distorsión, por lo que su efecto es inofensivo.

Tabla 4.2 Resultados de la simulación para una carga resistiva.

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Tension</b>	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Corriente</b>	Amplitud (A)	110.0	5.5	5.5
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b><math>I_c</math></b>	Amplitud (A)	110.0	5.5	5.5
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b><math>I_{nc}</math></b>	Amplitud (A)	0.0	0.0	0.0
	Fase (°)	0.0	11.6	0.0
<b>Potencia</b>	<b>Total</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b><math>P_c</math> (sà c)</b>	24321.0	24200.0	60.5	60.5
<b><math>Q_c</math> (sà c)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b><math>P_{nc}</math> (cà s)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b><math>Q_{nc}</math> (cà s)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0

#### 4.3.3 Una Carga Inductiva

De igual forma la figura adjunta muestra el circuito simulado y las formas de onda de las corrientes demandadas para los diferentes valores asignados al elemento inductivo. Vemos que la corriente generada sufre mejora con respecto a la forma de onda de la tensión y además, a medida que aumenta el valor del elemento inductivo el nivel de distorsión de la corriente va disminuyendo de un  $THD_i$  de 6.49% a un 2.53% (mayor detalle en el Anexo B).

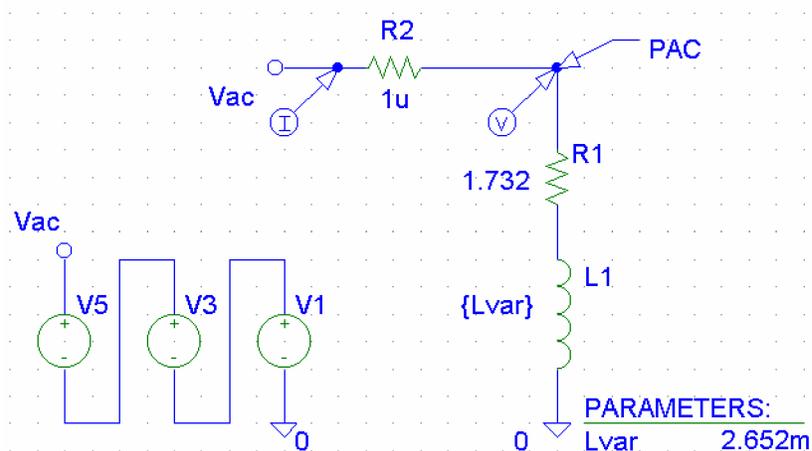


Figura 4.5 Circuito simulado con carga inductiva variable.

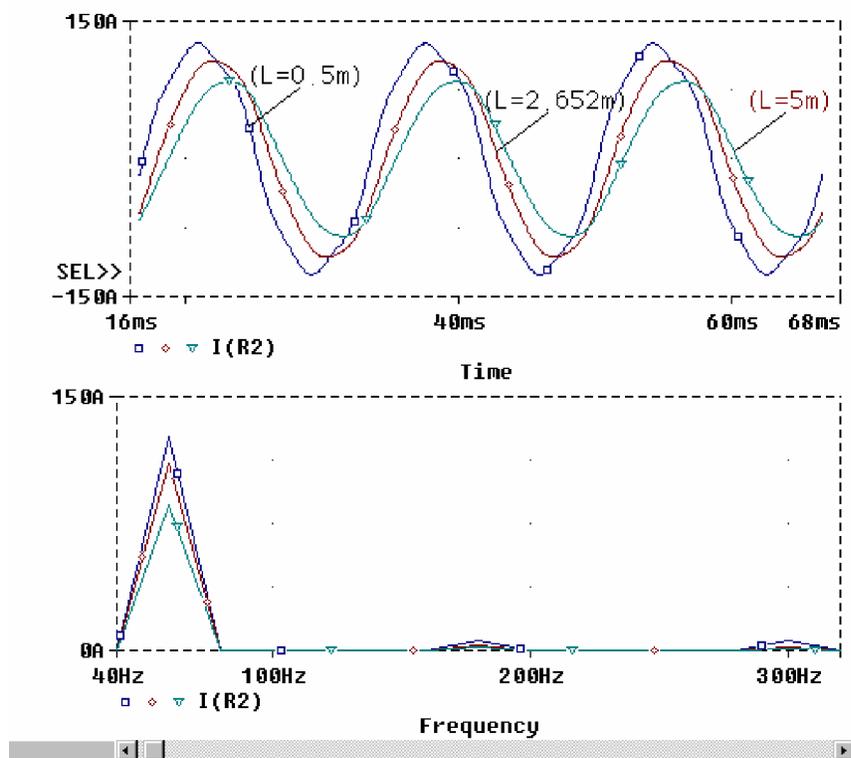


Figura 4.6 Forma de onda y espectro armónico para cada valor de L simulado.

De igual forma que la anterior carga se elaboró la tabla 4.3, donde los resultados corresponden para el caso  $L = 2.652 \text{ mH}$ . Se puede observar que la carga genera  $I_{nc} \neq 0$ , lo que indica que dicha carga es distorsionante, pero su efecto es atenuador. Esto se

verifica comparando las dos corrientes  $I_c$  y la  $I_{nc}$  siendo esta ultima menor o igual ( $I_c = 5.5$  y  $I_{nc} = 3.2$ , para  $h = 3$ ). Los resultados de los valores calculados de la *potencia conforme*  $P_c+jQ_c$ , y la *potencia no-conforme*  $P_{nc}+jQ_{nc}$ , son diferentes de cero. Se puede observar que la porción distorsionante de la carga, consume y a la vez inyecta potencia distorsionante a la red ( $P_{nc}+jQ_{nc}$ ), siendo el resultado neto favorable para la distorsión. Esto es debido a que la potencia tomada de manera inocua por la carga es mayor que la potencia distorsionante que esta misma genera, por lo tanto los niveles de distorsión mejorarán. Puede concluirse entonces que la carga es del tipo distorsionante pero se encuentra atenuando los niveles de distorsión, por lo que su efecto es favorable.

Tabla 4.3 Resultados de la simulación para una carga inductiva.

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Tension</b>	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Corriente</b>	Amplitud (A)	110.0	3.2	2.1
	Fase (°)	-30.0	-70.0	-51.0
<b>Ic</b>	Amplitud (A)	110.0	5.5	5.5
	Fase (°)	-30.0	-100.0	-130.0
<b>Inc</b>	Amplitud (A)	0.0	3.2	5.5
	Fase (°)	0.0	-129.9	-151.7
<b>Potencia</b>	<b>Total</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Pc (sà c)</b>	20905.4	20957.8	0.0	-52.4
<b>Qc (sà c)</b>	12190.8	12100.0	60.5	30.2
<b>Pnc (cà s)</b>	-77.2	0.0	-17.4	-59.8
<b>Qnc (cà s)</b>	39.0	0.0	30.3	8.7

#### 4.3.4 Una Carga Capacitiva

Para este caso se muestra en la figura adjunta con la forma de onda de las corrientes demandadas para diferentes valores del elemento capacitivo. Vemos que la corriente generada sufre un desmejora con respecto a la forma de onda de la tensión y además, a medida que aumenta el valor del elemento capacitivo el nivel de distorsión de la corriente también va aumentando, de un  $THD_i$  de 7.47% a un 25.53% (mayor detalle en el Anexo B).

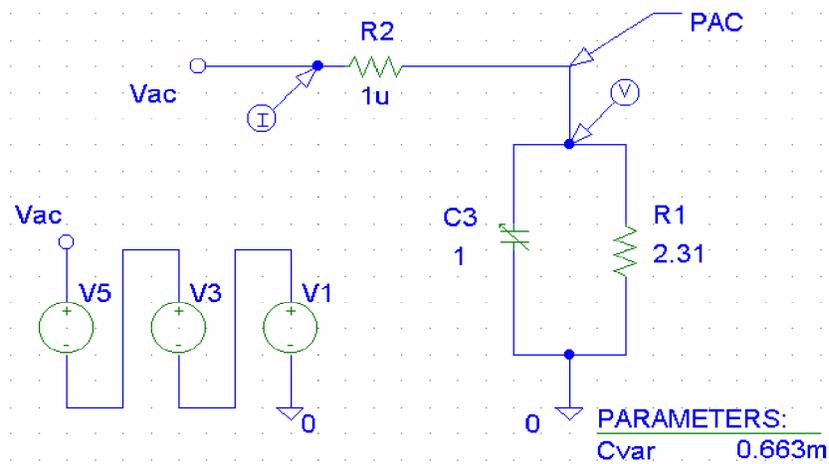


Figura 4.7 Circuito simulado con carga capacitiva variable.

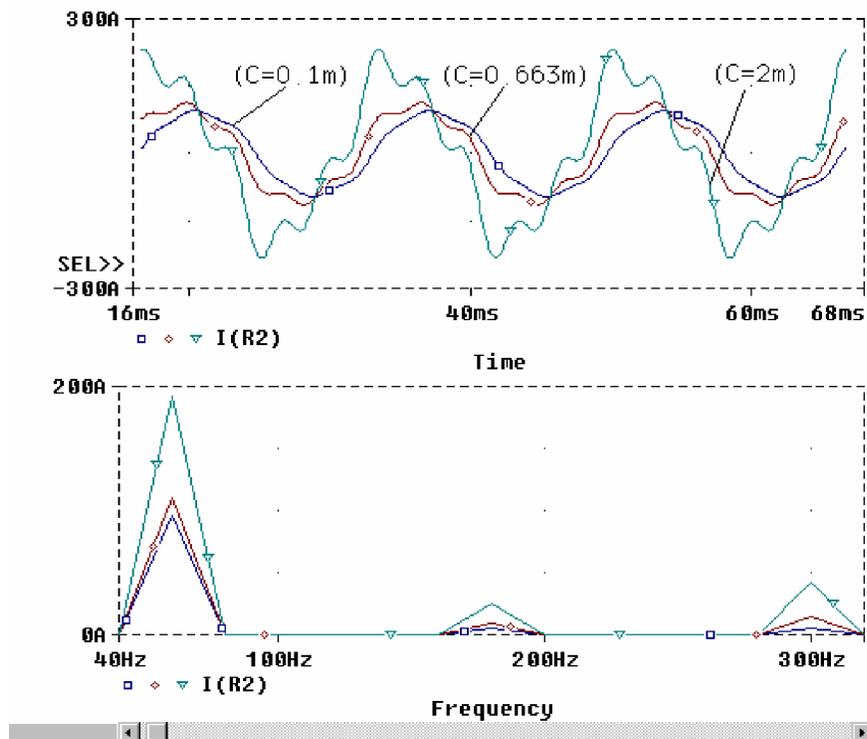


Figura 4.8 Forma de onda y espectro armónico para cada valor de C simulado.

En la tabla 4.4 se muestra los resultados de los valores calculados para el caso de  $C = 663 \mu\text{F}$ . Se puede observar que la carga genera  $I_{nc} < 0$ , lo que indica que dicha carga es distorsionante, pero a diferencia del caso anterior su efecto es amplificador. Esto se verifica comparando las dos corrientes  $I_c$  y la  $I_{nc}$  siendo esta última mayor ( $I_c = 5.5$  y  $I_{nc} =$

14.5, para  $h = 5$ ). Los resultados de los valores calculados de la *potencia conforme*  $P_c+jQ_c$ , y la *potencia no-conforme*  $P_{nc}+jQ_{nc}$ , son en su mayoría diferentes de cero. Se puede observar que la porción distorsionante de la carga al igual que el caso anterior, consume y a la vez inyecta potencia distorsionante a la red ( $P_{nc}+jQ_{nc}$ ), siendo el resultado neto desfavorable para la distorsión. Esto es debido a que la potencia tomada de manera inocua por la carga es menor que la potencia distorsionante que esta misma genera, por lo tanto los niveles de distorsión empeorarán. Puede concluirse entonces que la carga es del tipo distorsionante y se encuentra amplificando los niveles de distorsión, por lo que su efecto es desfavorable o perjudicial.

Tabla 4.4 Resultados de la simulación para una carga capacitiva.

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Tensión</b>	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Corriente</b>	Amplitud (A)	110.0	9.5	14.5
	Fase (°)	30.0	50.0	90.9
<b>Ic</b>	Amplitud (A)	110.0	5.5	5.5
	Fase (°)	30.0	80.0	170.0
<b>Inc</b>	Amplitud (A)	0.0	5.5	14.5
	Fase (°)	0.0	-160.0	-110.9
<b>Potencia</b>	<b>Total</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Pc (sà c)</b>	21062.6	20957.8	0.0	-52.4
<b>Qc (sà c)</b>	-12160.5	-12100.0	-60.5	-30.2
<b>Pnc (cà s)</b>	0.0	0.0	-52.4	-104.8
<b>Qnc (cà s)</b>	181.3	0.0	30.2	120.9

#### 4.3.5 Una Carga en Inductiva-Capacitiva en Paralelo

Este caso es especial porque la carga esta conformada por todos los elementos encontrados en una carga real. Se puede ver en la figura adjunta las formas de onda de las corrientes demandadas para diferentes valores del elemento capacitivo. Vemos que la corriente generada sufre un desmejora con respecto a la forma de onda de la tensión y además, a medida que aumenta el valor del elemento capacitivo el nivel de distorsión total de la corriente también va aumentando, de un  $THD_i$  de 4.53% a un 20.89%. Puede observarse que el nivel de distorsión  $THD_i = 4.53\%$  en un primer momento es menor que la de su contraparte de tensión  $THD_v = 7.06\%$ , esto es coherente ya la carga equivalente paso de ser inductiva a ser capacitiva a medida que se vario el elemento capacitivo (mayor detalle en el Anexo B).

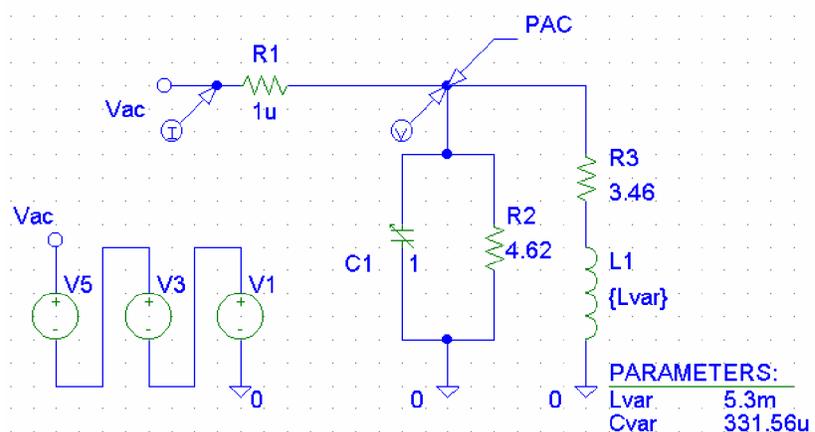


Figura 4.9 Circuito simulado con carga inductiva - capacitiva con C variable.

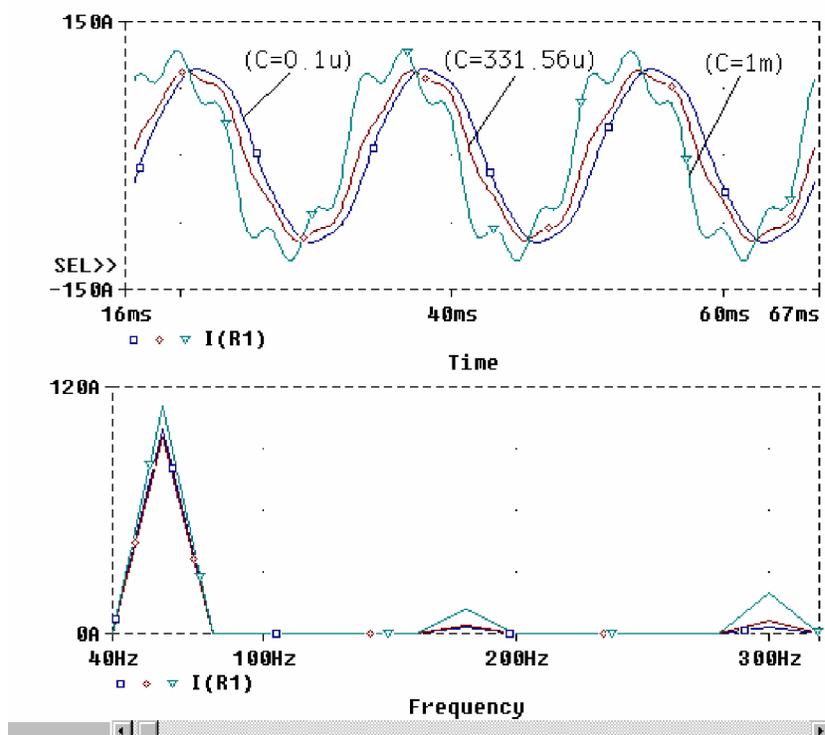


Figura 4.10 Forma de onda y espectro armónico para cada valor de C simulado.

En la tabla 4.5 se muestra los resultados de los valores calculados para el caso de  $C = 331.56\mu\text{F}$ . Se puede observar que la carga genera  $I_{nc} < 0$ , lo que indica que dicha carga es distorsionante, pero a diferencia del caso anterior su efecto es amplificador. Esto se verifica comparando las dos corrientes  $I_c$  y la  $I_{nc}$  siendo esta última mayor ( $I_c = 4.8$  y  $I_{nc}$

= 6.2, para  $h = 5$ ). Los resultados de los valores calculados de la *potencia conforme*  $P_c+jQ_c$ , y la *potencia no-conforme*  $P_{nc}+jQ_{nc}$ , son diferentes de cero. Se puede observar que la porción distorsionante de la carga a diferencia del caso anterior, inyecta potencia distorsionante a la red ( $P_{cc}+jQ_{cc}$ ), siendo el resultado desfavorable para la distorsión. Puede concluirse entonces que la carga es del tipo distorsionante y se encuentra amplificando los niveles de distorsión, por lo que su efecto es desfavorable o perjudicial.

Tabla 4.5 Resultados de la simulación para una carga inductiva-capacitiva.

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Tension</b>	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Corriente</b>	Amplitud (A)	95.3	4.2	6.5
	Fase (°)	0.0	30.9	85.2
<b>Ic</b>	Amplitud (A)	95.3	4.8	4.8
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Inc</b>	Amplitud (A)	0.0	3.2	6.2
	Fase (°)	0.0	-70.0	-50.9
<b>Potencia</b>	<b>Total</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Pc (sà c)</b>	21068.6	20963.8	52.4	52.4
<b>Qc (sà c)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Pnc (cà s)</b>	39.9	0.0	17.5	22.5
<b>Qnc (cà s)</b>	95.2	0.0	30.2	64.9

Hay que notar que esta carga es especial ya que la carga actúa como puramente resistiva a la frecuencia fundamental. Esta situación es común cuando se realiza trabajos de compensación de energía reactiva, pero se puede advertir que aun la carga se encuentra consumiendo reactivos. Caso aparte, se procedió a realizar un análisis especial del fenómeno de resonancia para este caso<sup>25</sup> (detalles verlo en el Anexo B).

#### 4.3.6 Una Carga No-Lineal

Otro caso especial por ser la carga las que se encuentran masificando su uso y cada vez con mas frecuencia inclusive desplazando a las anteriores. Se puede ver en la figura adjunta las formas de onda de la corriente inyectada por la carga no-lineal (corrientes de 3era y 5ta armónica). La simulación se realizó con diferentes ángulos de la 3era armónica de corriente, variándose el desfase con referencia al ángulo de la tensión armónica para

<sup>25</sup> Se realizó curvas de respuesta en frecuencia de la impedancia, tanto en magnitud como en fase. Acompañan éstos gráficos, las curvas de Nyquist (componente real vs. imaginaria) y Nichols (componente de magnitud vs. fase).

el caso  $180^\circ$  (sentido contrario),  $90^\circ$  (en cuadratura)  $0^\circ$  (mismo sentido). Se pudo advertir que a medida que varió el desfase en el orden anterior, la 3ra armónica de corriente resultante  $I_{h3}$  aumentó de 6.99% a un 16.9% y de igual forma su  $THD_i$  de 8.5% a 17.7% (mayor detalle en el Anexo B). Se confirma así, que una carga aun inyectando armónicas puede variar sus niveles distorsión en la red con solo variar sus ángulos.

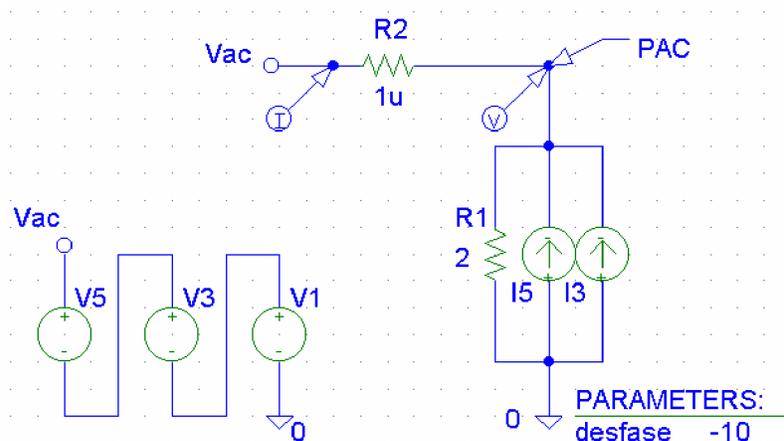


Figura 4.11 Circuito simulado con carga no-lineal generador de 3era y 5ta armónica.

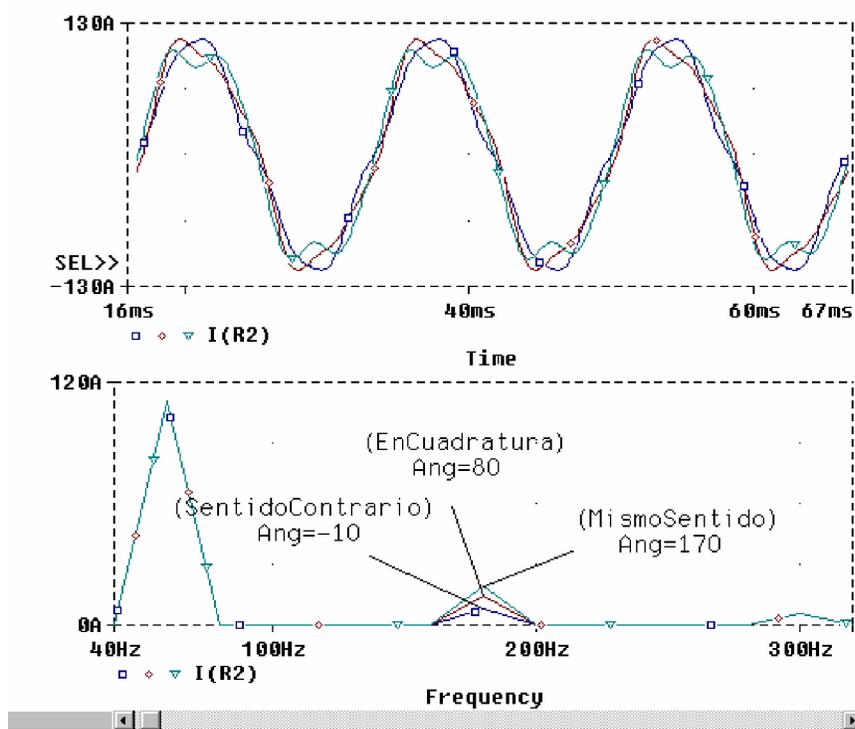


Figura 4.12 Forma de onda y espectro armónico para cada valor del ángulo de fase simulado.

En la tabla 4.6 se muestra los resultados de los valores calculados para el caso donde genera corrientes armónicas, desde la carga hacia el suministrador en fase con su tensión armónica. Se puede observar que la carga genera  $I_{nc} < 0$ , lo que indica que dicha carga es distorsionante, pero a diferencia de todos los casos anteriores su efecto puede ser favorable o desfavorable dependiendo de varios factores. Pero la conveniencia o inconveniencia de la carga no está en duda, esta carga por ser generadora de armónicos es una carga indeseable. Esto se puede verificar, siempre comparando las dos corrientes  $I_c$  y la  $I_{nc}$  que esta carga genera ( $I_c = 5.5$  y  $I_{nc} = 13.2$ , para  $h = 3$  y  $I_c = 5.5$  y  $I_{nc} = 11$ , para  $h = 3$ ). Los resultados de los valores calculados de la potencia conforme  $P_c + jQ_c$ , y la potencia no-conforme  $P_{nc} + jQ_{nc}$ , son en su mayoría diferentes de cero, –no es una regla–. Se puede observar que la porción distorsionante de la carga, inyecta potencia distorsionante a la red ( $P_{nc} + jQ_{nc}$ ), siendo el resultado desfavorable<sup>26</sup> para la distorsión. Puede concluirse entonces que la carga es del tipo distorsionante y generadora de distorsión, por lo que su efecto es desfavorable o perjudicial.

Tabla 4.6 Resultados de la simulación para una carga no-lineal.

<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Tension</b>	Amplitud (V)	220.0	11.0	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Corriente</b>	Amplitud (A)	110.0	7.7	5.5
	Fase (°)	0.0	170.0	-160.0
<b>Ic</b>	Amplitud (A)	110.0	5.5	5.5
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Inc</b>	Amplitud (A)	0.0	13.2	11.0
	Fase (°)	0.0	-10.0	20.0
<b>Potencia</b>	<b>Total</b>	<b>Fund</b>	<b>Arm 3</b>	<b>Arm 5</b>
<b>Pc (sà c)</b>	24321.0	24200.0	60.5	60.5
<b>Qc (sà c)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Pnc (cà s)</b>	266.0	0.0	145.2	120.8
<b>Qnc (cà s)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0

<sup>26</sup> Srinivasan amplia sobre este concepto : “La conveniencia o inconveniencia de una carga desde el punto de vista de calidad no puede estar establecido inspeccionando la forma de onda de tensión exclusivamente. Primeramente, la dirección de potencias activa y reactiva armónico no indica si la carga generadora de armónica está mejorando o empeorando la forma de onda de la tensión. Segundo, la mejora de la tensión local no es una garantía de la conveniencia de la carga.

- La tensión podría mejorar porque la corriente armónica generada por esta carga compensada por cualquier otra corriente armónica producida en otra parte de la red. Si esa segunda fuente de armónicos desaparece o cambia su fase, el efecto compensador ya no será tan válido.
- La tensión podría mejorar en los terminales de la carga, pero podría empeorar en un punto diferente de la red.”

#### **4.4 Comparación Frente al Método Convencional**

Existen métodos que convencionalmente son recurridos para afrontar estos tipos de problemas, desde lo más teóricos hasta los más empíricos. El primero se basan específicamente en simulaciones y el otro en una serie de conexiones y desconexiones de carga. Estos métodos lejos de ser prácticos y justos en el análisis, resultan ser engorrosos e imprácticos en su aplicación. A continuación pasamos a describir concretamente cada una de ellas:

El método de flujo de potencia armónica; basa su análisis en el modelamiento de los componentes eléctricos de la red, siendo luego cargados en un programa especializado. La determinación de fuentes armónicas mediante este método se ha intentado en el pasado, pero sin éxito, ya que sus conclusiones depende mucho de la exactitud de la información recogida de campo –mas aun, cuando se tienen grandes cantidades de clientes comprometidos–. Además representan los resultados representan una situación particular de la red, cuando se sabe que la red no tiene un comportamiento estático. Es decir, la aplicación del método es complicado en la practica y por lo regular imprecisa. Su aplicación esta mas relacionada a analizar situaciones de reducción y corrección de las perturbaciones armónicas en la red, mas no tiene desarrollado una aplicación para poder encontrar la responsabilidad de un cliente específico en la distorsión de la tensión y peor aun la de distribuir responsabilidades entre las partes comprometidos, por lo que éste método nos exige de mayor análisis.

Existe un segundo método de conexión y desconexión de cargas; la cual consiste en asumir que la deterioración de calidad en la red, causada por la conexión de una carga cualquiera, es atribuible a dicha carga. Se demostrará a continuación que usar esta lógica común, es engañosa para los clientes que no contribuyen a la deterioración de la calidad.

##### **4.4.1 Deterioración de la Calidad por la Conexión de una Carga**

###### **Resistiva**

La conexión de una carga causa dos tipos de deterioración en la calidad de energía. Uno es el fenómeno en transitorio y el otro es el fenómeno estable. La primera se da mientras la red de energía se ajusta a las diferentes nuevas condiciones de flujo de potencia, mientras la segunda se da luego y se mantendrá invariable en el tiempo. A continuación se realizará una simulación, donde analizaremos el deterioro de la calidad solo para el régimen estable. Para lo cual, se usara nuevamente el programa Pspice y se

simulara un circuito que represente mejor a un sistema eléctrico ya distorsionado. Esto es, con una carga generadora de armónica denominado “Cliente 1” y una carga resistiva pura denominada “Cliente 2”, como se muestra en la figura 21. Se analizaran los niveles de distorsión de la red en dos momentos; con la carga resistiva conectada y la otra sin ella. Para ver detalles de los reportes obtenidos en la simulación con el PSpice, referirse al Anexo D al final de este trabajo.

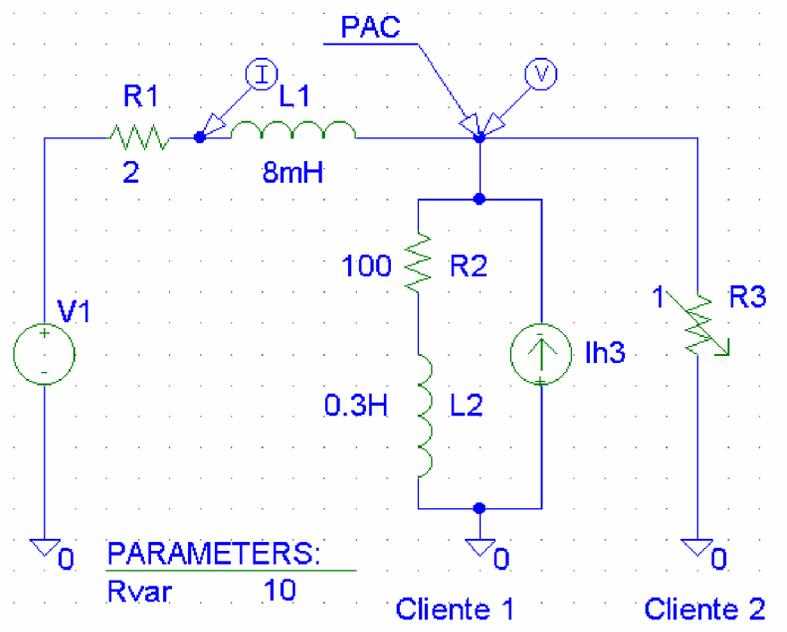


Figura 4.13 Circuito simulado, representado una red con carga generadora de 3era armónica.

Carga resistiva “Cliente 2” desconectada:

En la tabla 4.7 se muestra los resultados obtenidos por la simulación en el PAC con la carga desconectada. Para lo cual se asignó el valor de la carga  $R3 = 10^6$  Ohm. Se observan las tensiones, las corrientes armónicas, y el nivel de distorsión total THD.

Tabla 4.7 Resultados de la simulación con la carga desconectada.

<i>Variable</i>	<i>Cmpte.</i>	<i>Absto.</i>	<i>% Fund.</i>	<i>THD%</i>
<i>Tensión</i>	Fund	224.3 V	100.00	<b>12.08</b>
	Arm 3	27.1V	12.08	
<i>Corriente</i>	Fund	1.5 A	100.00	<b>194.67</b>
	Arm 3	2.9 A	194.66	

Carga resistiva “Cliente 2” conectada:

En la tabla 4.8 se muestra los resultados obtenidos por la simulación en el PAC con la carga conectada. Para lo cual se asignó el valor de la carga  $R_3 = 10 \text{ Ohm}$ . Se observan las tensiones y corrientes armónicas, así como el nivel de distorsión total THDv.

Tabla 4.8 Resultados de la simulación con la carga conectada.

<i>Variable</i>	<i>Cmpte.</i>	<i>Absto.</i>	<i>% Fund.</i>	<i>THD%</i>
<b>Tensión</b>	Fund	181.4 V	100.00	<b>9.96</b>
	Arm 3	18.1 V	9.96	
<b>Corriente</b>	Fund	18.9 A	100.00	<b>9.73</b>
	Arm 3	1.8 A	9.73	

#### 4.4.2 Algunas Inconsistencias

Los resultados mostrados en las tablas anteriores demuestran que la conexión de la carga resistiva en un sistema eléctrico ya distorsionado genera un cambio en la distorsión de la onda. Así se observa que el THDv en el PAC varía de 12.08% a un 9.96%, pasando de una situación de antes y después de la conexión de la carga. Este cambio también se dan en las corrientes de línea pero en diferente magnitud (THDi de 194.67% a 9.73%) . En las figuras adjuntas, se observan como cambian las formas de onda de tensión en el PAC y de corriente de línea, para diferentes valores de la carga ( $R_3 = 10; 40; 10^6 \text{ Ohm}$ ). Para detalles ver en el Anexo D.

El método de conexión de cargas, que asume que la deterioración de calidad en la red que es causada por la conexión de una carga es atribuible a él, adolece de 3 importantes problemas:

En primer lugar; cuando se comparan estas dos situaciones hay que tener presente que se están haciendo comparaciones sobre dos redes diferentes. Es lógico por lo tanto, que también todas sus variables varíen –como la hace la tensión y corriente fundamental así como de los armónicos–. Por lo tanto, sería erróneo esta conclusión para asignar la responsabilidad del cliente certeramente.

En segundo lugar; este método al margen de su validez, concibe dos situaciones de la carga –con y sin ella– y sus conclusiones sólo podrán ser sobre estas 2 situaciones específicas. Esta no es cierto, porque sabemos que un sistema eléctrico –y el consumo

de carga analizada— tiene un comportamiento dinámico. Hacer extensivas estas dos situaciones para representar el comportamiento de la carga, no sería totalmente válido.

En tercer lugar y no menos importante; es que la realización de estas pruebas, se tendrían que realizar en periodos donde se presente mayor distorsión en la red, que normalmente coincide cuando las cargas se encuentran a plena carga. Tratar de realizar maniobras en estas condiciones, es un riesgo potencial para la continuidad de la producción de los demás clientes, y además tendrían que definirse responsabilidades ante posibles resarcimientos.

Bajo el concepto propuesto, la responsabilidad de una carga se fundamenta en que; si la carga incrementa el nivel de distorsión existente en la tensión, ésta tiene una responsabilidad positiva, si lo disminuye tendrá una responsabilidad negativa y si no trata de cambiarlo es libre de cualquier responsabilidad. Con la aplicación del método propuesto vimos que una carga resistiva, es una carga no—distorsionante y por lo tanto no generaría ningún cambio en el nivel armónico bajo cualquier condición de operación. Esto fue corroborado con el calculo de la corriente no—conforme que son nulos.

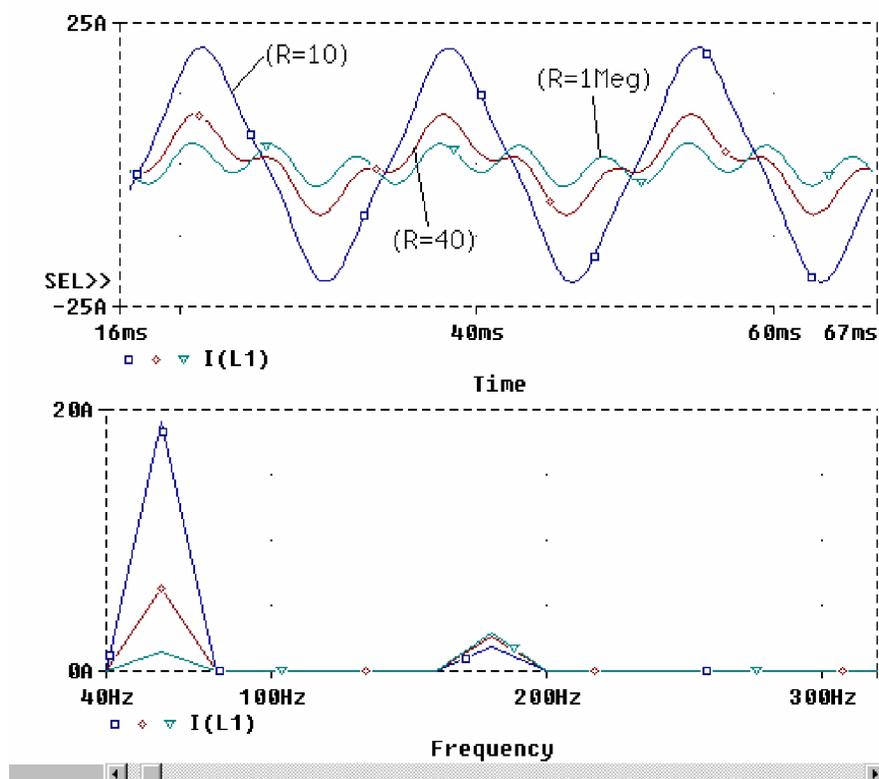


Figura 4.14 Forma de onda y espectro armónico de la corriente para cada valor de R simulado.

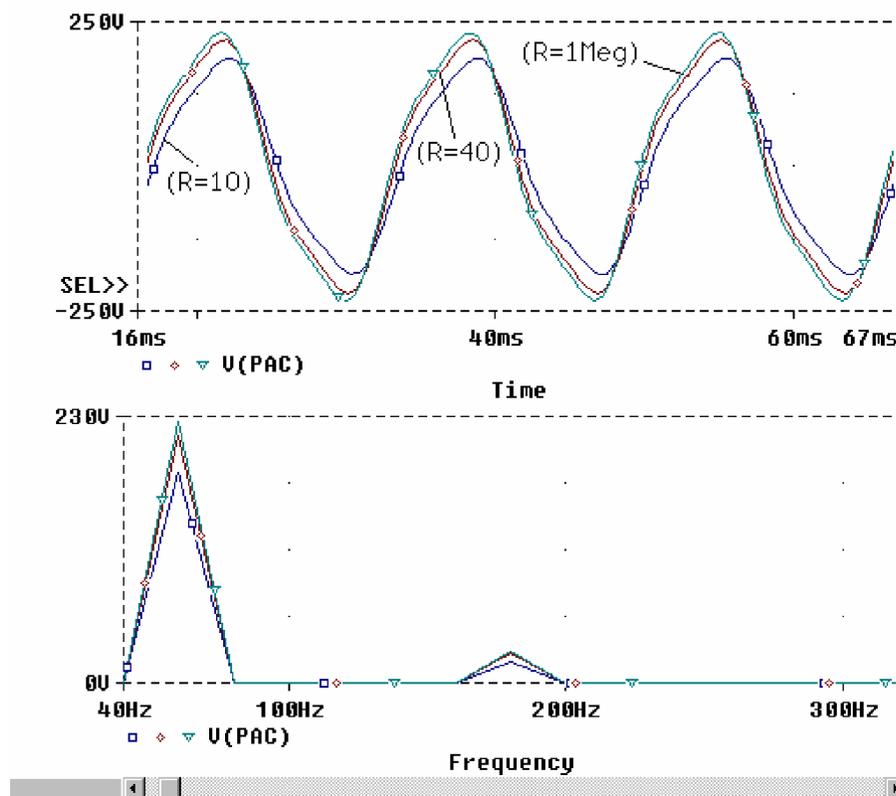


Figura 4.15 Forma de onda y espectro armónico de la tensión, para cada valor de R simulado.

## 4.5 Casos de Aplicación

### 4.5.1 Consideraciones Previas

Las normas existentes están basadas en la medida de la distorsión de la tensión como variable medida, y ésta reflejará siempre una situación cambiante en la vida real. La medida de la tensión no da ninguna indicación sobre que parte de la deterioración es atribuible al cliente y que al suministrador de energía. Más allá de los métodos convencionales que dependen de mediciones realizadas en momentos diferentes y en forma simultanea, el método propuesto hace uso de los mismos registros de mediciones para realizar el muestreo según la NTCSE, y siendo necesaria solo ésta medición. Estas mediciones son realizados con equipos analizadores de red y contar con uno de ellos actualmente es relativamente fácil. Basarse en mediciones reales podrá ser útil para dar soluciones, auténtica, confiables y más rápidas que cualquier otro método convencional

que base su análisis en modelamientos. En esta sección, se muestra el desarrollo del método propuesto aplicado a casos reales.

#### 4.5.2 Configuración del Sistema Eléctrico Real

Para aplicación de la metodología, se han tomado suministros de diferentes empresas suministradoras de energía, los cuales se encuentran alimentados de una red distribución con configuración tipo malla, en 10 Kv. Se muestra en la figura adjunta un esquema eléctrico unificar típico, de un alimentador de distribución MT en 10 Kv, donde es posible observar algunos aspectos eléctricos del alimentador<sup>27</sup>. Para nuestro análisis puede ser de ayuda, manejar toda la información relacionada del cliente en estudio –su carga, su ubicación en la red, rubro de negocio, etc.– mas no es indispensable, pero serán tomadas en consideración para tener mayor amplitud y profundidad con las conclusiones.

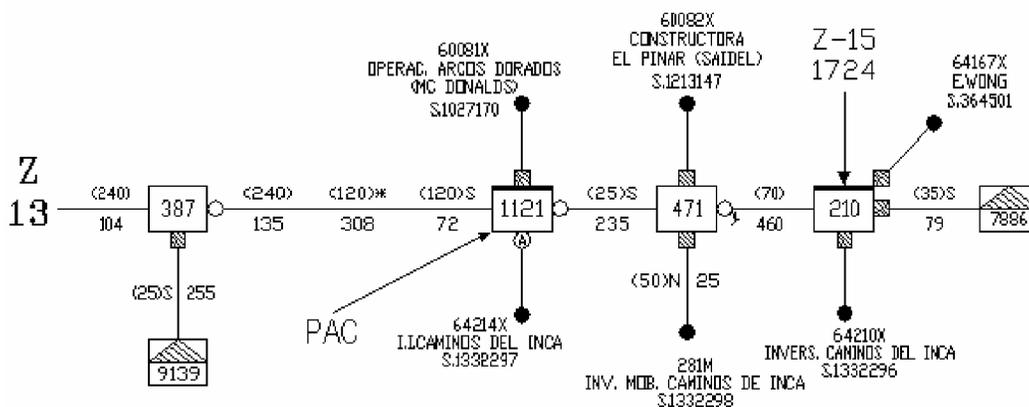


Figura 4.16 Esquema unifilar de un alimentador.

Debido a que el método propuesto determinará la contribución de armónicos de un cliente en particular, podemos hacer un diagrama equivalente y simplificado del esquema unifilar anterior desde ese punto de vista. En ella se observa el PAC donde se ubica nuestro punto de medición –punto de entrega del suministrador– y será ahí, donde se determinarán las responsabilidades de ambas partes. Además se observan dos porciones importantes de la red de distribución, desde el punto de vista de la aplicación

<sup>27</sup> Estos tipos de esquemas son de uso común en las empresas suministradoras de energía, y sirven principalmente para la ubicación de los clientes en un alimentador, así como de los puntos de traslado de carga del alimentador.

de la metodología. Por un lado la red aguas arriba del cliente medido, representada mediante el Thevenin equivalente. Y por otro lado, la red aguas abajo del cliente medido, que agrupa el resto de clientes del alimentador, representada mediante una carga concentrada. Las distorsiones que se generen en estas dos porciones del alimentador – sin tomar al cliente analizado–, es de responsabilidad del suministrador y será asumida como tal.

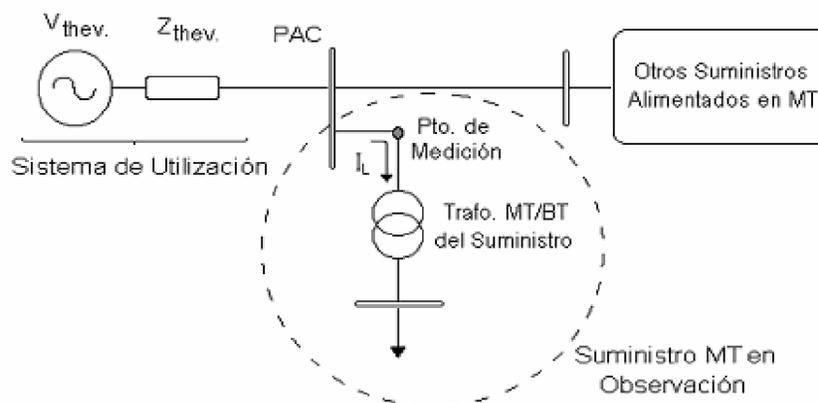


Figura 4.17 Diagrama equivalente de un esquema unifilar, con los elementos de red más importantes para el análisis.



Figura 4.18 Circuito de medición de un cliente, tipo PMI. En ella se observan los TC's y TP's.

### 4.5.3 Datos del Sistema Eléctrico

Con respecto sistema eléctrico a diferencia de otras metodologías que requiere mucha información del alimentador, en el nuestro es mínima. Mas que información de la constitución del sistema eléctrico –secciones y tipos de conductor, distancias, cargas que alberga, etc–, la información principal para la aplicación de la metodología se basa en registros de mediciones realizadas por un equipo de medición. Así, estos datos deberán consignar lo siguiente:

Magnitud y ángulo, de la tensión y corriente fundamental y sus correspondiente armónicas de tensión, para cada una de las fases.

Los registros serán instantáneos y tomados a intervalos de cada 10 o 15 minutos<sup>28</sup>.

El circuito de medición del cliente deberá ser de una precisión similar o superior, a la usada comúnmente para la medición de energía. En caso de tener que analizar armónicas de orden superior al 15<sup>29</sup>, es recomendable manejar la curva de repuesta en frecuencia de dichos transformadores y corregir los registros medidos, dándole así la exactitud requerida por el método.

Seria importante mas no imprescindible cumplir con la siguiente consideración:

El equipo de medición será de preferencia uno de tipo de Clase<sup>30</sup> A o B para obtener una buena precisión en los datos. Es recomendable además que los canales de tensión tengan 2 conectores por fase, esto para que tener registros reales, en caso contrario tomar los valores reales de tensión fase–neutro.

La toma de datos de corriente, en lo posible no deberá ser instalado con el uso de transductores por parte del equipo, es recomendable realizarla directamente a través de las bobinas del transformador de corriente del circuito de medición (TC).

---

<sup>28</sup> Debido al periodo muestral de 7 días NTCSE se consideran intervalos de medición de 10 minutos, para las perturbaciones y 15 minutos para la tensión.

<sup>29</sup> En la norma IEEE Std 519-1992 p. 72-74, indica algunas recomendaciones con respecto al uso de los transformadores de medición TC's y TP's y los armónicos.

<sup>30</sup> Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 4: Testing And Measurement Techniques. Section 7: General Guide On Harmonics And Interharmonics Measurements And Instrumentation, For Power Supply System And Equipment Connected Thereto, IEC 1000-4-7, 1990-1996, p. 23

#### 4.5.4 Análisis de la Información

Debido a la naturaleza dinámica del sistema eléctrico, las variables medidas también reflejarán estas variaciones. Los registros de las variables medidas son numerosas<sup>31</sup> y para poder desarrollar el análisis de la información exitosamente, en el presente trabajo nos apoyamos en algunos conceptos y procedimientos básicos de la estadística.

En ese sentido, lo primero es realizar un análisis exploratorio de los datos, esto con la finalidad de identificar alguna inconsistencia con la información –datos incoherentes llamados “outliers”– y evitar problemas en el análisis de los resultados mas adelante. De igual forma se presentan y esquematizan los datos de la mejor manera para nuestro análisis particular, para lo cual ha realizado cuadros y gráficos que nos ayudaran a entender mejor la información y encontrar sus errores, así tenemos:

El gráfico de tendencias donde se observara la evolución de variable medida en el tiempo.

Se confeccionan histogramas, que representen la frecuencia de ocurrencia de las amplitudes y fases de la armónica analizada. Este grafico se enriquece superponiendo la curva de probabilidad acumulativa.

Así mismo se hace uso de un gráfico frecuencia acumulativa que nos permite visualizar los niveles de varias armónicas a la vez, segmentada en sus percentiles mas importantes. Se trata de un gráfico que tiene origen en la curva de la probabilidad acumulativa pero llevadas a una especie de gráfico de barras. Este gráfico es muy útil para observar el comportamiento simultáneo de las amplitudes armónicas de cuantas fueran éstas.

---

<sup>31</sup> Según la NTCSE –medición de una semana a intervalos de 10 minutos– por una sola variable se registran 1008 datos. Esto por las 40 armónicas de tensión como de corriente (tanto magnitud y fase) y para cada fase. No se esta considerando los parámetros generales como; potencia activa, reactiva y aparente, THD de tensión y corriente, FP, etc.

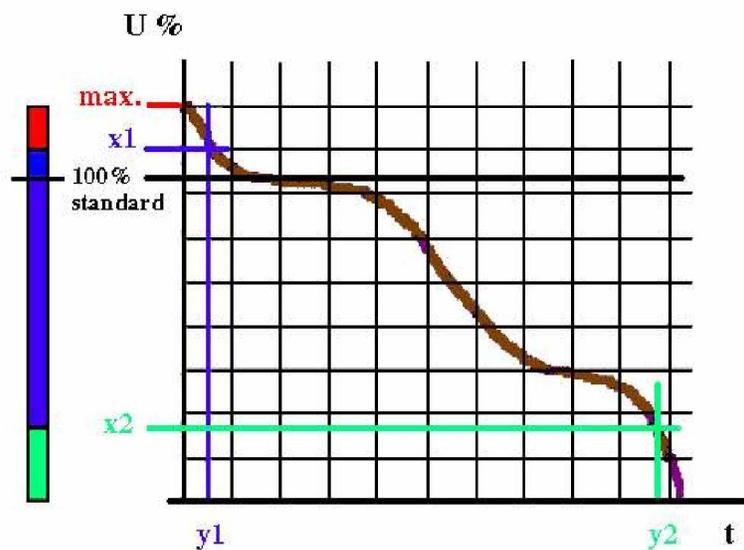


Figura 4.19 Generación de la barra de la frecuencia acumulativa para una armónica.

Por otro lado, con el objetivo de tener datos confiables y en específico los registros deberán cumplir con la exactitud requerida para su análisis. Tener en consideración que la medición realizada lleva una cadena de errores –del equipo de medición y del circuito de medición–. Por lo que tendremos que estimar los niveles de error total que se manejan, de modo que cualquier registro que se encuentre dentro de esos rangos no sean utilizados en el análisis, ya que las conclusiones pueden terminar siendo incoherentes.

Seguido citamos un párrafo que nos ilustra mejor la idea. “*Todo proceso de medición (proceso mediante el cual se cuantifica una magnitud) está amenazado por diversas fuentes de error, derivadas tanto de las limitaciones del instrumento de medida, como de la naturaleza de la magnitud a medir. Resulta de extrema importancia en cualquier sistema de mediciones reducir los errores en las lecturas de salida del instrumento al mínimo nivel posible y cuantificar el error máximo que quizás exista en cualquier lectura de salida. Un requisito previo en esto es un análisis detallado de las fuentes de error que se presentan. Tales errores en los datos de medición pueden dividirse en dos grupos: errores sistemáticos y errores aleatorios. El primer grupo representan errores en las lecturas de salida de un sistema de medición que se encuentran en forma consistente por arriba o por debajo de la lectura correcta, esto es, todos los errores son positivos o negativos. Dos fuentes principales de errores sistemáticos son las perturbaciones del sistema durante la medición y el efecto que causa modificar las entradas... El segundo*

*grupo son perturbaciones de la medición en cualquier lado del valor real y son producidos por defectos aleatorios e impredecibles, de modo tal que ocurren en números aproximadamente iguales errores positivos y negativos para una serie de mediciones realizadas de la misma cantidad. La magnitud de esta perturbaciones casi siempre es pequeña, aunque ocurren algunas mayores de vez en cuando, también en éste caso de manera impredecible”<sup>32</sup>.*

Es importante indicar que la metodología será aplicada solamente con los registros que transgreden los límites máximos permitidos por la norma –armónicas de tensión– ya que sobre ellos se calcula la penalización correspondiente. Pero aun así, si producto del análisis exploratorio o rangos de precisión obtenemos que algunos de estos datos son outliers, la metodología cualquiera que fuera ésta arrojará conclusiones incoherentes.

#### **4.5.5 La Compensación y Penalización**

Es lógico entender que toda norma debe establecer sanciones aquellos clientes que contribuyen al deterioro de la calidad con penalidades económicas y compensar o subsanar económicamente a los clientes que son afectados con este deterioro. La norma peruana NTCSE usa el término de compensación como un sinónimo de resarcimiento o indemnización dirigido al cliente<sup>33</sup>, pero no habla explícitamente de penalidades del cliente hacia el suministrador. Creemos que el uso del término no es correcto ya que no tiene sentido compensar a un cliente sin antes haberle asignado alguna responsabilidad.

La estimación del monto de compensación se hace por intervalo fuera de rango de acuerdo a la NTCSE. Donde el monto es proporcional a la energía consumida en ese intervalo de mala calidad y a la magnitud de la tensión armónica con respecto a su límite.

Con la metodología propuesta, se podrán definir las responsabilidades del cliente y del suministrador para cada uno de los intervalos. Es así, que usaremos el término compensación y penalización con el distinguo del caso, tomando la siguiente consideración:

Todo cliente será penalizado cuando su responsabilidad en la distorsión de red es positiva, es decir que se encuentra empeorando nivel de distorsión de la red

---

<sup>32</sup> MORRIS, Alan: Principios De Mediciones E Instrumentación, 1<sup>era</sup> ed., Trad. NAGORE, Gabriel, México, 2002, p. 33.

<sup>33</sup> La NTCSE. Obligaciones Del Suministrador. Punto d), *Op. Cit.*, p. 5

Todo cliente será compensado cuando su responsabilidad en la distorsión de red es negativa o nula, es decir se encuentre mejorando los niveles de distorsión de la red o lo hace consumiendo de manera inocua.

#### 4.5.6 Caso # 1

##### a) Datos de la Medición

Medición efectuada:	De 12/02/04 al 23/02/04
Nivel de tensión:	10 KV. Conexión trifásica
Equipo Registrador:	Marca CIRCUTOR. Modelo AR5-L

##### b) Resultados de la Medición Según NTCSE

Para que una medición sea considerada fuera de rango y sea compensada, la NTCSE señala que se debe cumplir: primero que cualquier armónica de tensión sobrepase los límites fijados en él, y segundo, el número de intervalos represente un tiempo mayor al 5% del periodo de medición. El cálculo de la compensación se realiza sólo sobre aquellos intervalos que hayan sobrepasado dicho límite y se calcula por intervalos. El monto de la compensación es proporcional a la energía consumida en ese intervalo y a la magnitud de su alejamiento del límite de la tensión armónica fijado para él<sup>34</sup>. Así, los resultados de la medición según NTCSE es:

Perturbación armónica:	5.02 % del tiempo fuera de rango (53 intervalos <sup>35</sup> ).
Armónica penalizable <sup>36</sup> :	5ta armónica
Compensación:	201.34 US \$
Perturbación flicker:	0%.
Penalización:	0.0 US \$

<sup>34</sup> La NTCSE. Obligaciones Del Suministrador D.S. N° 020-97-EM, *Op. Cit.*, p. 13

<sup>35</sup> La medición fue configurado con registros a intervalos de 15 minutos

<sup>36</sup> Para efectos del análisis se vario el límite máximo de la 5ta armónica de 6% a 3%. El calculo de la penalización también se efectuó tomando en consideración esta variación.

### c) Análisis de la Medición

Se realizó el gráfico de la frecuencia acumulativa con los valores porcentuales de tensión y corriente medidos. Éste gráfico muestra el nivel de cada armónica agrupados en orden descendente, permitiendo ver aquellas armónicas con los niveles más altos. Los colores identificarán lo siguiente: El rojo, representa el rango de valores en la que se encuentra el 5% máximo de los valores registrados, en azul tenemos el rango de valores con el 65% de los valores intermedios y el verde con el 30% restante. El hecho que una banda sea estrecha, nos indicará que éste grupo de valores se encuentran más concentrados y estables. El caso contrario, indicaría mayor dispersión de los datos.

Podemos apreciar que la medición presenta la tensión de 5ta armónica con niveles más altos, seguidos por la 7ma, 3era y 9na armónica. Además se puede indicar que el 5% de los máximos valores registrados de la tensión de 5ta armónica, se encuentra entre 3.0% y 3.6%, y el 65% de los valores intermedios se encuentran entre el 2% al 3%. Del mismo modo para la corriente tenemos que el 5% de los valores máximos se encuentran entre 27% a 31% aproximadamente.

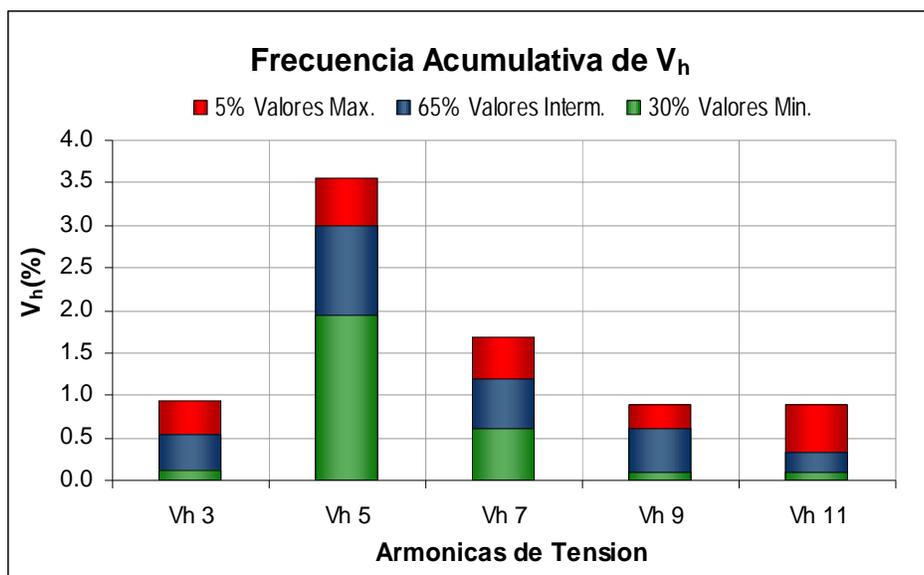


Figura 4.20 Gráfico de la frecuencia acumulativa para las tensiones armónicas

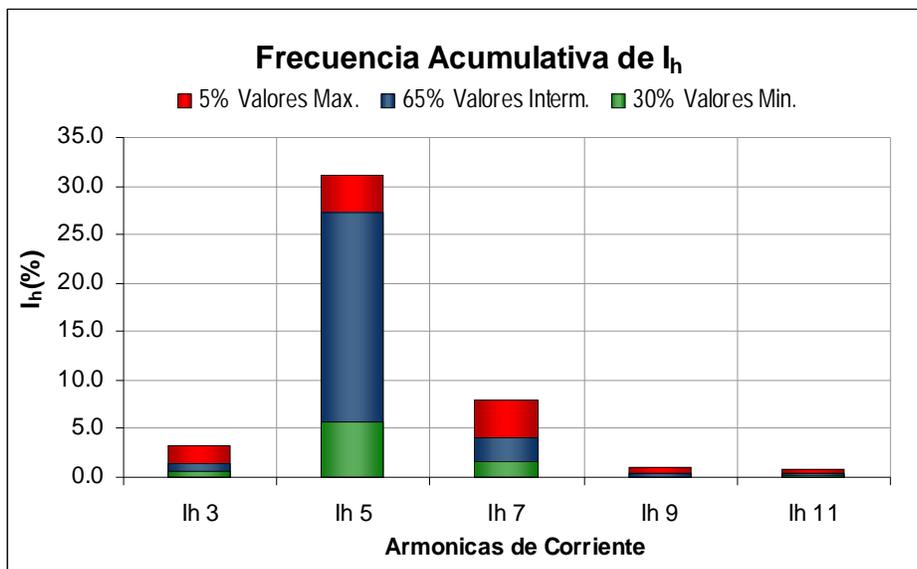


Figura 4.21 Gráfico de la frecuencia acumulativa para las corrientes armónicas.

Debido a que según la NTCSE considera solo aquellos intervalos de la armónica que se encuentran fuera de rango, el análisis exploratorio se realizará en base a éstos registros. Los medición analizada consta de 1056 intervalos, siendo el 5.02% de éstos los se encuentran fuera de rango, esto significa 53 intervalos.

A continuación se muestra los histogramas para la tensión y corriente de 5ta armónica generados sobre valores absolutos. Así también, se muestra un histograma modificado en su presentación que nos darán una idea de la distribución de los ángulos de fase y su frecuencia, tanto para la tensión como para la corriente. Estos gráficos son importantes para analizar la distribución de los datos, permitiéndonos ver su comportamiento, así como indicios de valores irregulares e incoherentes.

Como se podrá observar las tensiones armónicas  $V_h$  presentan una concentración moderada, así como sus ángulos de fase. Esto nos indica que los datos son coherentes y no aplicaría alguna depuración –signo de buena calidad en los registros–. Las tensiones fluctúan entre 172V a 203V, y los ángulos entre  $129^\circ$  a  $155.6^\circ$ .

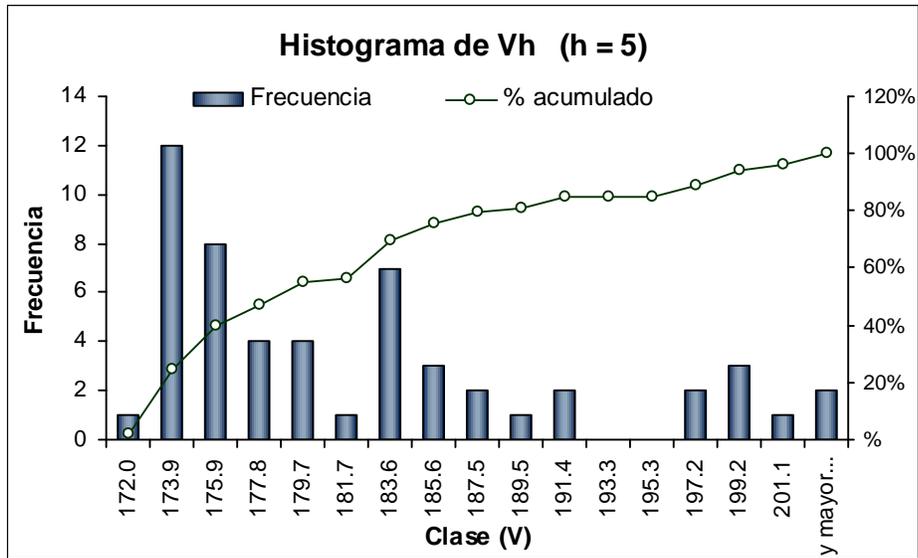


Figura 4.22 Histograma de las magnitudes de la tensión armónica.

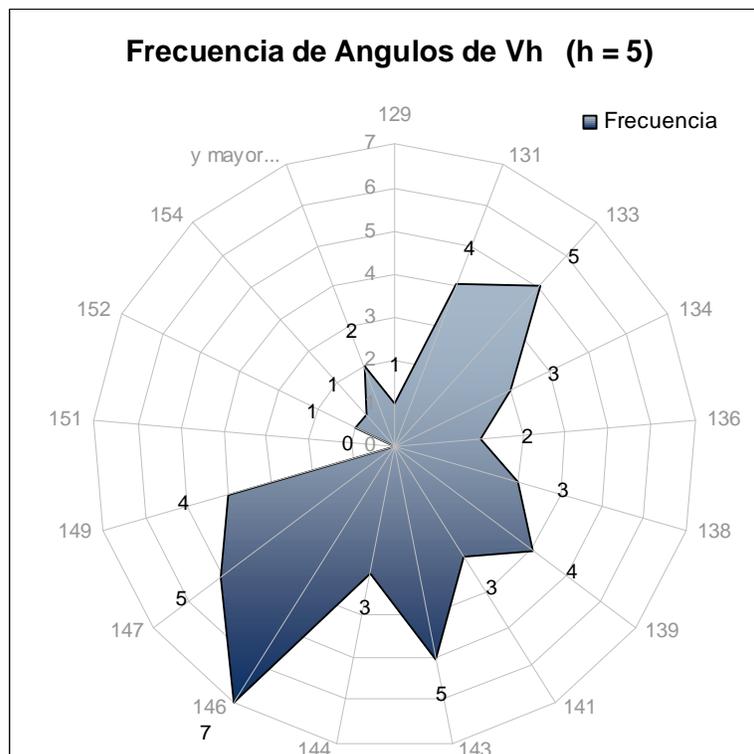


Figura 4.23 Histograma de los ángulos de fase de la tensión armónica.

Para el caso de la corriente armónica  $I_h$  éstas presentan una mayor dispersión, así como también sus ángulos de fase. Como se vera a continuación, éste cuadro nos

indicaría la existencia de incoherencias con los datos y aplicaría alguna depuración. Las corrientes fluctúan entre 0.6A a 10.7A, y los ángulos entre 161° a 338.7°.

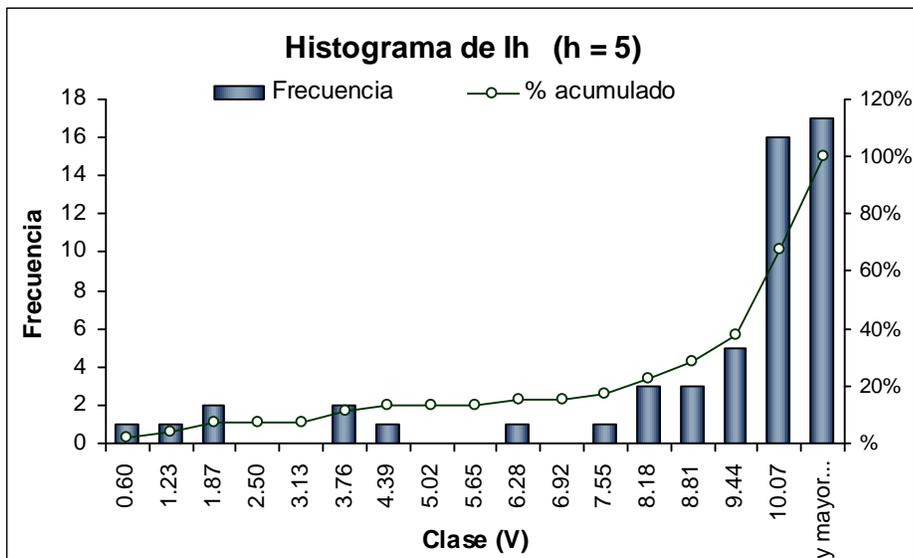


Figura 4.24 Histograma de las magnitudes de la corriente armónica.

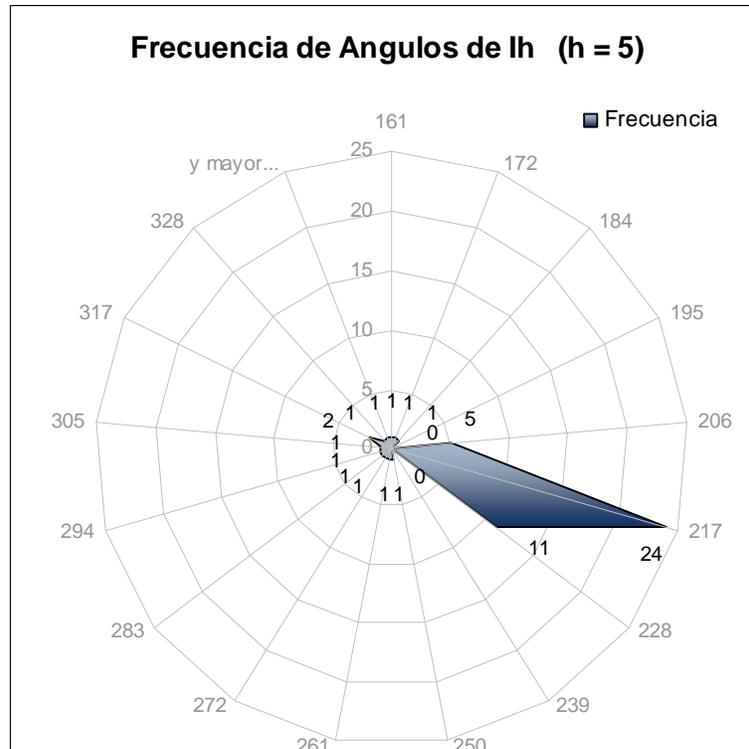


Figura 4.25 Histograma de los ángulos de fase de la corriente armónica

Seguidamente se muestra el gráfico de dispersión de la impedancia armónica  $Z_h$ . En ella puede observar la existencia de algunos intervalos que tienen un comportamiento muy diferente al resto. La impedancia armónica  $Z_h$  se encuentran concentrados en su gran mayoría en el IV cuadrante, y nos indicaría que la carga tiene un comportamiento capacitivo a esta frecuencia armónica.

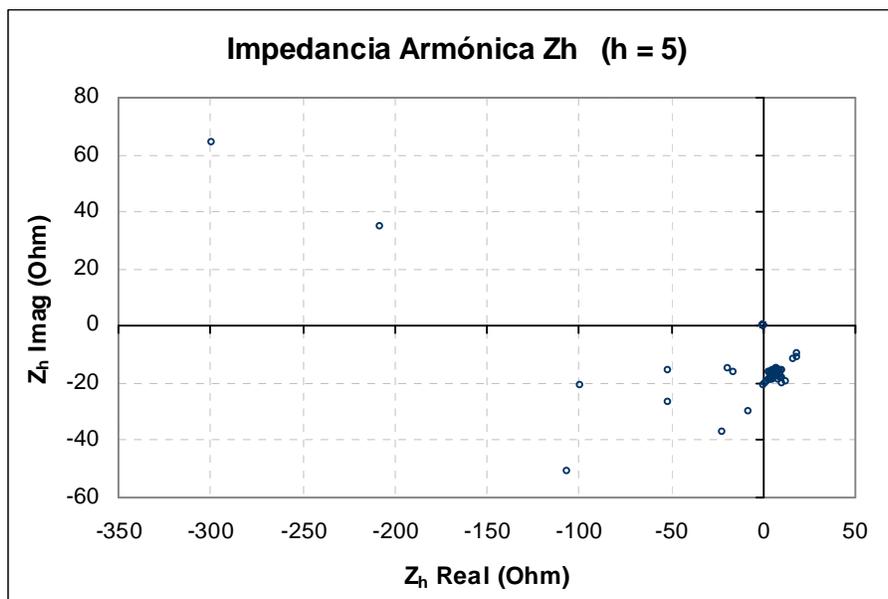


Figura 4.26 Gráfico de dispersión de la parte real e imaginaria de la impedancia armónica.

Finalmente se muestra el gráfico de correlación entre la tensión y la corriente armónica. La correlación nos indica el grado de relación que existen en la variabilidad entre estos dos parámetros<sup>37</sup>. Es decir que a medida que aumenta uno de ellos también lo hace el otro, o inversamente también. Se puede observar la existencia de una moderada correlación de pendiente positiva.

<sup>37</sup> Pita Fernández lo indica del siguiente modo: "La correlación no implica causalidad. La causalidad es un juicio de valor que requiere más información que un simple valor cuantitativo de un coeficiente de correlación.", FERNÁNDEZ S., Pita: Correlación Frente A Causalidad, Jano, 1996, p. 59-60.

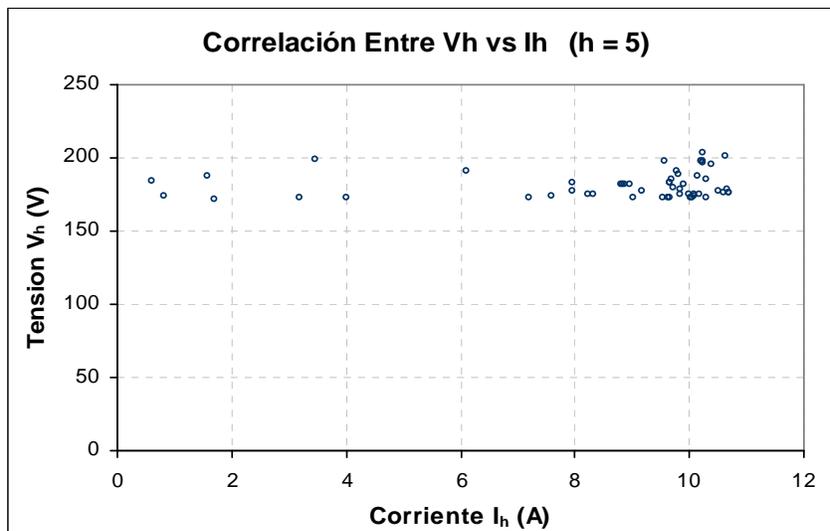


Figura 4.27 Gráfico de correlación de la tensión y corriente fundamental.

#### d) Análisis del Error en la Medición

Como se sabe un sistema de medición normalmente está integrado por varias componentes independientes, cada una de las cuales estará sujeta a errores sistemáticos y/o aleatorios. Para la medición de cualquier variable, muchas veces la señal tiene que atravesar por una cadena de medición. Esto es, el camino que recorre la señal de medición de entrada a salida, atravesando diferentes instrumentos/transductores combinándose los errores de los elementos de medición. A continuación se muestra una tabla con los errores contemplados, y recoja el error total de todo el sistema de medición.

Tabla 4.9 Errores estimados el circuito de medición y del equipo.

Parámetro	Instrumento/ Transductor	Error Especificado <sup>(*)</sup>	Error Estimado <sup>(**)</sup>
Tensión	Equipo de Medición	$V_{med} > 3\%V_{nom}$ error $5\%V_{med}$	$\pm 5.00V$
	Trafo. tensión (TP)	clase 0.5; error $0.5\%V_{nom}$	$\pm 0.50V$
	Desgaste/Envejecim.	50% (TP)	$\pm 0.25V$
		<b>Error total</b>	<b><math>\pm 5.75V</math></b>
Corriente	Equipo de Medición	$I_{med} > 10\%I_{nom}$ error $5\%I_{med}$	$\pm 0.050A$
	Trafo. corriente (TC)	clase 0.5; error $0.5\%I_{nom}$	$\pm 0.025A$
	Pinza de corriente	rango medición 0.05A a 5A	$\pm 0.050A$
	Desgaste/Envejecim.	50% (TC + Pinza)	$\pm 0.050A$
		<b>Error total</b>	<b><math>\pm 0.175A</math></b>

(<sup>o</sup>) Equipo de medición de clase B. Error especificado en la norma IEEE-1000-4-7

(<sup>o</sup>) Error estimado sobre valores medidos en el secundario del transformador de tensión 100V y de corriente 1A. La  $I_{nom}$  para el caso del TC es 5A y  $V_{nom}$  es 100V.

Se puede observar que se considero un error adicional ya que es razonable considerar un error por efectos del deterioro natural de los transformadores de medición, así como, el envejecimiento de los equipos de medición que ya no conservan el nivel de error de fabrica. Así, se asume un 50% del error estimado, tanto para la tensión como para la corriente. Tener en cuenta que el error total esta referido al secundario TP y TC.

Comparando los valores registrados con la tabla, se observa algunos de los intervalos son menores en magnitud que sus propios errores estimados, por lo que no pueden tomarse en cuenta, así se separarán los 4 registros siguientes.

Tabla 4.10 Registros depurados. Su magnitud es menor que el error estimado.

Fecha_Hora	Vh 5	Ih 5	Ih 1
21/02/2004 00:15	17.196758	0.170291959	1.3837
22/02/2004 23:30	18.739402	0.158620853	1.4713
22/02/2004 23:45	17.38752	0.082370196	1.2252
23/02/2004 00:00	18.46268	0.060255388	1.1716

### e) Separación y Cuantificación de la Contribución Armónica

La estimación de la contribución armónica para éste cliente se realizará sobre los 53 intervalos comprometidos en la compensación. A continuación mostramos una tabla con algunos de los resultados luego de aplicar la metodología propuesta, donde la asignación de responsabilidad se realiza por intervalo. Al final de la tabla se muestra la responsabilidad total de ambas partes; cliente y suministrador. Como se puede apreciar las corrientes no-conforme calculadas son mayores que su correspondiente corrientes conformes ( $I_{nc} > I_c$ ), lo que determina la responsabilidad del cliente en la distorsión para ese intervalo (mayor detalle ver Anexo C).

Tabla 4.11 Asignación de responsabilidades por intervalo. Total asignado al cliente y suministrador

Fecha_Hora	Pco_h5	Qco_h5	Pnco_h5	Qnco_h5	Ic	Inc	Respons.
12/02/2004 13:15	-150.96	147.66	-669.76	1707.23	1.2	10.6	1
12/02/2004 14:30	-156.12	152.71	-898.96	1767.75	1.3	11.4	1
12/02/2004 15:00	-180.53	176.58	-1247.07	1751.85	1.3	11.5	1

12/02/2004 16:00	-161.21	157.69	-836.34	1740.50	1.3	11.0	1
....	....	....	....	....	....	....	....
49	<i>(1) Resp. del Cliente</i>						
4	<i>(-1) Resp. del Suminist.</i>						
<b>53</b>	<b>Total de registros</b>						

La asignación de la responsabilidad de los 4 intervalos separados anteriormente por problemas de precisión, serán asumidos al suministrador. Esto por que es lógico razonar que una corriente armónica de magnitudes cercanas a cero, no pueden tener algún efecto perjudicial a la red, y por lo tanto ser responsables de distorsión.

Mostramos a continuación el grafico de tendencia de la tensión y corriente armónica para 2 días, donde se puede apreciar que las variaciones de ambas variables se encuentran correlacionadas, como se observó en el anterior grafico de correlación.

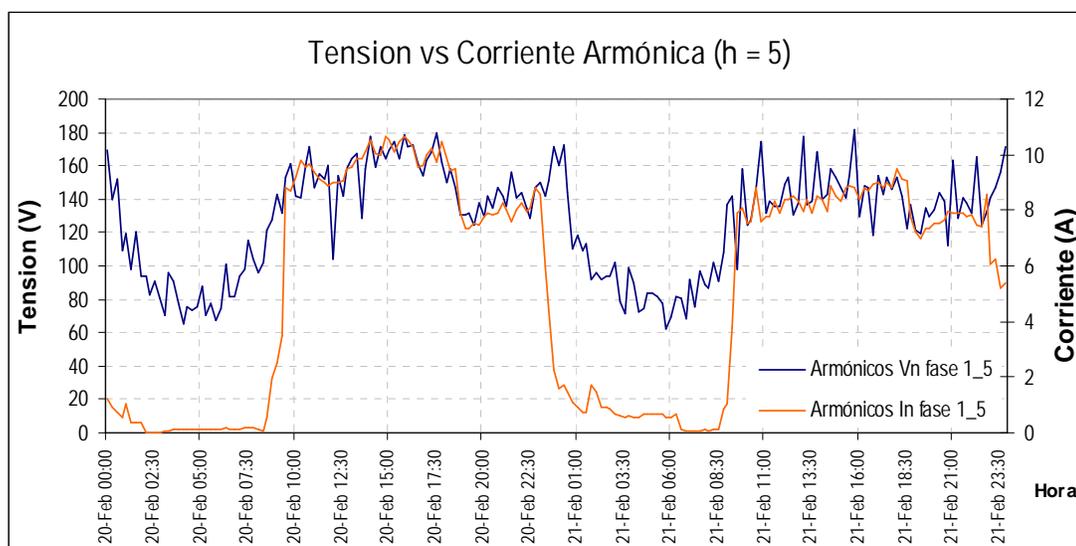


Figura 4.28 Grafico de tendencia de la tensión y corriente de 5ta armónica.

Se muestra el gráfico con los valores calculados de la corriente conforme y no-conforme donde se puede apreciar la diferencia sostenida y marcada que existe entre las dos variables lo que define la responsabilidad del cliente. Además se muestra el grafico de la potencia armónica y su desdoblamiento en potencia conforme y no-conforme. Podemos observar como la potencia armónica tiene signo negativo, esto quiere decir va desde el lado de la carga al lado del suministrador.

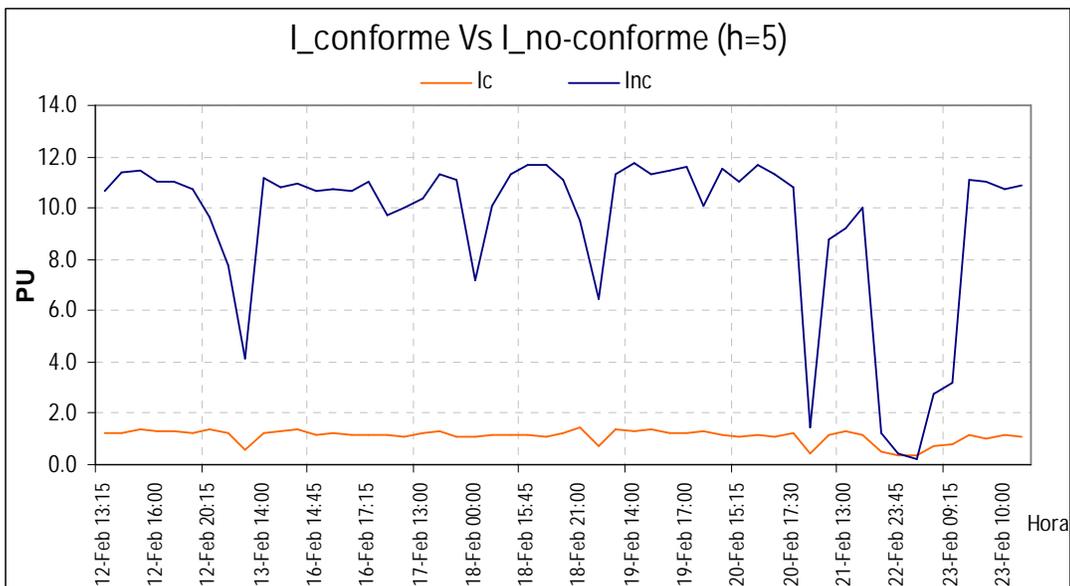


Figura 4.29 Grafico del análisis de la corriente conforme y no-conforme.

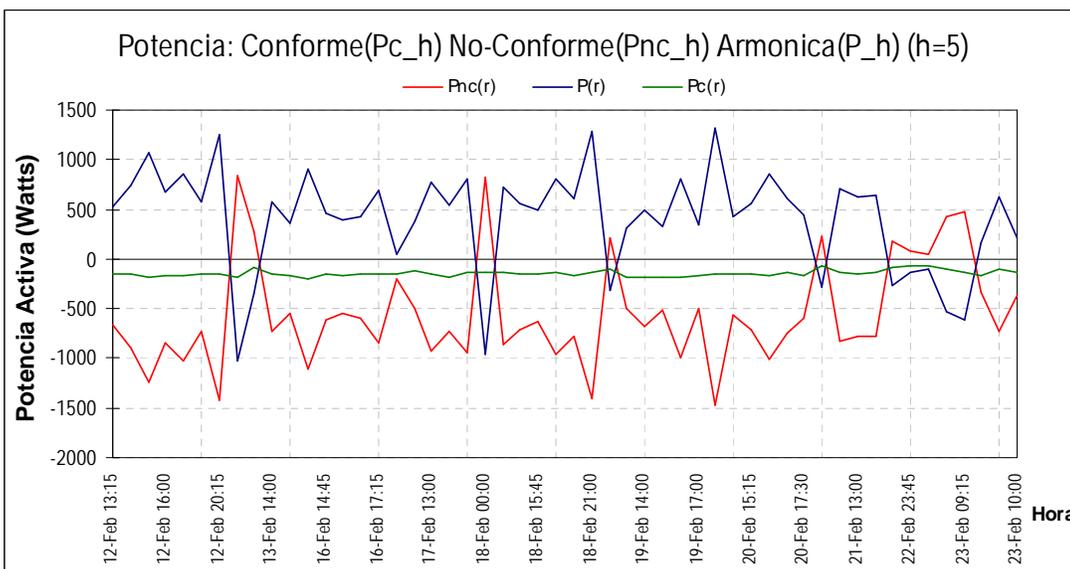


Figura 4.30 Separación de la potencia activa armónica en conforme y no-conforme.

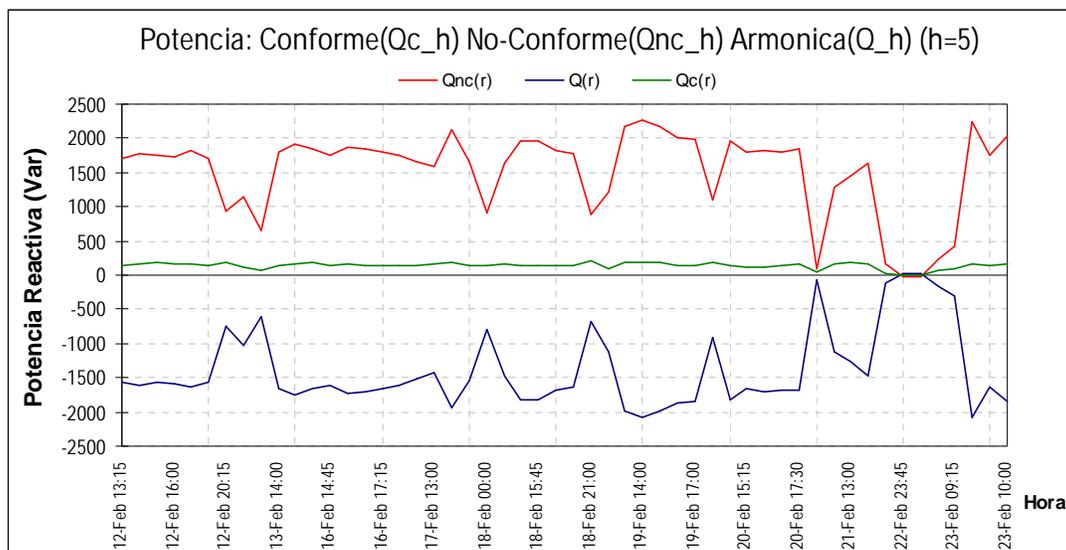


Figura 4.31 Separación de la potencia reactiva armónica en conforme y no-conforme.

#### f) Determinación de la Compensación y Penalización

Se efectuarán la asignación de los montos de penalización y compensación, tomando la consideración lo indicado en el punto 5.4. Así, mostramos en la tabla 4.12 algunos cálculos de los montos asignados, donde las cantidades positivas son atribuibles al cliente (penalización) y los negativos al suministrador (compensación). En la tabla 4.13 se resume los montos totales (detalles en el Anexo C al final de la tesis). Adicionalmente mostramos un gráfico con los montos asignados por intervalo, donde se puede apreciar la variación y diferencias de los montos asignados para el cliente y el suministrador.

Tabla 4.12 Asignación de algunos montos de compensación calculados por intervalos.

Fecha_Hora	Vh 5	lh 5	lh 1	Ic	Inc	Pot (w)	Comp. (\$)
12/02/2004 13:15	172.30	9.54	41.40	1.2	10.6	660987.25	3.26
12/02/2004 14:30	174.54	10.19	41.34	1.3	11.4	656023.57	3.50
12/02/2004 15:00	187.35	10.15	41.51	1.3	11.5	659120.46	5.20
12/02/2004 16:00	174.93	9.84	42.32	1.3	11.0	666924.26	3.60
...	...	...	...	...	...	...	...

Tabla 4.13 Montos totales atribuibles al cliente (penalización) y al suministrador (compensación)

Responsabilidad	N° Intervalos	Comp. (\$)
Del Cliente	49	196.57

<i>Del Suministrador</i>	4	-4.77
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>201.34</b>

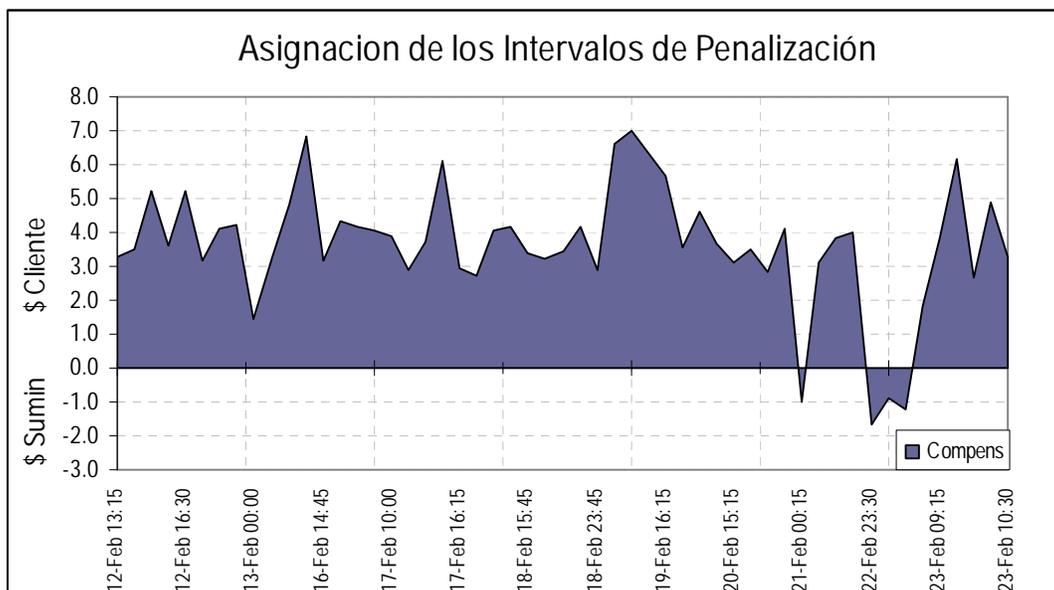


Figura 4.32 Gráfico con los montos asignados de penalización(+) y compensación(-).

#### 4.5.7 Caso # 2

##### a) Datos de la Medición

Medición efectuada: De 16/04/99 al 20/04/99

Nivel de tensión: 10 KV. Conexión trifásica

Equipo Registrador: Marca CIRCUTOR. Modelo AR5-L

##### b) Resultados de la Medición Según NTCSE

Como se indico en el caso anterior para que una medición sea considerada fuera de rango y sea compensada, debe sobrepasar los limites de magnitud (Vh) y tiempo (5% del periodo de medición). Del mismo modo, el cálculo de la compensación se realiza por intervalos y en sólo en aquellos que hayan sobrepasado el limite fijado. Así, los resultados de la medición según NTCSE es:

Perturbación armónica:	9.43 % del tiempo fuera de rango (53 intervalos <sup>38</sup> ).
Armónica penalizable <sup>39</sup> :	5ta armónica
Compensación:	0.38 US \$
Perturbación flicker:	0%.
Penalización:	0.0 US \$

### c) Análisis de la Medición

Se realizó el gráfico de la frecuencia acumulativa con los valores porcentuales de tensión y corriente medidos. Podemos apreciar que la tensión de 5ta armónica presenta los niveles más altos, seguidos por la 7ma, 3era y 9na armónica. Así mismo, se puede indicar que el 5% de los máximos valores registrados de la tensión de 5ta armónica, se encuentra entre 3.56% y 3.21%, y el 65% de los valores intermedios se encuentran entre el 2% al 3.21%. Del mismo modo para la corriente tenemos que el 5% de los valores máximos se encuentran entre 19.12% a 20.81% aproximadamente.

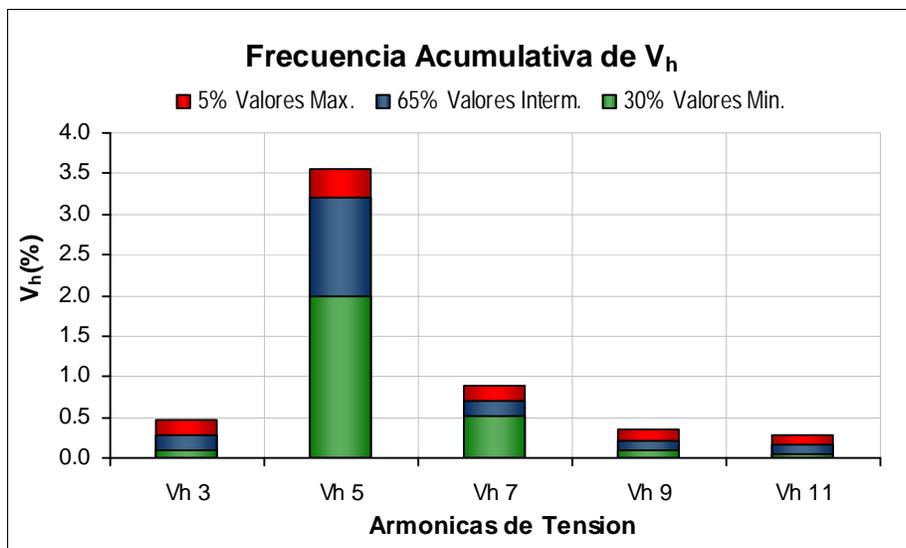


Figura 4.33 Gráfico de la frecuencia acumulativa para las tensiones armónicas.

<sup>38</sup> La medición fue configurado con registros a intervalos de 10 minutos

<sup>39</sup> Para efectos del análisis se varió el límite máximo de la 5ta armónica de 6% a 3%. El cálculo de la penalización también se efectuó tomando en consideración esta variación.

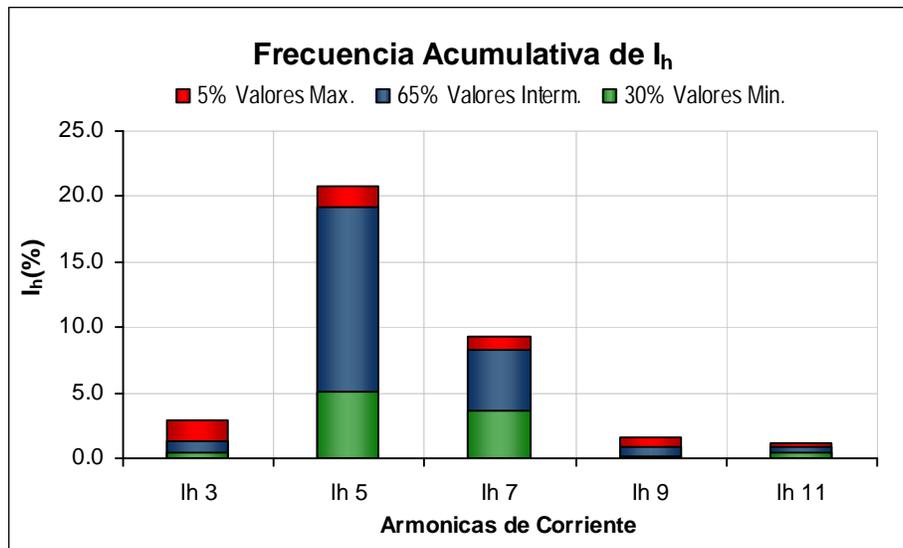


Figura 4.34 Gráfico de la frecuencia acumulativa para las corrientes armónicas.

Debido a que según la NTCSE considera solo aquellos intervalos de la armónica que se encuentran fuera de rango, el análisis exploratorio se realizará en base a éstos registros. Los medición analizada consta de 562 intervalos, siendo el 9.43% de éstos los se encuentran fuera de rango, esto significa 53 intervalos.

A continuación se muestra los histogramas para la tensión y corriente de 5ta armónica generados sobre valores absolutos. Así también, se muestra un histograma modificado en su presentación y que nos darán una idea de la distribución de los ángulos de fase y su frecuencia, tanto para la tensión como para la corriente. Estos gráficos son importantes para analizar la distribución de los datos, permitiéndonos ver su comportamiento, así como indicios de valores irregulares e incoherentes.

Como se podrá observar las tensiones armónicas  $V_h$  presentan una concentración moderada, así como sus ángulos de fase. Esto nos indica que los datos son coherentes y no aplicaría alguna depuración –signo de buena calidad en los registros–. Las tensiones fluctúan entre 173.4V a 205.7V, y los ángulos entre 142° a 154°.

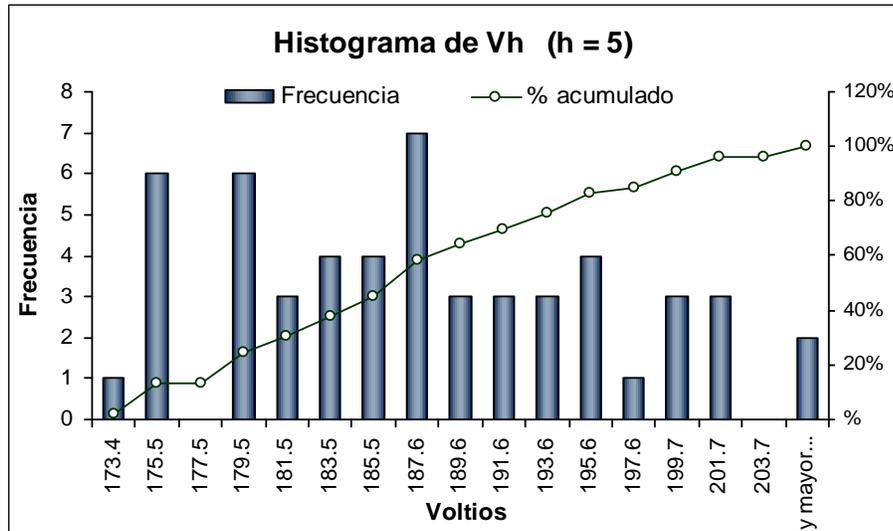


Figura 4.35 Histograma de las magnitudes de la tensión armónica.

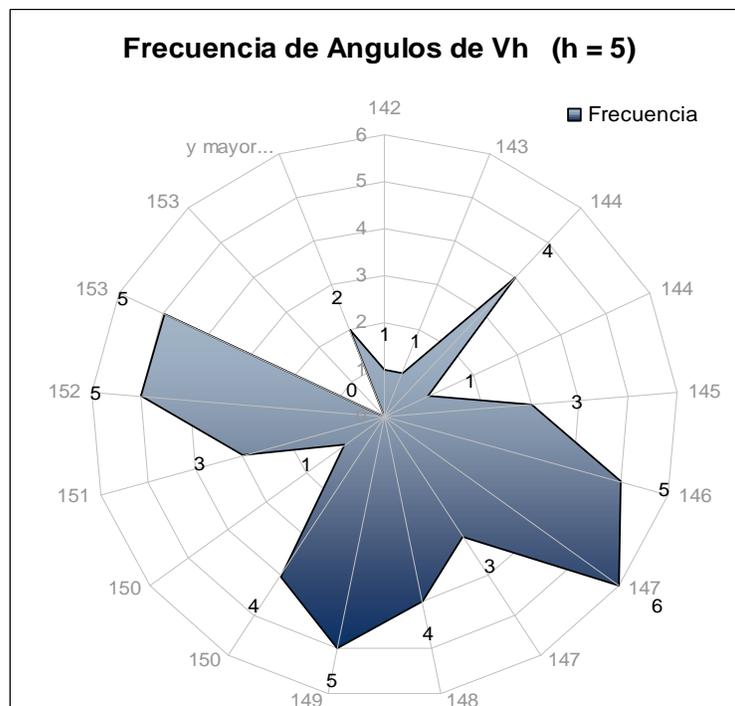


Figura 4.36 Histograma de los ángulos de fase de la tensión armónica.

Para el caso de la corriente armónica  $I_h$  éstas también una concentración moderada, así como también sus ángulos de fase. Como se vera a continuación, éste cuadro nos indicaría la existencia de incoherencias con los datos y aplicaría alguna depuración. Las corrientes fluctúan entre 2.33A a 2.7A, y los ángulos entre 151° a 215°.

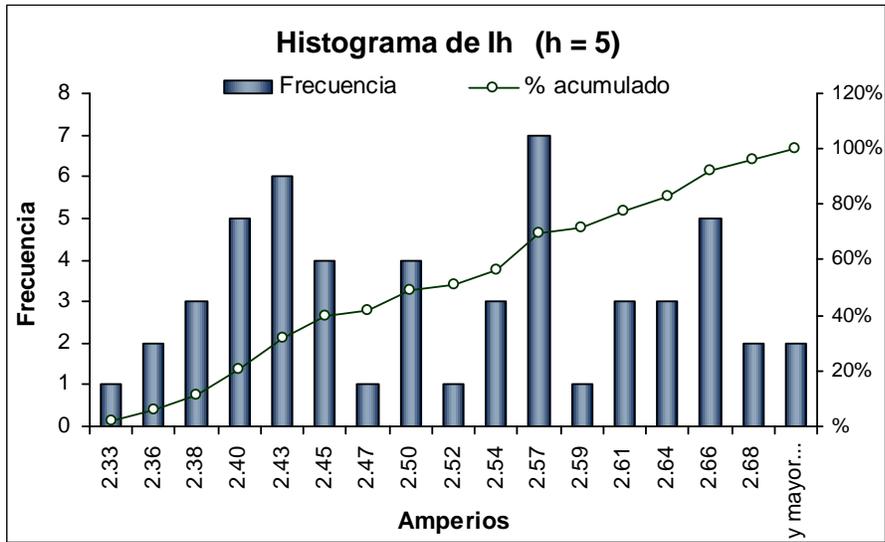


Figura 4.37 Histograma de las magnitudes de la corriente armónica.

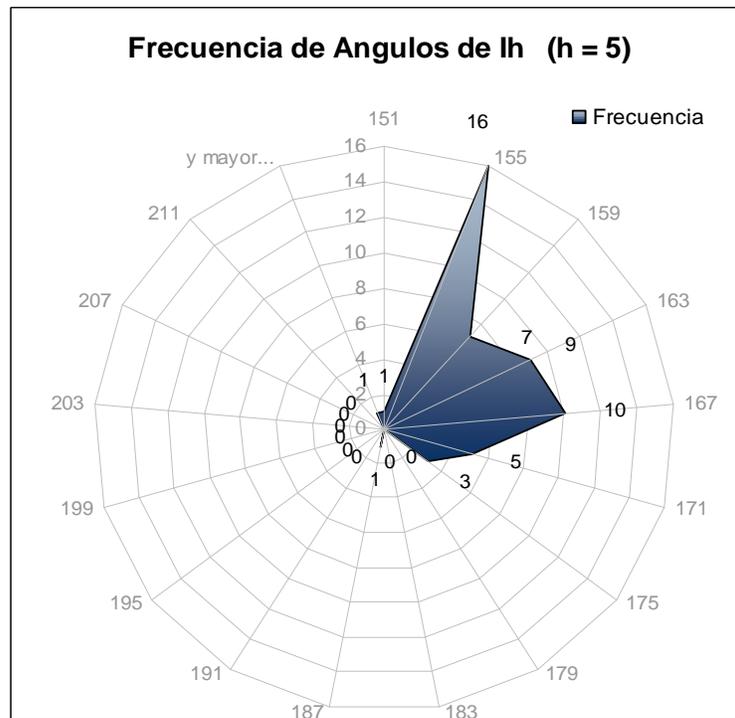


Figura 4.38 Histograma de los ángulos de fase de la corriente armónica.

Seguidamente se muestra el gráfico de dispersión de la impedancia armónica  $Z_h$ . En ella puede observar la existencia de un intervalo que tiene un distanciamiento del resto.

La impedancia armónica  $Z_h$  se encuentran concentrados en el III cuadrante, y nos indicaría que la carga tiene un comportamiento capacitivo a esta frecuencia armónica.

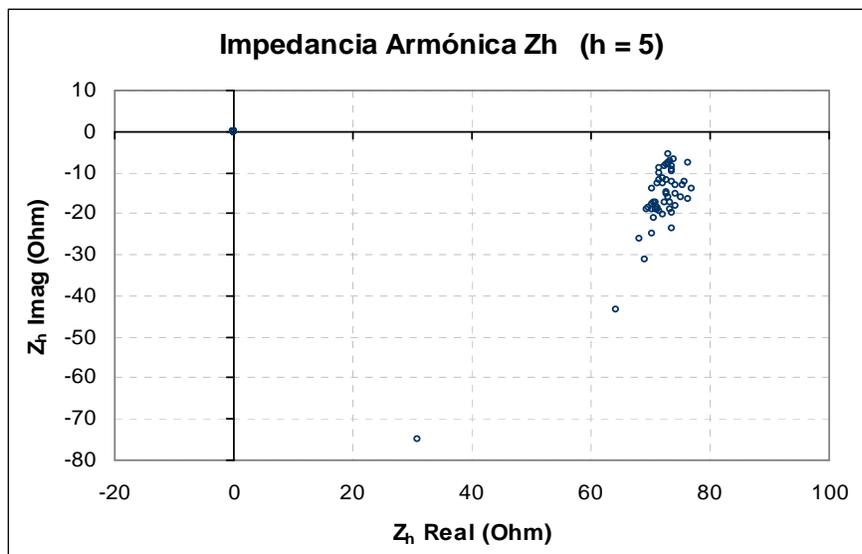


Figura 4.39 Gráfico de dispersión de la parte real e imaginaria de la impedancia armónica.

Finalmente se muestra el gráfico de correlación entre la tensión y la corriente armónica. Como se menciona anteriormente la correlación indica el grado de relación que existen en la variabilidad entre estos dos parámetros. Se puede observar la existencia de una marcada correlación de pendiente positiva.

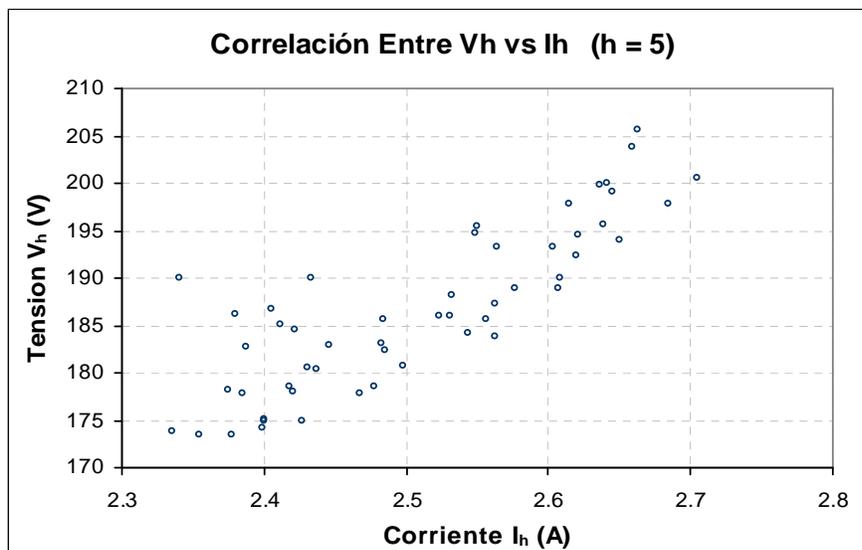


Figura 4.40 Gráfico de correlación de la tensión y corriente fundamental.

#### d) Análisis del Error en la Medición

Como se sabe un sistema de medición normalmente esta integrado por varias componentes independientes, cada una de las cuales estará sujeta a errores sistemáticos y /o aleatorios. Para la medición de cualquier variable, muchas veces la señal tiene que atravesar por una cadena de medición. A continuación se muestra una tabla con estos errores, de tal manera que recoja el error total de todo el sistema de medición.

Tabla 4.14 Errores estimados el circuito de medición y del equipo.

Parámetro	Instrumento/ Transductor	Error Especificado <sup>(*)</sup>	Error Estimado <sup>(**)</sup>
Tensión	Equipo de Medición	$V_{med} > 3\%V_{nom}$ error $5\%V_{med}$	$\pm 5.00V$
	Trafo. tensión (TP)	clase 0.5; error $0.5\%V_{nom}$	$\pm 0.50V$
	Desgaste/Envejecim.	50% (TP)	$\pm 0.25V$
		<b>Error total</b>	<b><math>\pm 5.75V</math></b>
Corriente	Equipo de Medición	$I_{med} > 10\%I_{nom}$ error $5\%I_{med}$	$\pm 0.050A$
	Trafo. corriente (TC)	clase 0.5; error $0.5\%I_{nom}$	$\pm 0.025A$
	Pinza de corriente	rango medición 0.05A a 5A	$\pm 0.050A$
	Desgaste/Envejecim.	50% (TC + Pinza)	$\pm 0.050A$
		<b>Error total</b>	<b><math>\pm 0.175A</math></b>

(\*) Equipo de medición de clase B. Error especificado en la norma IEEE-1000-4-7

(\*\*) Error estimado sobre valores medidos en el secundario del transformador de tensión 100V y de corriente 1A. La  $I_{nom}$  para el caso del TC es 5A y  $V_{nom}$  es 100V.

Se puede observar que se considero un error adicional ya es razonable considerar un error por efectos del deterioro natural de los transformadores de medición, y el envejecimiento de los equipos de medición que no conservan el nivel de error de fabrica. Es así que asumimos un 50% del error estimado tanto para la tensión como para la corriente. Tener en cuenta que el error total esta referido siempre al secundario TP y TC.

Comparando los valores registrados con la tabla, se observa que todos los intervalos son mayores en magnitud que sus errores estimados, lo que indica que pueden tomarse en cuenta sin ninguna depuración.

### e) Separación y Cuantificación de la Contribución Armónica

La estimación de la contribución armónica para éste cliente se realizará sobre los 53 intervalos comprometidos en la compensación. A continuación mostramos la tabla 4.15 con algunos de los resultados luego de aplicar la metodología propuesta, donde la asignación de responsabilidad se realiza por cada intervalo. Al final de la tabla se muestra la responsabilidad total de ambas partes; cliente y suministrador. Como se puede apreciar las corrientes no-conforme calculadas son mayores que su correspondiente corrientes conformes ( $I_{nc} > I_c$ ), lo que determina la responsabilidad del cliente en la distorsión para ese intervalo (mayor detalle ver Anexo C).

Tabla 4.15 Asignación de responsabilidades por intervalo. Total asignado al cliente y suministrador

Fecha_Hora	Pco_h5	Qco_h5	Pnco_h5	Qnco_h5	Ic	Inc	Respons.
18/04/1999 07:30	-59.11	-51.50	-495.58	42.07	0.4	2.0	1
18/04/1999 07:40	-55.75	-53.77	-519.40	13.04	0.4	2.2	1
18/04/1999 07:50	-60.63	-58.48	-561.36	-3.20	0.4	2.3	1
18/04/1999 08:00	-53.88	-46.93	-489.18	7.29	0.4	2.1	1
....	....	....	....	....	....	....	....
		53	<i>(1) Resp. del Cliente</i>				
		0	<i>(-1) Resp. del Suminist.</i>				
		<b>53</b>	<b>Total de registros</b>				

Mostramos a continuación el gráfico de tendencia de la tensión y corriente armónica de 2 días, donde se puede apreciar que las variaciones de ambas variables se encuentran fuertemente correlacionadas, como se observó en el anterior gráfico de correlación.

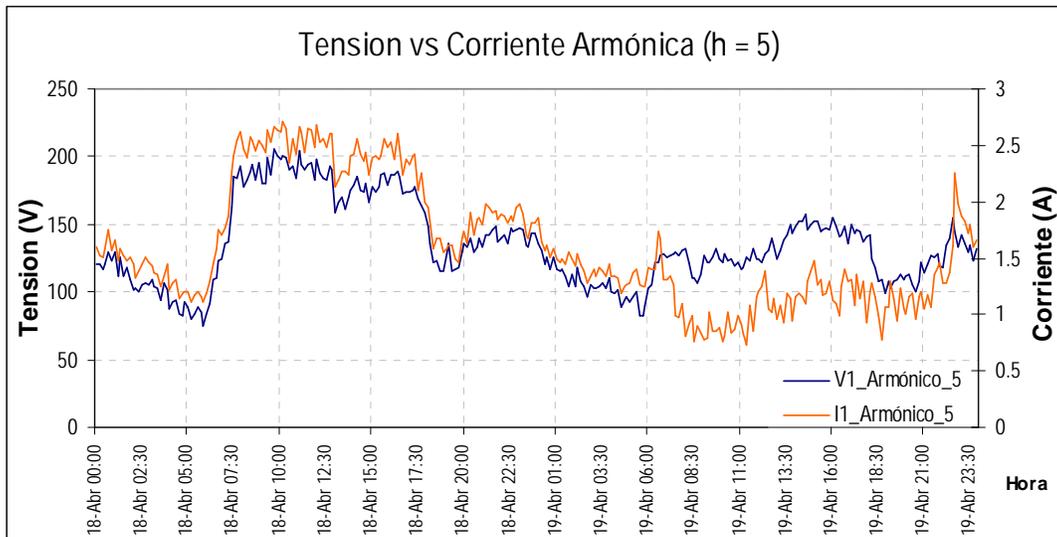


Figura 4.41 Gráfico de tendencia de la tensión y corriente de 5ta armónica.

Se muestra el gráfico con los valores calculados de la corriente conforme y no-conforme, donde se aprecia la diferencia sostenida que existe entre ellas. Aquí se puede ver mejor la responsabilidad del cliente. Seguidamente se muestra el gráfico de la potencia armónica y su desdoblamiento en potencia conforme y no-conforme, donde se observa el signo negativo de la potencia armónica, indicándonos el flujo del lado de la carga al lado del suministrador.

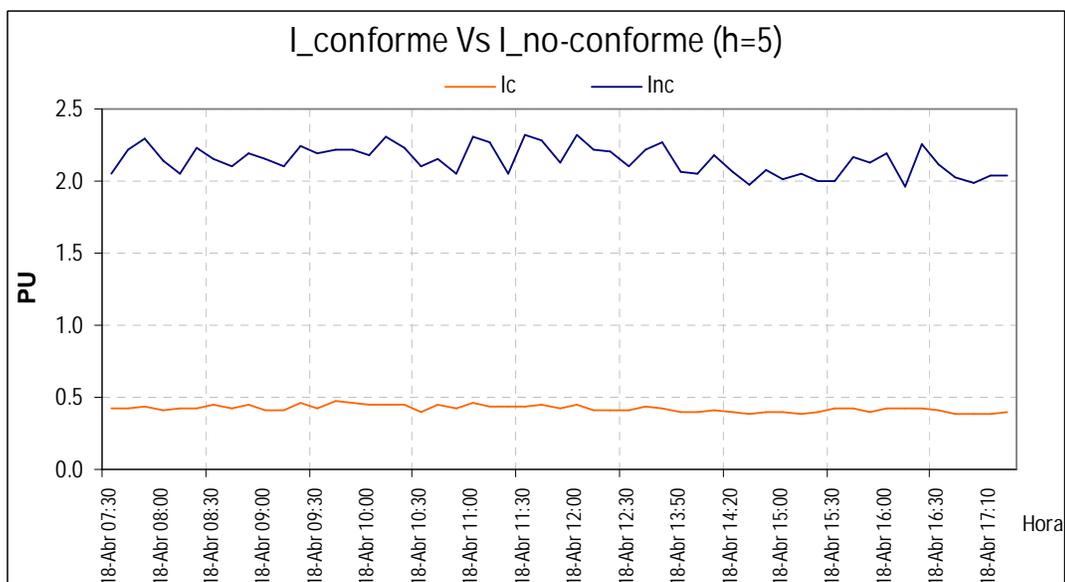


Figura 4.42 Gráfico del análisis de la corriente conforme y no-conforme.

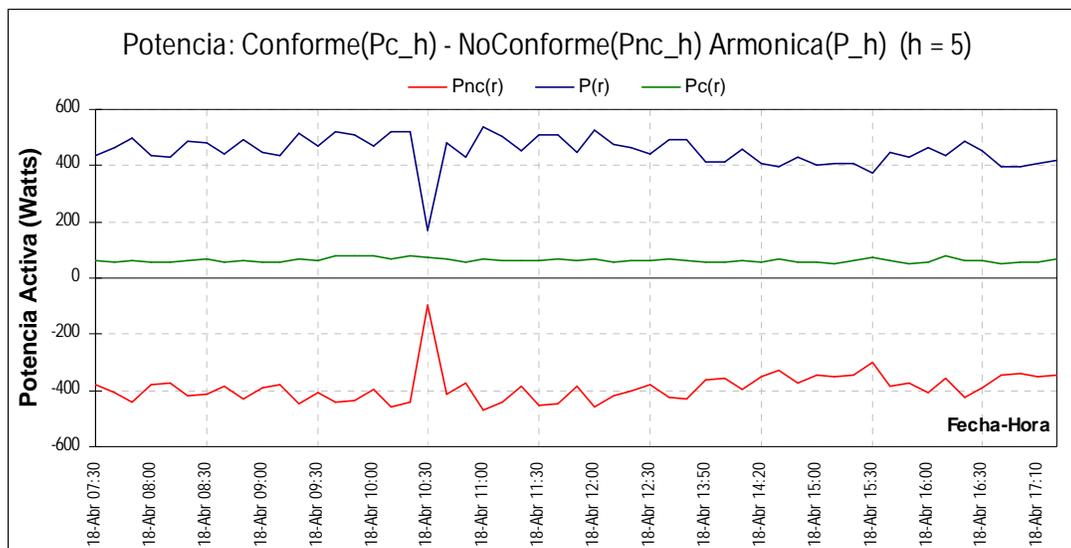


Figura 4.43 Separación de la potencia activa armónica en conforme y no-conforme.

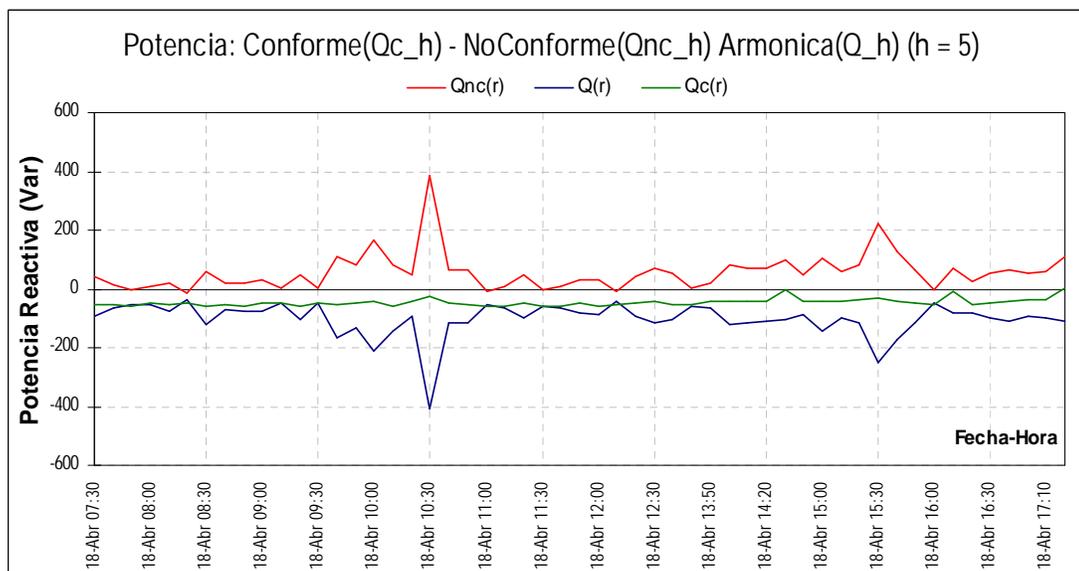


Figura 4.44 Separación de la potencia reactiva armónica en conforme y no-conforme.

## f) Determinación de la Compensación y Penalización

Se efectuarán la asignación de los montos de penalización y compensación, tomando la consideración lo indicado en el punto 5.4. Así, mostramos en la tabla 4.16 algunos cálculos de los montos asignados, donde las cantidades positivas son atribuibles al cliente (penalización) y los negativos al suministrador (compensación). En la tabla 4.17

se resume los montos totales (detalles en el Anexo B al final de la tesis). Adicionalmente mostramos un grafico con los montos asignados por intervalo, donde se puede apreciar la variación y diferencias de los montos asignados para el cliente y el suministrador.

Tabla 4.16 Asignación de algunos montos de compensación calculados por intervalos.

Fecha_Hora	Vh 5	Ih 5	Ih 1	Ic	Inc	Pot (w)	Comp. (\$)
18/04/1999 07:30	185.05	2.41	13.17	0.4	2.0	38145.98	0.004
18/04/1999 07:40	184.13	2.54	13.00	0.4	2.2	35518.85	0.003
18/04/1999 07:50	192.34	2.62	12.90	0.4	2.3	35374.90	0.009
18/04/1999 08:00	177.76	2.47	13.11	0.4	2.1	38452.58	0.001
...	...	...	...	...	...	...	...

Tabla 4.17 Montos totales atribuibles al cliente (penalización) y al suministrador (compensación)

Responsabilidad	Nº Intervalos	Comp. (\$)
<i>Del Cliente</i>	53	0.38
<i>Del Suministrador</i>	0	0.00
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>0.38</b>

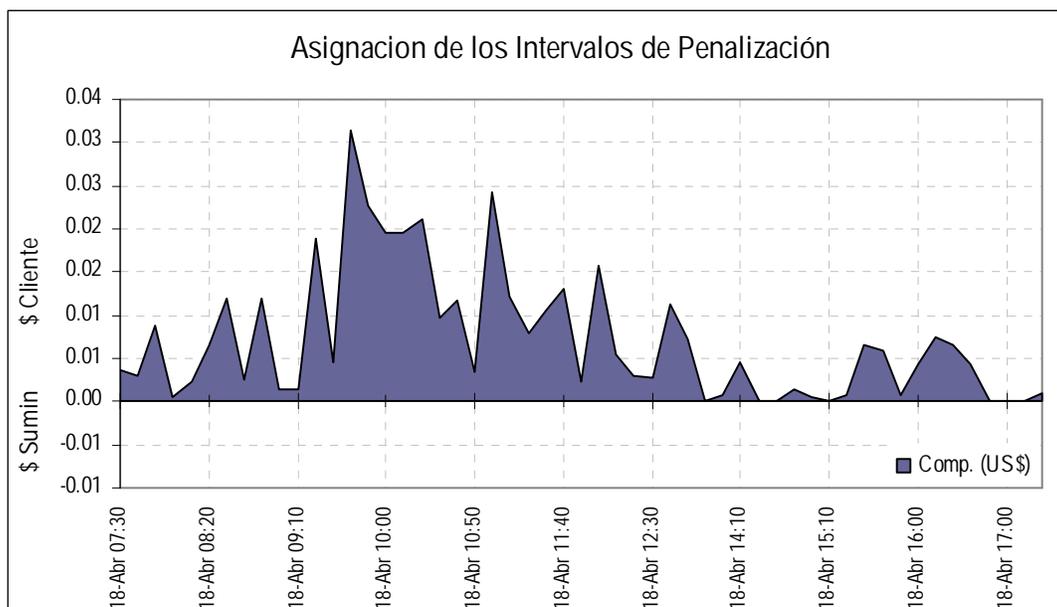


Figura 4.45 Gráfico con los montos asignados de penalización(+) y compensación(-).

## 4.6 Conclusiones

De los casos de aplicación expuestos, a manera de resumen se pueden extraer las siguientes conclusiones:

La separación de la corriente distorsionada medida siempre será en 2 partes, ambos con sentidos de dirección asignados convencionalmente. La corriente conforme, que es la porción no-distorsionante de la corriente, fluye desde el lado del suministrador al consumidor y resultará de responsabilidad del suministrador. Y la corriente no-conforme, que es la porción distorsionante de la corriente, que fluye desde el lado del consumidor al suministrador y es atribuido al consumidor.

La separación de la responsabilidad así como la penalización son analizadas por cada registro medido, manteniendo el integro del espíritu de la NTCSE.

La aplicación de la metodología, se realiza sólo a los intervalos que se encuentran penalizando, según lo indica la NTCSE (mayores del 5% del tiempo de medición). Sin embargo, la metodología propuesta puede hacerse extensivo al total de la medición, sin verse recortado ninguno de sus alcances.

La estimación del monto de la compensación total estimada, siempre se realizará según lo indicado en la NTCSE. Queda por parte de la metodología propuesta, luego de la separación de responsabilidades del cliente y suministrador, la asignación de los montos estimados.

Un tema importante en la aplicación de la metodología, es la exactitud de los valores registrados. Por lo tanto es imprescindible estimar los niveles de error admisibles, de forma tal, que se eviten dar interpretaciones y conclusiones incorrectas. En el caso específica de aquellos registros que se encuentren dentro del límite de error estimado (corriente de magnitudes inapreciables), la responsabilidad de la distorsión de tensión son atribuidos al suministrador ya que el razonamiento lógico deduce, que niveles imperceptibles de corriente armónica no afectarán los niveles de distorsión de la red.

El gráfico de dispersión de la impedancia armónica presentan en ambos casos un comportamiento definido y de alta concentración lo que indica que la carga tiene características eléctricas similares en esos momentos, esto puede tomarse como un indicador de la aleatoriedad del comportamiento de la carga desde el punto de vista de los armónicos. Esto se puede prever analizando la distribución de la magnitud y ángulos de fase de la tensión como de la corriente armónica, que también muestran un

comportamiento definido y de alta concentración, siendo un poco menor en el caso de la tensión. Esto último debido, a que la variable tensión está definida por el comportamiento de la red, y debe por lo tanto ser asumida por la suministradora.

El caso 2 expuesto, muestra un caso muy frecuente entre muchos clientes, esto es la sobre compensación reactiva. Esto puede observarse por que el cliente presenta una carga fuertemente capacitiva en momentos de mínima demanda (ver gráficos del FP, en el Anexo B), provocando la elevación del nivel de distorsión armónica en la red, en esos mismos momentos. Esto guarda total coherencia con los resultados simulados en la sección anterior, donde se indica que la carga capacitiva es una carga distorsionante, y su presencia aumenta los niveles de distorsión en la red.

## **CAPÍTULO V**

### **INSTRUMENTACIÓN PARA LA MEDIDA DE PERTURBACIONES**

#### **5.1 Antecedentes Históricos**

La instrumentación para la medida de perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos de potencia ha experimentado un gran desarrollo durante la última década. Desde los primeros equipos de instrumentación diseñados para medidas de propósito general, hasta los actuales registradores de transitorios, la instrumentación ha evolucionado de forma continua, especializándose cada día más. De forma paralela a la evolución de los equipos de medida, se ha desarrollado también una importante actividad en lo que a desarrollo de software de análisis de medidas se refiere, dado que la gestión de los registros de medida supone un problema que se incrementa día a día.

Hace dos décadas, la instrumentación disponible para la evaluación de la calidad del suministro eléctrico tenía una concepción muy amplia. Se trataba de osciloscopios y analizadores de espectro de propósito general que requerían un esfuerzo suplementario de procesado de las medidas para proporcionar resultados. En muchas situaciones, ni siquiera se disponía de analizadores de espectro, y los especialistas tenían que recurrir a procedimientos tan ingeniosos como utilizar un filtro analógico pasa-banda sintonizado a la frecuencia armónica a medir y conectado a un voltímetro, para obtener el valor eficaz del armónico deseado.

#### **5.2 Instrumentación. Propósitos**

La instrumentación existente actualmente que puede ser utilizada para la evaluación de la calidad de la energía, puede clasificarse en dos grandes grupos según su grado de especialización:

Instrumentación de propósito general.

Instrumentación de propósito específico.

### 5.2.1 Instrumentación De Propósito General

Básicamente, comprende osciloscopios y analizadores de espectro. Dentro de los analizadores de espectro puede establecerse una subdivisión según el procedimiento de análisis en:

*Analizadores que utilizan la transformada rápida de Fourier (FFT)* o procedimientos similares para calcular la transformada discreta de Fourier (DFT) de la señal muestreada. Los analizadores que utilizan la FFT tienen, en general, prestaciones bastante estandarizadas, y en formato comercial se suministran con anchos de banda desde 0 Hz hasta 20, 100 e incluso 200 kHz. Estos equipos suelen tener 1 ó 2 entradas, aunque algunos de ellos tienen 4, 8 ó 16, con posibilidad de realizar representaciones gráficas de las señales en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

*Analizadores de bancos de filtros analógicos en paralelo.* Los analizadores de bancos de filtros en paralelo fueron, históricamente, los primeros en aparecer. Su filosofía de funcionamiento es muy simple, ya que se basan en una serie de filtros analógicos pasa-banda en paralelo que dividen el espectro en bandas cuya unión permite reconstruir el espectro de señal que se quiere estudiar. Su mayor inconveniente es que se trata de una instrumentación extremadamente costosa y difícil de realizar, razón por la que su uso está reducido a aplicaciones de muy alta precisión en las que el costo es un factor secundario. El ancho de banda de estos analizadores se encuentra sobre los 100 kHz como máximo, y pueden llegar a tener resoluciones de 1 Hz.

Cualquiera que sea la estructura del medidor, es importante poder tener acceso a los datos medidos, para poder realizar presentaciones específicas y otros tipos de análisis. La mayoría de los sistemas que utilizan la FFT proporcionan una salida de datos en formato RS232 ó IEEE-488. Actualmente, muchos de ellos tienen también una interfaz Ethernet, de forma que pueden ser integrados en una red de área local (LAN). Otro de los rasgos diferenciadores entre los distintos equipos, es el número de ventanas diferentes que permiten utilizar en el proceso de muestreo, y que suele ir desde 2 hasta 12. La resolución del convertidor analógico/digital (ADC) es otro parámetro que varía bastante de unos equipos a otros, la mayoría entre 12 y 16 bits, aunque muchos de los osciloscopios existentes trabajan solamente con 8 bits. La figura 5.1 muestra, a modo de resumen, los parámetros más importantes utilizados normalmente para caracterizar un

analizador de espectro de propósito general. En la tabla se incluyen también los valores típicos de cada parámetro.

Tabla 5.1 Perfil funcional de un analizador de espectro de propósito general y valores típicos

<i>Parámetros</i>	<i>Valor típico</i>
Fabricante	
Modelo	
Ancho de banda (kHz)	DC-100 kHz
Ancho de banda en tiempo real (kHz)	10 kHz
Número de canales	2
Número de bits del convertor analógico/digital	12
Margen dinámico (dB)	70 dB
Número de líneas espectrales	1000
Zoom espectral	Si
Número de ventanas de análisis	6
Conectividad externa	IEEE 488 / RS 232
Programable	Si
Otras funciones	Captura temporal / Mapas espectrales

### 5.2.2 Instrumentación Propósito Especifico

Aún cuando hace dos décadas la instrumentación para monitorizar la calidad de la onda era sólo un prototipo que podía encontrarse en algunos laboratorios de investigación, hoy existe un mercado competitivo.

En general, este tipo de sistemas permiten realizar la evaluación de cualquier tipo de perturbación conducida en baja frecuencia tal como: variaciones de la frecuencia nominal del suministro, variaciones en la magnitud de la tensión de suministro, variaciones de tensión, tanto lentas como rápidas, caídas de la magnitud de la tensión, interrupciones y otras muchas definidas en documentos como el EN 50160 de CENELEC. En muchos casos disponen, además, de software capaz de realizar el análisis de las medidas realizadas. En la figura 5.2 se resumen las prestaciones más importantes de los equipos diseñados específicamente para el análisis de perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos.

Tabla 5.2 Perfil funcional de un analizador de perturbaciones conducidas especializado

Tipo de uso	Portátil ✱ De mano Instalación permanente ✱
Interfaz de usuario	Alfanumérico Gráfico ✱ Osciloscopio Texto (Papel) PC externo ✱
Parámetros medidos	Medida de cc ✱ Armónicos ✱ Resistencia de tierra Factor de potencia ✱ <i>Flicker</i> ✱ Energía / Potencia ✱ Transitorios de duración $t > 200\mu s$ Impulsos $t < 200\mu s$ Huecos ✱ Sobretensiones ✱ Desequilibrios ✱ Frecuencia ✱ Otras perturbaciones ✱ Número de canales V/I ✱ Medida monofásica/trifásica ✱
Tipo de analizador	Tendencias ✱ Energía ✱ Espectros ✱ Registrador de transitorios
Conectividad exterior	RS 232 / Modem ✱ Ethernet ✱ Internet (TCP/IP) ✱ Línea de transporte de energía (Línea portadora)

En 1990, el Electric Power Research Institute (EPRI), que es el organismo de coordinación de la investigación sobre sistemas eléctricos de potencia más importante que existe en EEUU, ya había establecido proyectos con Electrotek Concepts para el desarrollo de un software integral de análisis de perturbaciones. En dicho proyecto, se utilizó una instrumentación para la medida de perturbaciones conducidas en sistemas eléctricos de potencia, instrumentación desarrollada por BMI. En noviembre de 1993 ya existían resultados del estado de la red de distribución de la zona Este de EEUU. Para realizar un estudio de esta magnitud –más de 5400 puntos/mes de datos durante 2 años– se utilizó el software desarrollado en Electrotek por el equipo de E. Gunther. Desde inicios de la década de los 90 es posible disponer de medidores de calidad de la onda que no limiten su análisis al contenido armónico de la misma. Sin embargo, y a pesar de que existen documentos que especifican los requisitos para la medida de armónicos (IEC

1000-4-7), de flicker<sup>40</sup> (IEC 868 y la actual 1000-4-15), y algunos otros relativos a la medida de variaciones de tensión, está todavía por definir un documento que aglutine todos los aspectos y especificaciones necesarios para el desarrollo de un medidor global de calidad de la onda en los sistemas eléctricos.

### 5.3 Arquitectura De La Instrumentación

En general, las tensiones e intensidades a medir son accesibles directa o indirectamente en el caso de sistemas de BT y MT/AT respectivamente. UNIPEDA establece una clasificación de las tensiones en el sistema de medida que queda reflejada en la figura 5.1.

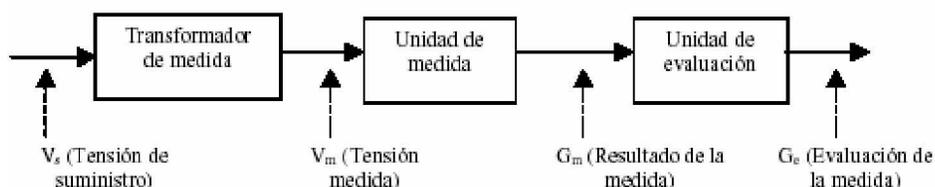


Figura 5.1 Estructura de las tensiones en un sistema de medida.

El término instrumentación de medida cubre, teóricamente, desde  $V_s$  hasta  $G_e$ , aunque en general, se asume que la instrumentación comprende los apartados  $V_m$  a  $G_e$ , de forma que los transformadores de medida se tratan de forma separada. Esta dicotomía del sistema de medida puede observarse también en la normativa, que trata de forma separada a transformadores y equipos de instrumentación. Esta tesis está dedicada al estudio funcional de la Unidad de Medida y de la Unidad de Evaluación. Aunque no es muy frecuente, existe instrumentación que no considera  $G_e$ .

### 5.4 Seguridad en Equipos de Medida Eléctrica

La seguridad de los equipos utilizados en la medida de magnitudes eléctricas, es un aspecto que se considera lateral al problema intrínseco de medida, ya que en general es transparente al usuario. Parece evidente que si un fabricante quiere vender una instrumentación para monitorizar la evolución del valor eficaz de la intensidad hasta un

<sup>40</sup> Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 4: Testing And Measurement Techniques. Section 15: Flickermeter: Functional And Design Specifications. IEC 1000-4-15, 1998

valor máximo de 100 A, el equipo será capaz de soportar al menos dicha intensidad sin sufrir ningún tipo de daño o malfunción transitoria o permanente.

La medida de tensiones e intensidades con equipos portátiles constituye generalmente un trabajo en tensión, de forma que es necesario reducir en la medida de lo posible, cualquier situación de riesgo para el operario, la instrumentación o la instalación. Otro de los problemas que se presenta está motivado por la aparición transitoria –en algunos casos casi permanente– de sobretensiones o sobreintensidades que superan los valores nominales establecidos por la legislación, de forma que es necesario dotar a los equipos de medidas de protección adicionales.

De cara a garantizar la seguridad de personas y equipos, existen algunas reglas que deben estar presentes en el momento de adquirir un instrumento para la realización de medidas eléctricas. Todos los puntos anteriores son solo algunos y deben ser considerados por diseñadores y usuarios, que no deben olvidar la existencia de una normativa relativa a seguridad en equipos destinados a medidas eléctricas.

## **5.5 Número de Canales de Medida**

Desde el punto de vista de diseño de la instrumentación, uno de los apartados más importantes a considerar está relacionado con los canales de adquisición. Como paso previo a todos los demás, es necesario establecer el número de canales de medida con que deberá contar el equipo. Debido a criterios de carácter principalmente económico, la elección del número de canales se basa en una especificación de necesidades mínimas.

El sistema eléctrico de distribución norteamericano se basa en la conexión de cargas monofásicas o trifásicas desequilibradas, principalmente en triángulo abierto, lo que origina la necesidad de controlar la corriente de neutro. Además, es muy frecuente que la distribución en media tensión se realice también a cuatro hilos. En Europa, por el contrario, la distribución se realiza mayoritariamente a tres hilos, por lo que cualquier corriente que circule a tierra (excepto las corrientes capacitivas en los sistemas de MT y AT) se considera un fallo. En Estados Unidos, la mayoría de los sistemas de distribución trabajan con conexión del neutro a tierra o con hilo de protección separado, por lo que es necesario vigilar esta tensión para poder detectar fallos de puesta a tierra. La medida de esta tensión necesita de un canal con un rango de medida muy pequeño. En Europa, es muy normal encontrarse con sistemas de neutro aislado o neutro conectado a tierra

mediante grandes impedancias, por lo que la medida de estas tensiones y de la corriente de tierra no es tan importante.

### 5.5.1 Canales De Tensión

La medida de tensión se ajusta a dos patrones diferentes, en base a la conexión de las referencias de tensión, estos pueden ser: común unificado y canales independientes.

*Canales de entrada con común unificado.* En este tipo de esquemas de medida, todos los canales de tensión comparten una referencia. Visualmente se caracterizan por poseer  $N+1$  hilos de medida para la monitorización de tensiones, siendo  $N$  el número de canales. Se trata de un esquema de medida muy difundido en la actualidad, especialmente en Estados Unidos, donde los sistemas de distribución tiene el neutro puesto a tierra. Esta estructura es válida únicamente para sistemas de distribución con neutro accesible. En especial, es necesario si se desea medir las componentes simétricas de tensión. En algunos casos, si el neutro no es accesible, se utiliza un neutro artificial. Sin embargo, la utilización de un neutro artificial para la determinación de las tensiones simples está sujeta a la hipótesis de que el sistema de tensiones de alimentación está equilibrado. La justificación puede encontrarse en cualquier texto básico de electrotecnia.

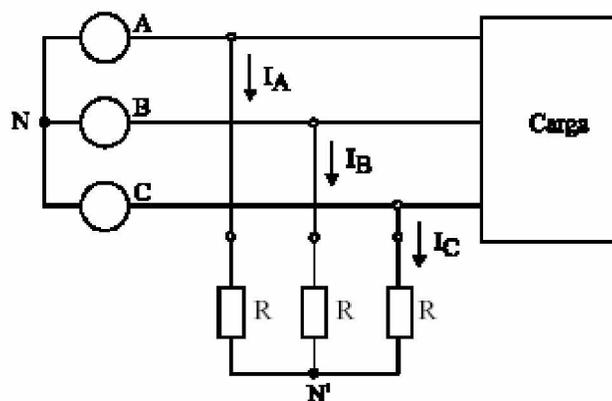


Figura 5.2 Sistema de medida a tres hilos con neutro artificial.

La figura 40 muestra un sistema de alimentación trifásico donde solamente son accesibles los puntos A, B y C. Para poder realizar la medida de las tensiones simples, se coloca una carga trifásica equilibrada con conexión en estrella, con una elevada impedancia resistiva por fase  $R$ , de forma que no modifique el estado de carga de la red.

Si las tensiones a medir constituyen un sistema trifásico desequilibrado, entonces se cumple que  $V_{NN} \neq 0$ , y por tanto, las tensiones simples en las cargas no coinciden con las tensiones simples de alimentación. En esta situación, existen infinitas soluciones para las tensiones simples que dan lugar a las tensiones compuestas medidas, y por lo tanto, no es posible determinar las tensiones simples de generación.

Como en general no es posible establecer si un sistema de tensiones está equilibrado a partir de la medida de las tensiones compuestas, debe evitarse en lo posible la obtención de conclusiones acerca de las tensiones simples de un sistema en el que no es accesible el neutro.

*Canales de entrada independiente.* Este tipo de topología de los canales de entrada constituye la tendencia más utilizada actualmente, ya que por una parte permite la unificación de las referencias, sin más que unir las externamente y por otro lado, permite realizar medidas completamente independientes entre canales. Esta última posibilidad puede ser realmente interesante en casos en los que se desea monitorizar tensiones diferentes sin referencias comunes, como puede ser el caso de diferentes cuadros de medida en subestaciones.

### **5.5.2 Canales de Corriente**

La medida de corriente se ajusta a los mismos principios básicos del canal de tensión, ya que aquí también se mide señal de tensión. La misión de los transductores es justamente proporcionar una señal de tensión de baja amplitud (con valores típicos entre  $\pm 10$  V), proporcional a los niveles de tensión y corriente que se desea medir. En general, una utilización correcta de los transductores supone caracterizar completamente su respuesta frecuencial, tanto en magnitud como fase, en el rango de utilización, para poder realizar una corrección de los valores obtenidos según el modelo ideal.

Aunque según UNIPEDA, tanto los transductores de tensión como de intensidad están físicamente separados de la instrumentación, entendiéndose por transductores los transformadores de tensión e intensidad, sí es cierto que en el caso de medidas de intensidad, suele considerarse que tanto las pinzas de medida, como los Shunts resistivos, forman parte de la instrumentación. De hecho, cuando se está comprando un medidor, suele ser necesario realizar la elección de los transductores de intensidad, en el sentido de: geometría, intensidades máxima y mínima, precisión, relación de transformación, rango de frecuencias de medida, etc.

Desde el punto de vista del usuario de la instrumentación, los aspectos más importantes son: relación de transformación del transductor, rango de medida, ancho de banda y dimensiones geométricas. En general, cuando se opta por una solución comercial, debe exigirse que el fabricante proporcione las curvas de respuesta de magnitud y fase versus frecuencia. Dentro de los transductores de intensidad, merecen especial atención los denominados Rogowski.

Uno de los problemas que presentan los clásicos transductores inductivos de corriente, reside en que están contruidos con núcleos rígidos de material ferromagnético. Independientemente de la precisión que se consigue con este tipo de transductores, su utilización está muy condicionada por el diseño físico y la colocación de los conductores eléctricos dentro de los paneles de medida. Esta situación motiva que los técnicos que realizan las medidas deban disponer de un numeroso conjunto de transductores de distintas dimensiones y relación para poder abordar cada problema. Por ejemplo, existen transductores de precisión que están diseñados para ser colocados en cables cilíndricos de unos pocos mm<sup>2</sup> de sección, que les permiten reducir los errores producidos por dispersión de campo magnético en el núcleo, pero que les hacen inadecuados para la realización de medidas en pletinas. En otros casos, los transformadores de núcleo partido son muy problemáticos de colocar cuando no se puede interrumpir el suministro, ya que existe –al margen de que el reglamento de MT y BT lo permita– un peligro importante para el operario que tiene que colocar los pasadores.



Figura 5.3 Bobina Rogowski marca LEM ELMES.

## 5.6 Especificaciones Técnicas

Las especificaciones técnicas son considerados normalmente como requisitos mínimos aceptables que deberá cumplir, en nuestro caso el equipo o instrumento de medición. Éstas especificaciones están basados en criterios técnicos y normalmente son confeccionados por la institución o entidad que necesita adquirirla. Los criterios técnicos establecidos, tienen que ver en varios de ellos pueden estar; el medio ambiente, método de la medición de parámetros, precisiones de la medición, modos de comunicación, formato de exportación, etc. y variará dependiendo de la finalidad específica que se desee.

A manera de ejemplo se ha tomado la especificación técnica exigida en la base metodológica<sup>41</sup>, a los equipos de Calidad De Producto para cumplir con la NTCSE.

Los equipos registradores deberán ser de fácil traslado, y permitir el almacenamiento de la información en memoria no volátil por un lapso no menor a dos períodos de medición, sin descargas intermedias.

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a la seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como a la intemperie. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie.

La medición debe ser permanente y con seguimiento de la tensión a través de una constante de tiempo de muestreo apropiada para el registro de cada parámetro.

Los registradores deberán disponer de interfase óptica, serial o paralela para computadora, que permita mediante software de trabajo inherente al equipo, obtener el/los archivo/s de la medición en formato del propio equipo y posterior exportación a formato ASCII.

Los valores representativos de los respectivos intervalos de medición podrán ser obtenidos por post–procesamiento, mediante software externo.

Cuando sea necesario, el empleo de transformadores o transductores de tensión o de corriente, estos deberán tener características acordes con las del registrador, a fin que

---

<sup>41</sup> Base Metodológica Para La Aplicación De La "Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos" – NTCSE, Osinerg N° 1535-2001-OS/CD, El Peruano, Lima, Agosto 2001, p. 209559.

la precisión de la medición de energía/potencia del equipo incluyendo transformadores y/o pinzas, sea por lo menos correspondiente a la Clase de Precisión del sistema de medición empleado para la facturación comercial.

Los diferentes modelos de equipos de medición y registro, deberán contar con la certificación de los siguientes ensayos tipo realizados por reconocidos laboratorios de prestigio y según normas IEC:

Ensayos de aislamiento.

Ensayos de Compatibilidad electromagnética

Ensayos climáticos.

Ensayos mecánicos.

Ensayo de Clase de Precisión.

Los ensayos climáticos tipo, deben comprobar que el equipo de medición y registro puede funcionar bajo las siguientes condiciones ambientales:

Rango de temperatura de operación: 0°C a +55°C, para la costa y selva.

-20°C a + 45°C, para la sierra.

Rango de humedad de operación: 45 a 98%

Rango de presiones barométricas: 0.76 a 1.08 Bar, para la costa y selva.

0.45 a 0.76 Bar, para la sierra.

Previo al uso de los equipos registradores, se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento, los cuales deberán repetirse periódicamente según indicaciones del fabricante, o a solicitud del OSINERG.

Y con respecto al control de tensiones armónicas indica que estas deben realizarse de acuerdo a las recomendaciones dadas por la norma IEC 1000-4-7 o la que la actualice, debiendo medir las tensiones armónicas individuales por fase hasta del orden 40° inclusive.



Figura 5.4 Equipo de medición de calidad marca CIRCUTOR modelo AR5.



Figura 5.5 Equipo de medición de calidad marca LEM ELMES modelo MEMOBOX.

## 5.7 Seguridad en la Instalación

Así como también es necesario que los instrumentos o equipos de medición cumplan con requisitos mínimos para su mejor funcionamiento y eficacia en las mediciones. Es también necesario cumplir con procedimiento de seguridad para la instalación de los mismos. Donde se deberá abarcar tanto la seguridad e integridad del personal responsable de la instalación, así como también con respecto al equipo de medición.

Para tener mejor desenvolvimiento del equipo usado, siempre se deberá remitir al manual de operación del equipo, en ella encontraran el correcto modo de uso, aparte de algunas limitaciones y recomendaciones para su mejor provecho. Una metodología que base su análisis en registros medidos, tiene que entender que la validez de sus conclusiones están respaldadas en la confiabilidad que tienen éstos. Por todo esto, el correcto uso e instalación de un equipo de medición debe ser considerado como parte trascendental de cualquier proceso análisis. El autor trabaja desde hace varios años como responsable de parte de Perturbaciones de la Calidad De Producto – NTCSE, y con la experiencia ganada, tiene claro que es de vital importancia que el responsable del estudio este presente en esta etapa de toma de información de forma activa, ya que además de obtener mayor panorama del análisis, puede dar mayores aportes al estudio.

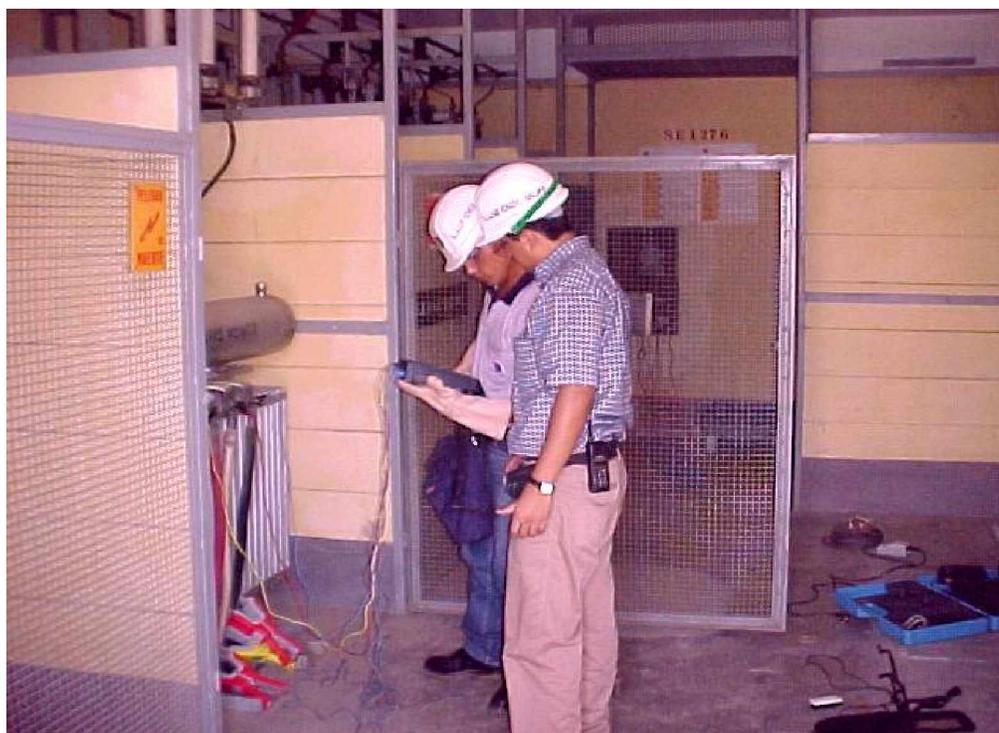


Figura 5.6 Instalación de equipos analizadores de calidad

A continuación se describe como una referencia, un procedimiento de trabajo que el autor ayudo ha confeccionar, en su paso por una empresa suministradora. Aquí se mencionan algunos pautas y sugerencias para realizar una instalación de los equipos analizadores, de una manera segura y eficiente.



Figura 5.7 Punto de venta de energía y punto también de instalación del equipo de medición.

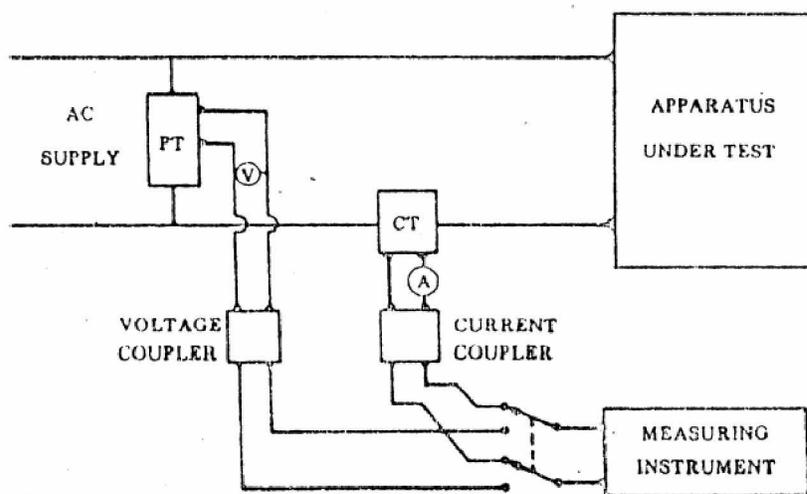


Figura 5.8 Circuito de medición de tensión y corriente usando TP y TC (IEEE/Std. 519-81)

## RIESGOS POTENCIALES

Golpes y cortes con herramientas o equipos

Daños a los equipos registradores

Electrocución

Quemaduras eléctricas

## HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE TRABAJO:

Pinza volt-amperimétrica.

Destornillador plano/cruz aislado.

Alicate universal aislado.

Linterna.

Revelador de baja tensión.

Correa portaherramientas.

Cinta aislante.

## IMPLEMENTO DE SEGURIDAD:

Casco Dieléctrico.

Careta de protección facial.

Guantes aislantes Clase 0.

Guantes de badana.

Zapatos dieléctricos.

Uniforme sin partes metálicas.

Valla de seguridad.

### **5.7.1 Etapas del Trabajo**

#### **a) Identificación, Coordinación y Señalización**

Convocar al personal de la cuadrilla, para la realización de la charla de 5 minutos.

Ubicar e identificar el lugar donde se va a realizar la instalación.

Examinar si las condiciones del lugar son adecuadas para la realización del trabajo con seguridad.

Comunicar al cliente el trabajo que se va a efectuar (mediciones de clientes MT en caso de ser necesario), dándole la información correspondiente.

Demarcar y señalizar la zona de trabajo de tal forma que el técnico pueda colocar sus herramientas y equipos.

#### **b) Ejecución de la Instalación**

Ubicar la caja portamedidor y revelarlo para descartar posible electrificación. De no ser así abrir la tapa de la caja portamedidor utilizando las llaves suministradas.

Evitar alimentar al equipo desde el propio circuito de medición. Siempre alimentar al equipo con una tensión Min. de 85 V y Max. de 264 V (Caso RPM, ver características de otros equipos).

Configurar el equipo de medición con los parámetros necesarios, haciendo uso de la LAPTOP si es el caso. Esta deberá ser verificada con registros correctos y coherentes de sus parámetros importantes (tensión, corriente, potencia). Para esta labor no es obligatorio el uso de los guantes y/o caretas.

Instalar el equipo siempre con sus cables originales. Para esto, el extremo acabado banana debe ir conectado a la bornera de medición (para circuitos de medición), o a los conectores tipo cocodrilos (para conexión en barras), asegurándose que estos hayan hecho un buen contacto.

Luego de haber comprobado el correcto funcionamiento, ubicarlo de forma adecuada, verificando que los cables no estén sometidos a esfuerzos que generen su

deterioro. Tener en consideración además, que la ubicación del equipo y sus accesorios no obstaculicen, el libre desplazamiento o posibles trabajos a efectuarse en la SED.

Se deberá colocar un aviso de seguridad en un lugar visible, donde se indique el trabajo que se está efectuando y de algún número de referencia para cualquier consulta o coordinación.

### **c) Culminación y Retiro**

Es necesario tener una planilla de medición (original y 2 copias) consignando claramente los datos del cliente y haciéndolo firmar si estuviese presente, dando la veracidad de lo actuado y de la permanencia del equipo (en caso de que sea mayor a 1 día). De haber una observación esta se deberá de indicar en la planilla

Retirar la señalización.

Recoger las herramientas empleadas en el trabajo, verificando finalmente que en el espacio trabajado no quede ninguno.

En el caso de retirar definitivamente el equipo revelar la zona de trabajo para descartar posible electrización.

Descargar los datos registrados del disco duro del equipo hacia la laptop, de ser este el caso.

Verificar que los registros descargados sean correctos y coherentes en sus parámetros más importantes (tensión, corriente, potencia, armónicos de tensión y flicker)

Retirar el equipo apropiadamente, para esto se ha de desenergizar primero la alimentación del equipo y luego retirar los conectores fase por fase ya sea de la bornera de medición o barras BT, (señales de tensión y corriente).

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Mientras que la tecnología llega a ser más avanzada, los equipos llegan a ser más sensible a los problemas de calidad de energía. Un nuevo equipo que aumente la productividad de una planta puede también causar los problemas de la calidad ha otros equipos abajo de la línea, incluyéndose él. Es decir una carga puede ser deseable desde un punto de vista y al mismo tiempo indeseable desde otro punto de vista. Así por ejemplo, un compensador de potencia reactiva es considerado bueno para mejorar el factor de potencia, pero su efecto perjudicial en la amplificación de las armónicas debe tenerse también en cuenta en la evaluación total de sus beneficios.

En la presente tesis se han abordado uno de los diversos aspectos que engloba el análisis armónico en sistemas eléctricos. La problemática derivada de la existencia de los armónicos en la red, ha conducido por un lado, al estudio de la calidad de energía a partir de definiciones de índices y normativas que fijan y limitan los niveles de distorsión. Pero por otro lado, el interés por estudios con el objetivo de determinar y cuantificar el grado de responsabilidad de la distorsión armónica de la red entre el suministrador y sus clientes son todavía escasos. El desarrollo de la tesis se desenvuelve en este último contexto, desarrollando para ello una metodología que pretende dar una alternativa de solución, y que a la vez, complementa a las normativas de calidad de energía.

**Conclusiones del estudio.** Luego de concluido el trabajo de tesis, podemos extraer las siguientes conclusiones:

1. El trabajo describe un método para aislar las distorsiones de forma de onda, del lado del suministrador y del lado del cliente. La metodología nos permite separar y cuantificar la distorsión armónica originada por un cliente específico, cuando en la red existen otros clientes con cargas distorsionantes. De tal forma que se distribuya la responsabilidad del deterioro de la calidad de energía entre ambos. La formulación y los cálculos se sustentan en las bases conceptuales del método propuesto, que indica que toda corriente medida en un punto de la red, es la suma de las corrientes demandadas por las porciones distorsionante y no-distorsionante que tiene toda

carga. Esta partición de la corriente medida no será vista como una separación física del flujo de corrientes, pero nos ayudará para encontrar la parte perjudicial e inocua de toda corriente.

2. La conveniencia y no conveniencia de una carga, no dependerá simplemente de la dirección de la potencia activa y reactiva armónica que ella genera, como se entendería comúnmente. Faltaría sin embargo indicar si esta carga generadora de armónicos con ese flujo de potencia, se encuentra mejorando o empeorando los niveles de armónicos en la red. Con la aplicación de metodología propuesta, es posible estimar el grado de distorsión que fluye desde la alimentación al lado del cliente, así como de éste al lado de la alimentación, ya que los cálculos de potencia armónica se basan en las corrientes tomadas por la porciones distorsionantes y no-distorsionantes de dicha carga. Este nuevo enfoque es útil para llegar a formas equitativas de compartir el costo de la distorsión armónica de la red, mejorando las relaciones entre suministrador y cliente.
3. La aplicación de la metodología en los 2 casos desarrollados, se analizaron con los intervalos que penalizan según la NTCSE, y se usó la estimación de la compensación establecida en él, como monto total a distribuir; adecuándose de esta forma perfectamente con la normativa vigente. Sin embargo, no hay ningún problema en hacer extensivo su aplicación al total de la medición, ya que la unidad de análisis del método es por intervalos, no viéndose por ello recortado ninguno de sus alcances.
4. El método propuesto es simple en implementar así como fácil de aplicar. Para ello, es suficiente la medición sólo en un punto en particular de la red durante condiciones de distorsión real. Puede aplicarse con cualquier aparato de medición standard de calidad de energía que registre armónicas de tensión y corriente con sus ángulos. Por lo anterior, vemos que el método propuesto será útil para obtener soluciones rápidas y confiables a los reclamos de clientes, mejorando así su grado de satisfacción con su suministrador.
5. La aplicación de la metodología propuesta en los 2 casos desarrollados, muestran correspondencia con los resultados de la simulación, obteniéndose de este modo coherencia y equidad en sus resultados. Siendo estos corroborados con el análisis de variables complementarias, que dan una explicación certera de las conclusiones. Estamos seguros, que separando las contribuciones armónicas de parte del cliente y del suministrador, hacemos una justa asignación de responsabilidades. Sin embargo

hay situaciones donde puede existir responsabilidad de sólo una de las partes, esto ocurrirá cuando el poder distorsionante de la carga es mucho mas significativa que el resto de clientes, o en el otro caso, cuando se trate de una carga de características resistiva.

6. Con el método propuesto los clientes reciben un tratamiento similar, independiente de sus diferencias en las características eléctricas de su conexión con la red. Así por ejemplo, es sabido que en una barra infinita los niveles de distorsión de la tensión no variarán por más corriente armónica que generase la carga, pero esa misma carga, ubicado aguas debajo de la red generará una distorsión apreciable. Nosotros proponemos un nuevo concepto que es mucho más confiable, factible y transparente para los clientes ya que toda la información manejada es verificable.
7. Se demostró mediante simulaciones en Pspice, que la lógica convencional de asumir que la deterioración de calidad de energía causada al conectar una carga, es atribuible a esa carga, es engañosa y injusto para los clientes. Nosotros demostramos como los niveles de distorsión en el punto de conexión luego de la inserción de una carga resistiva pura se modificaron, con esta lógica se debería concluir que esta carga debería tener alguna responsabilidad, siendo evidente que esto no es así. La metodología propuesta no adolece de este problema.
8. Los problemas de la calidad de la energía debe verse desde una perspectiva de sistema más bien que como problema aislado del instrumento. Entender el alcance entero del problema ayudara a identificar la solución y la prevención de ocurrencias futuras. Es razonable por eso comprender que el deterioro de la calidad de la energía en un punto cualquiera de red, es el efecto combinado de numerosos elementos deformadores, entre ellos el cliente analizado y la red de suministro eléctrico (que toma la distorsión originada por los demás clientes). Estamos seguros por lo tanto, que la asignación de responsabilidades debe ser un efecto compartido entre ambos. Cualquier esquema de solución para que tenga éxito, es de esencial importancia que contemple esta probabilidad.
9. Luego de cumplir con el objetivo específico la de proponer una metodología para separar y cuantificar las responsabilidades de un cliente en un PAC, conseguiremos nuestro objetivo general, el darle aplicabilidad plena a la NTCSE–Perturbaciones, despejando así la incertidumbre sobre el tema y que hoy existe entre los suministradores y los clientes. Ya que como indicáramos, la problemática de las

compensaciones por Perturbaciones de la NTCSE, tiene su génesis en que ésta adolece de un procedimiento metodológico, con el cual se pueda definir de manera justa y equitativa la responsabilidad del deterioro de la calidad entre el cliente y su suministrador.

Como se puede observar, se pretende pues con la aplicación de la metodológica propuesta, llenar un vacío importante en el estudio de análisis de responsabilidades en la distorsión de las armónicas, consideradas implícitamente en la “Norma Técnica de los Servicios Eléctricos” (NTCSE).

**Recomendaciones del estudio.** Así mismo, en el desarrollo de éste trabajo han ido surgiendo algunas consideraciones a tener presente, para los cuales brindamos a continuación algunas recomendaciones y sugerencias, así como también, dar espacio a otras posibles líneas de investigación:

1. La NTCSE concibe en el cálculo de una compensación, en aquella medición que se encuentre por encima de los estándares fijados en ella. Consideramos que lo más prudente y justo técnicamente, que ésta sea la única cantidad a repartir, haciendo que las asignaciones de responsabilidad de la distorsión armónica sea en forma directa de una a una (suministrador-cliente). Haciendo de esta forma innecesaria la aplicación del numeral 3.8 de la NTCSE, que indica que “todo cliente es responsable por aquellas compensaciones que su suministrador efectuó a terceras partes”, que en la práctica es de difícil aplicación en estos casos.
2. Es un punto importante en la metodología la exactitud de los valores registrados, y por lo tanto imprescindible estimar los niveles de error admisibles. Es por lo tanto esencial que los ángulos de fase se midan con la mayor precisión a fin de obtener un sentido confiable del flujo de potencia (tener presente que la incertidumbre en la determinación de los ángulos de fase de las armónicas aumenta linealmente con el orden armónico). De esta forma se evitará dar interpretaciones y conclusiones incorrectas con su aplicación. En el caso específico de aquellos registros de corriente inapreciables (se encuentren dentro del límite de error estimado), la responsabilidad de la distorsión de tensión serán atribuidos al suministrador ya que es razonable deducir que niveles imperceptibles de corriente no afecten al deterioro de la calidad.

3. Si bien es cierto la metodología se usa en aquellos casos de mediciones que se encuentren penalizando por la NTCSE. Se debe tener presente que el cumplimiento de estas normas por parte de las empresas no implica que éstas dejen de preocuparse del tema. Por ejemplo, si una empresa tiene sus niveles de distorsión de corriente y tensión dentro de los límites establecidos en el punto de venta en MT, esto no asegura una operación normal de sus sistemas en BT.
4. Las normas calidad en general tienen una finalidad intrínseca de regular, valiéndose de límites y tolerancias que se fijan en él. La regulación se apoya en dos preceptos importantes; la limitación de las tensiones armónicas, cuya responsabilidad es del suministrador de energía y, la limitación de las corrientes armónicas, de responsabilidad de los consumidores. Estos límites serán definidos y aplicados en un punto de acoplamiento común. Aunque la mayoría de las suministradoras de energía emplean estos límites simplemente para persuadir y animar a sus clientes reducir los armónicos.
5. Consideramos que de igual forma que existe una penalidad por el bajo FP, o en otros países programas de rebaja en el costo de energía como un incentivo a los clientes para cambiar a cargas mas eficientes, algo equivalente se debe hacer con los armónicos. En este sentido, consideramos que el construir incentivos económicos de parte de la empresa suministradora al consumidor por permanecer dentro de los límites especificados para él, ayudará a que éstos puedan invertir en no generar perturbaciones a la red. Estamos hablando de cambios en la estructura de facturación como nuevos cargos (pudiendo ser estos + o -) a parte de la potencia activa y como lo fue en su momento la energía reactiva. La profundización de este tema debe ser materia de nuevos trabajos de investigación.

Es difícil entender que a varios años del uso de las cargas no lineales, y su sabida generación de corrientes armónicas; como las tarifas no se han adecuado también a estos en el consumo, creyéndose prematuro pensar en la necesidad de crear nuevas formas de medición de la energía y se su facturación.

**ANEXO A.**

## ANÁLISIS DE FOURIER DE UNA SEÑAL CUADRADA

A continuación se muestra un ejemplo de la obtención de la serie de Fourier de una señal cuadrada:

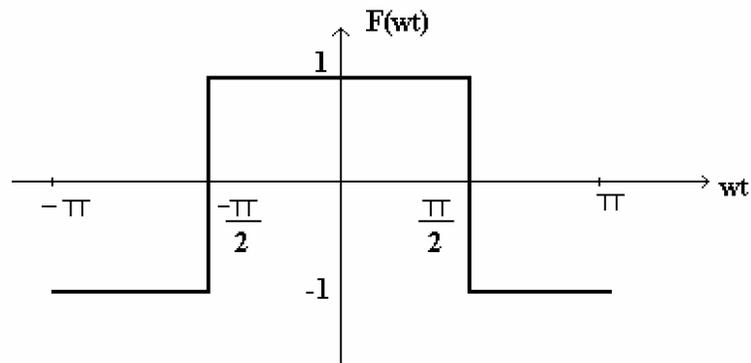


Figura 5.9 Señal Cuadrada

Esta señal tiene valor medio cero y además, cumple la condición  $f(t)=f(-t)$ , por lo que se trata de una señal par. Lo que implica que los coeficientes  $a_0$  y  $a_n$  son iguales a cero.

Para  $n=1$  se tiene:

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} F(\theta) \cos(\theta) d\theta \\ &= \frac{1}{\pi} \left[ \int_{-\pi}^{-\pi/2} (-1) \cos(\theta) d\theta + \int_{-\pi/2}^{\pi/2} (1) \cos(\theta) d\theta + \int_{\pi/2}^{\pi} (-1) \cos(\theta) d\theta \right] \\ &= \frac{4}{\pi} \end{aligned}$$

Evaluando los restantes coeficientes se obtiene:

$$F(\omega t) = \frac{4}{\pi} \left[ \cos(\omega t) - \frac{1}{3} \cos(3\omega t) + \frac{1}{5} \cos(5\omega t) - \frac{1}{7} \cos(7\omega t) + \dots \right]$$

La interpretación de esta serie es la siguiente, la señal cuadrada mostrada en la figura anterior tiene 33% de 3<sup>era</sup> armónica, 20% de 5<sup>ta</sup> armónica, 14% de 7<sup>ma</sup> armónica, etc. El espectro de frecuencias se observa en la figura siguiente:

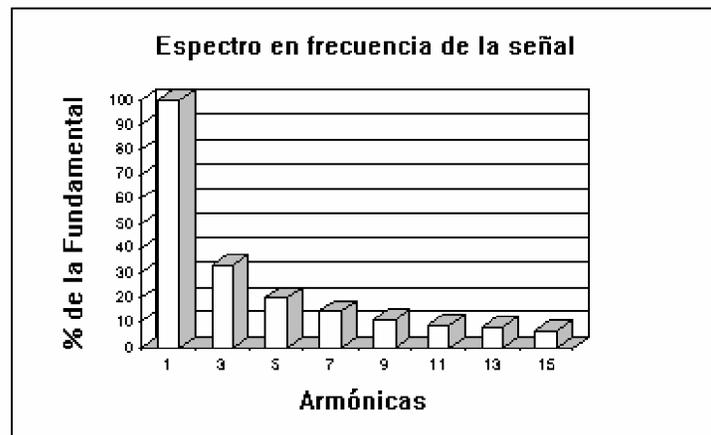


Figura 5.10 Espectro en Frecuencia de la señal cuadrada

**ANEXO B.**

## DETALLES DE LA SIMULACIÓN CON PSPICE

### TENSIÓN DE SUMINISTRO

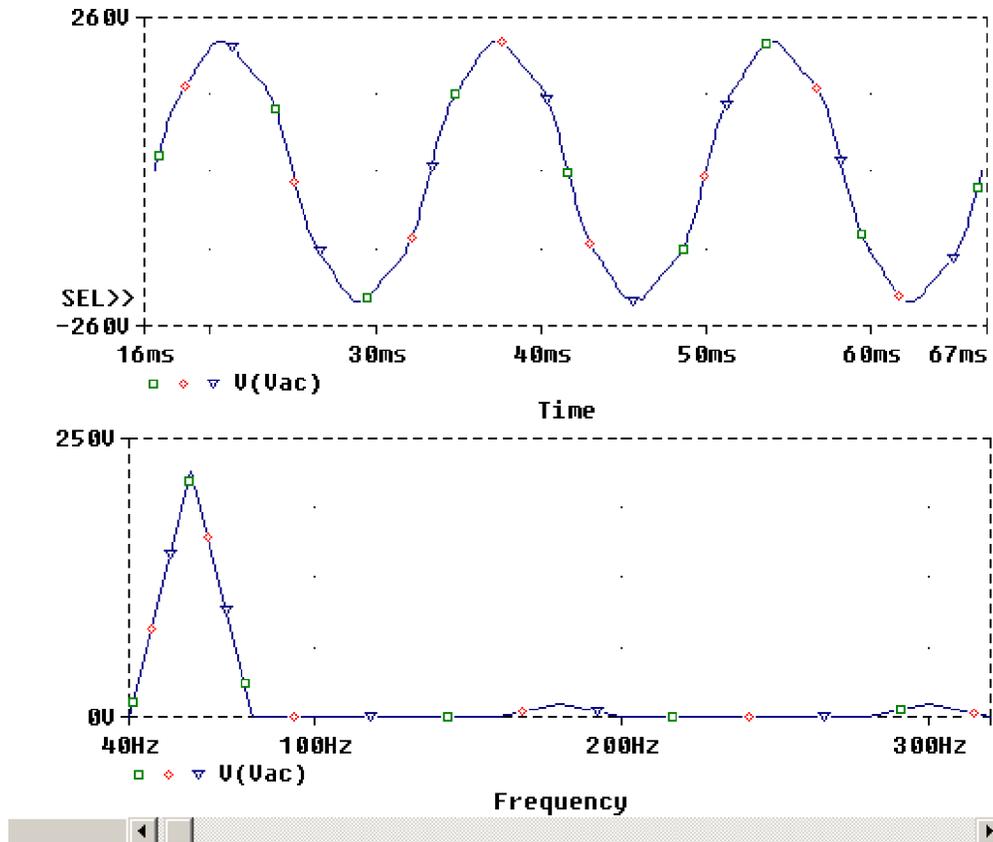


Figura 5.11

```

**** 05/02/106 19:47:21 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\CargaReis_Krishnas.sch

****    FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****    CURRENT STEP                    PARAM RVAR = 5

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(Vac)

DC COMPONENT = 9.299022E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)      COMPONENT COMPONENT  (DEG)  PHASE (DEG)
-----  -
1         6.000E+01  2.200E+02  1.000E+00  -1.335E-02  0.000E+00
2         1.200E+02  3.294E-03  1.498E-05  -1.270E+02  -1.270E+02
3         1.800E+02  1.099E+01  4.994E-02  -1.004E+01  -1.003E+01
4         2.400E+02  9.951E-03  4.524E-05  1.358E+02  1.358E+02
5         3.000E+02  1.097E+01  4.988E-02  1.993E+01  1.994E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 7.057912E+00 PERCENT
    
```

Figura 5.12

CARGA RESISTIVA

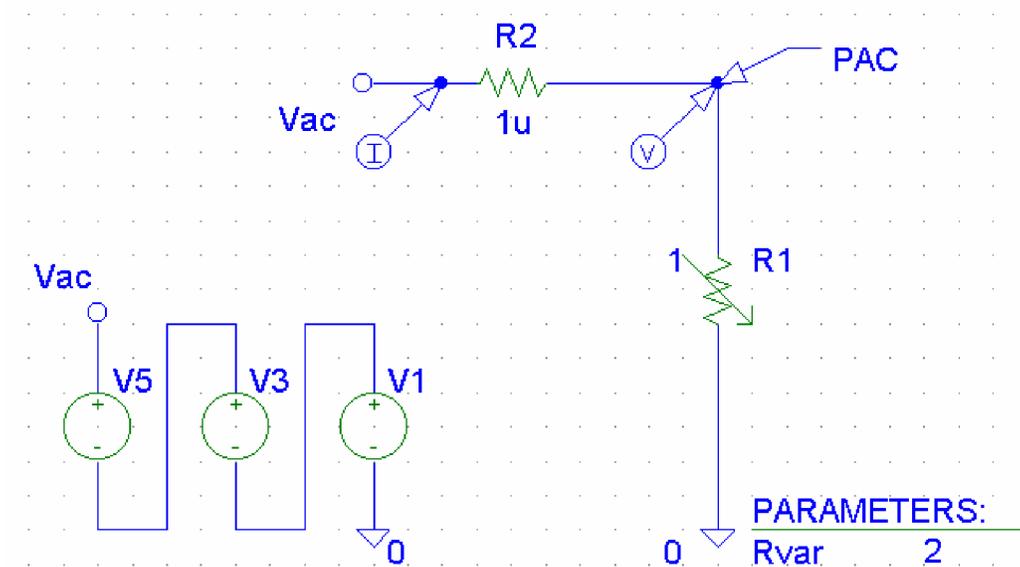


Figura 5.13

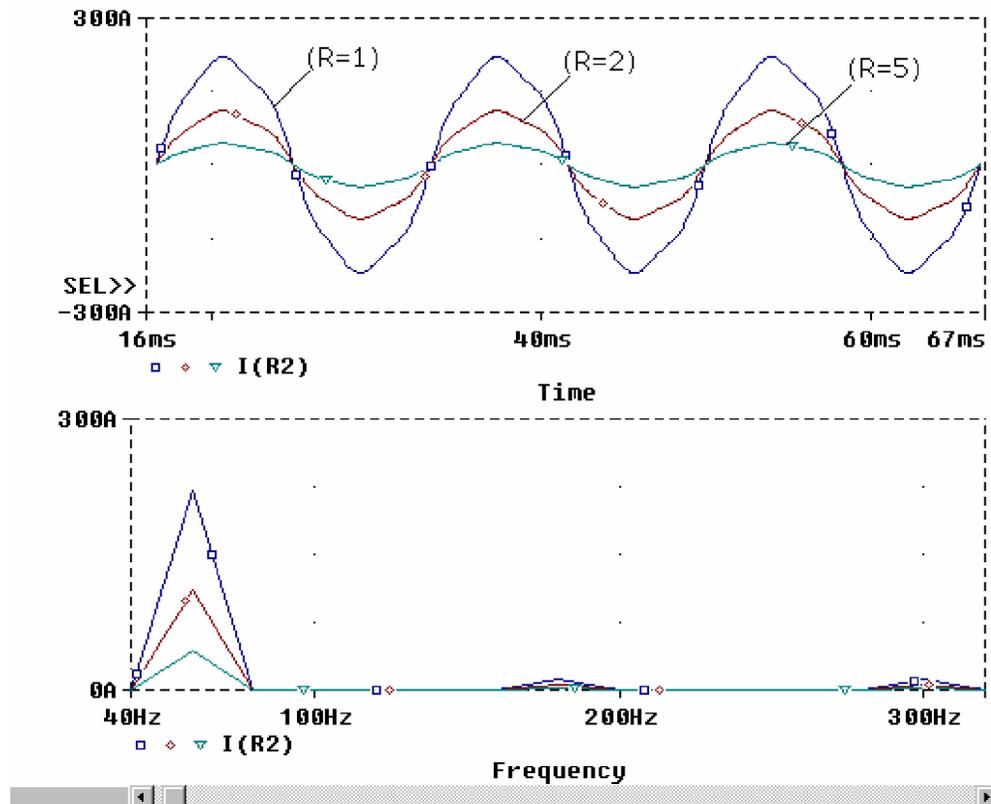


Figura 5.14

```

**** 05/02/106 19:47:21 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\CargaReis_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM RVAR = 5

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_2)

DC COMPONENT = 1.859465E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)        COMPONENT COMPONENT (DEG)  PHASE (DEG)
1         6.000E+01  4.399E+01  1.000E+00  -1.336E-02  0.000E+00
2         1.200E+02  6.589E-04  1.498E-05  -1.270E+02  -1.270E+02
3         1.800E+02  2.197E+00  4.994E-02  -1.004E+01  -1.003E+01
4         2.400E+02  1.990E-03  4.523E-05  1.358E+02  1.358E+02
5         3.000E+02  2.194E+00  4.988E-02  1.993E+01  1.994E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 7.057912E+00 PERCENT
    
```

Figura 5.15

```

**** 05/02/106 19:47:21 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaReis_Krishnas.sch

****    FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****    CURRENT STEP                    PARAM RVAR =    2

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT =  4.646932E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
  NO      (HZ)      COMPONENT COMPONENT (DEG)  PHASE (DEG)
-----
  1      6.000E+01  1.099E+02  1.000E+00  -1.336E-02  0.000E+00
  2      1.200E+02  1.646E-03  1.497E-05  -1.270E+02  -1.270E+02
  3      1.800E+02  5.490E+00  4.994E-02  -1.004E+01  -1.003E+01
  4      2.400E+02  4.973E-03  4.523E-05  1.358E+02  1.358E+02
  5      3.000E+02  5.483E+00  4.988E-02  1.993E+01  1.994E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  7.057912E+00 PERCENT

```

Figura 5.16

```

**** 05/02/106 19:47:21 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaReis_Krishnas.sch

****    FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****    CURRENT STEP                    PARAM RVAR =    1

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT =  9.289276E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
  NO      (HZ)      COMPONENT COMPONENT (DEG)  PHASE (DEG)
-----
  1      6.000E+01  2.198E+02  1.000E+00  -1.336E-02  0.000E+00
  2      1.200E+02  3.290E-03  1.497E-05  -1.270E+02  -1.270E+02
  3      1.800E+02  1.097E+01  4.994E-02  -1.004E+01  -1.003E+01
  4      2.400E+02  9.940E-03  4.523E-05  1.358E+02  1.358E+02
  5      3.000E+02  1.096E+01  4.988E-02  1.993E+01  1.994E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  7.057911E+00 PERCENT

```

Figura 5.17

## CARGA INDUCTIVA

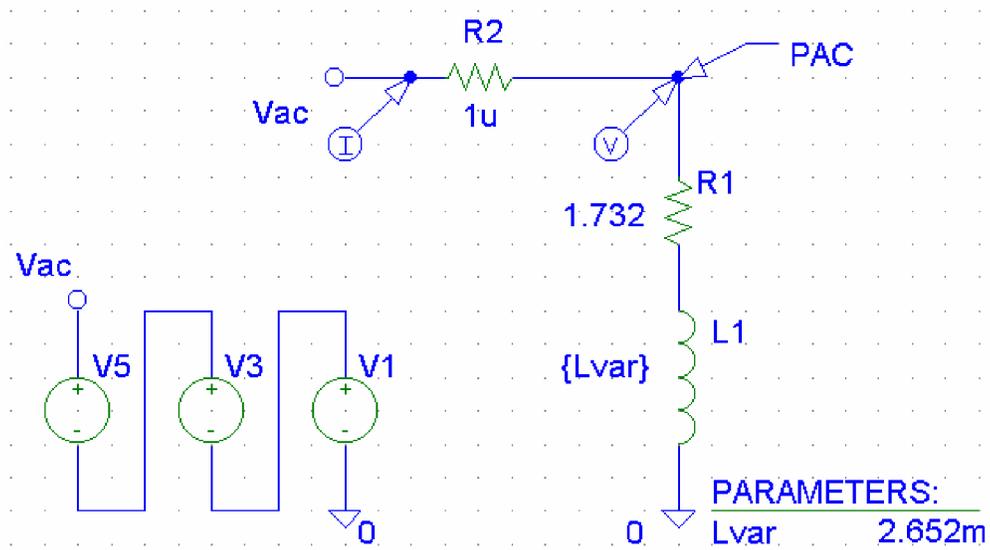


Figura 5.18

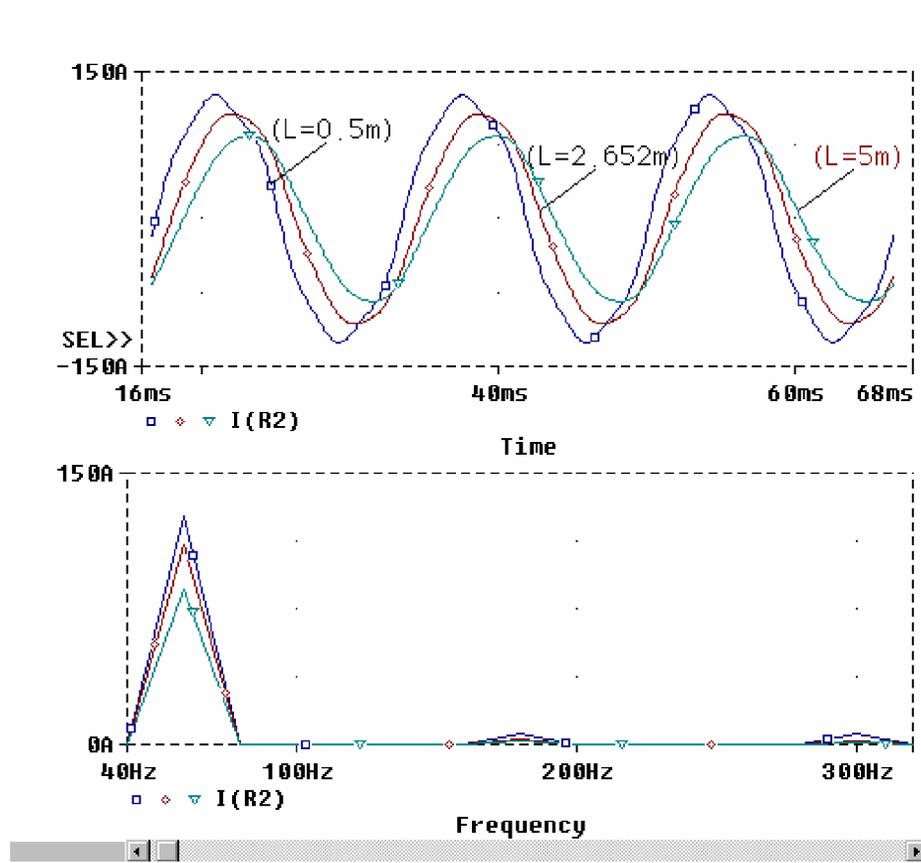


Figura 5.19

\*\*\*\* 05/02/106 20:00:41 \*\*\*\*\* NT Evaluation PSpice (July 1997) \*\*\*\*\*

\* D:\Tesis\Simulacion\PsPice\_Krishnaswami\CargaInduct\_Krishnas.sch

\*\*\*\* FOURIER ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

\*\*\*\* CURRENT STEP PARAM LVAR = 5.0000E-03

\*\*\*\*\*

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R\_R1)

DC COMPONENT = -3.268933E-05

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)	NORMALIZED PHASE (DEG)
1	6.000E+01	8.593E+01	1.000E+00	-4.744E+01	0.000E+00
2	1.200E+02	9.952E-05	1.158E-06	-8.753E+01	-4.009E+01
3	1.800E+02	1.856E+00	2.160E-02	-8.303E+01	-3.559E+01
4	2.400E+02	8.997E-05	1.047E-06	-8.602E+01	-3.858E+01
5	3.000E+02	1.141E+00	1.328E-02	-5.969E+01	-1.225E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 2.535946E+00 PERCENT

Figura 5.20

\*\*\*\* 05/02/106 20:00:41 \*\*\*\*\* NT Evaluation PSpice (July 1997) \*\*\*\*\*

\* D:\Tesis\Simulacion\PsPice\_Krishnaswami\CargaInduct\_Krishnas.sch

\*\*\*\* FOURIER ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

\*\*\*\* CURRENT STEP PARAM LVAR = 2.6520E-03

\*\*\*\*\*

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R\_R1)

DC COMPONENT = -4.856263E-05

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)	NORMALIZED PHASE (DEG)
1	6.000E+01	1.100E+02	1.000E+00	-3.001E+01	0.000E+00
2	1.200E+02	9.676E-05	8.797E-07	-8.678E+01	-5.677E+01
3	1.800E+02	3.170E+00	2.882E-02	-7.007E+01	-4.005E+01
4	2.400E+02	1.022E-04	9.293E-07	-8.381E+01	-5.380E+01
5	3.000E+02	2.068E+00	1.880E-02	-5.102E+01	-2.100E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 3.441020E+00 PERCENT

Figura 5.21

```

**** 05/02/106 20:00:41 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaInduct_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM LVAR = 500.0000E-06

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R1)

DC COMPONENT = -1.474949E-05

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)       COMPONENT COMPONENT (DEG)   PHASE (DEG)
-----
1         6.000E+01  1.263E+02  1.000E+00  -6.226E+00  0.000E+00
2         1.200E+02  3.439E-05  2.724E-07  -7.884E+01  -7.262E+01
3         1.800E+02  6.030E+00  4.776E-02  -2.814E+01  -2.192E+01
4         2.400E+02  4.249E-05  3.365E-07  -7.097E+01  -6.475E+01
5         3.000E+02  5.558E+00  4.402E-02  -8.697E+00  -2.471E+00

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 6.495526E+00 PERCENT
    
```

Figura 5.22

CARGA CAPACITIVA

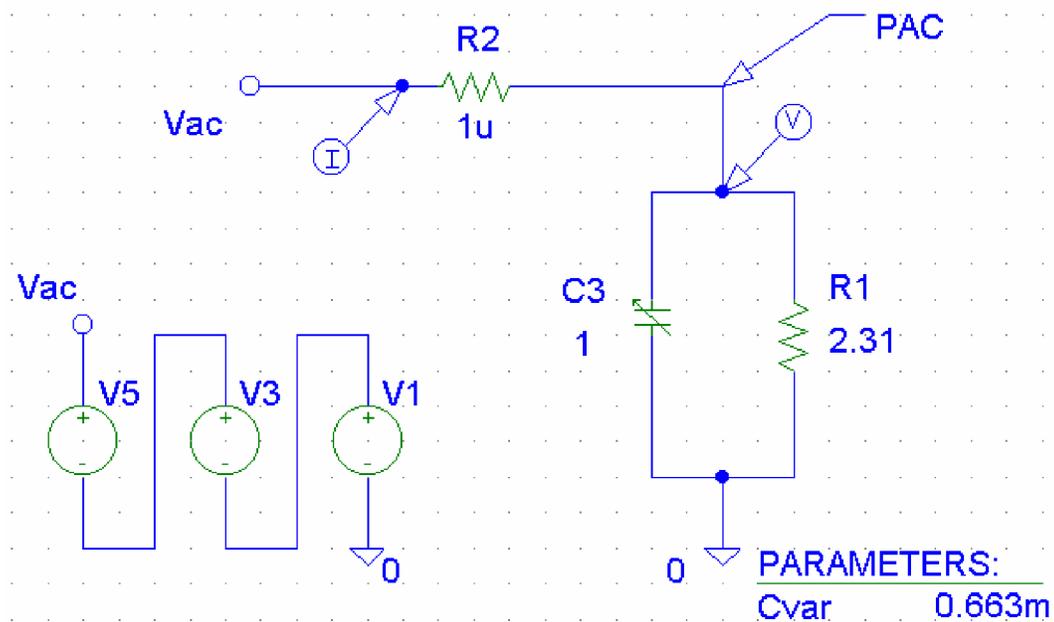


Figura 5.23

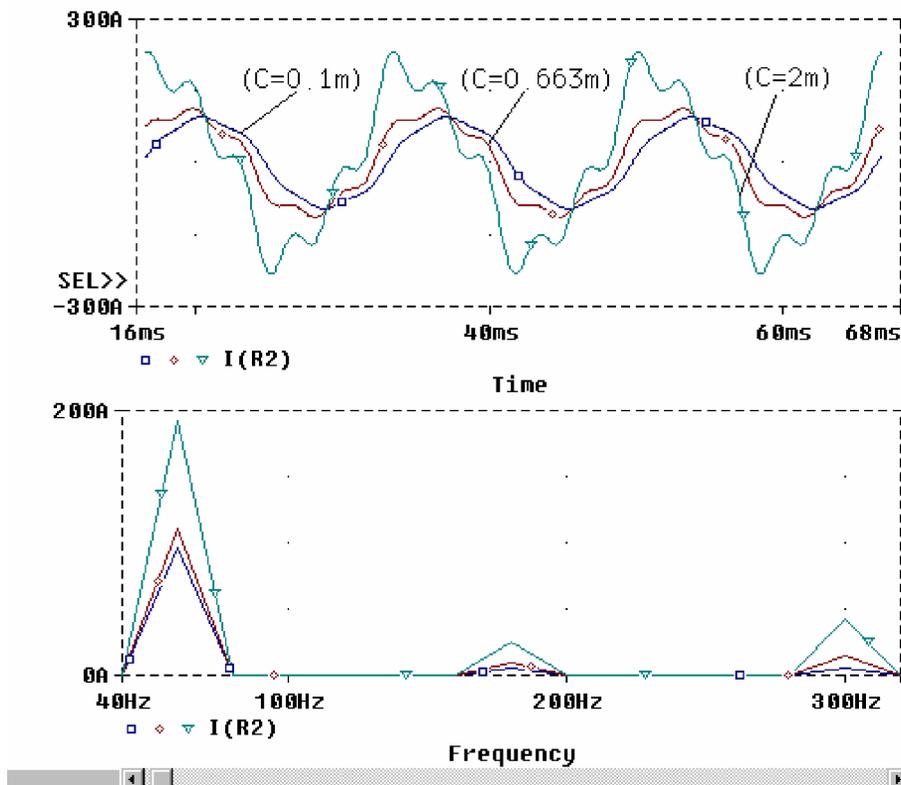


Figura 5.24

```

**** 05/02/106 20:15:51 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Ps spice_Krishnaswami\CargaCapac_Krishnas1.sch

****    FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****    CURRENT STEP                    PARAM CVAR = 2.0000E-03

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT = 3.712706E-04

HARMONIC NO    FREQUENCY (HZ)    FOURIER COMPONENT    NORMALIZED COMPONENT    PHASE (DEG)    NORMALIZED PHASE (DEG)
1    6.000E+01    1.913E+02    1.000E+00    6.013E+01    0.000E+00
2    1.200E+02    7.385E-04    3.861E-06    9.169E+01    3.157E+01
3    1.800E+02    2.533E+01    1.324E-01    6.913E+01    9.008E+00
4    2.400E+02    7.435E-04    3.887E-06    9.226E+01    3.213E+01
5    3.000E+02    4.174E+01    2.182E-01    1.034E+02    4.327E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 2.552798E+01 PERCENT
    
```

Figura 5.25

```

**** 05/02/106 20:15:51 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\CargaCapac_Krishnas1.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM CVAR = 663.0000E-06

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT = 1.379693E-04

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)       COMPONENT COMPONENT (DEG)   PHASE (DEG)
-----
1         6.000E+01  1.100E+02  1.000E+00  2.999E+01  0.000E+00
2         1.200E+02  2.729E-04  2.482E-06  9.115E+01  6.116E+01
3         1.800E+02  9.522E+00  8.659E-02  4.999E+01  2.000E+01
4         2.400E+02  2.716E-04  2.470E-06  9.089E+01  6.090E+01
5         3.000E+02  1.454E+01  1.323E-01  9.087E+01  6.088E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 1.580875E+01 PERCENT

```

Figura 5.26

```

**** 05/02/106 20:15:51 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\CargaCapac_Krishnas1.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM CVAR = 100.0000E-06

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT = 3.964496E-05

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)       COMPONENT COMPONENT (DEG)   PHASE (DEG)
-----
1         6.000E+01  9.559E+01  1.000E+00  4.963E+00  0.000E+00
2         1.200E+02  7.590E-05  7.940E-07  8.861E+01  8.365E+01
3         1.800E+02  4.917E+00  5.144E-02  4.614E+00 -3.492E-01
4         2.400E+02  7.299E-05  7.636E-07  8.526E+01  8.029E+01
5         3.000E+02  5.181E+00  5.420E-02  4.352E+01  3.856E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 7.472342E+00 PERCENT

```

Figura 5.27

## CARGA COMPENSADA INDUCTIVA-CAPACITIVA

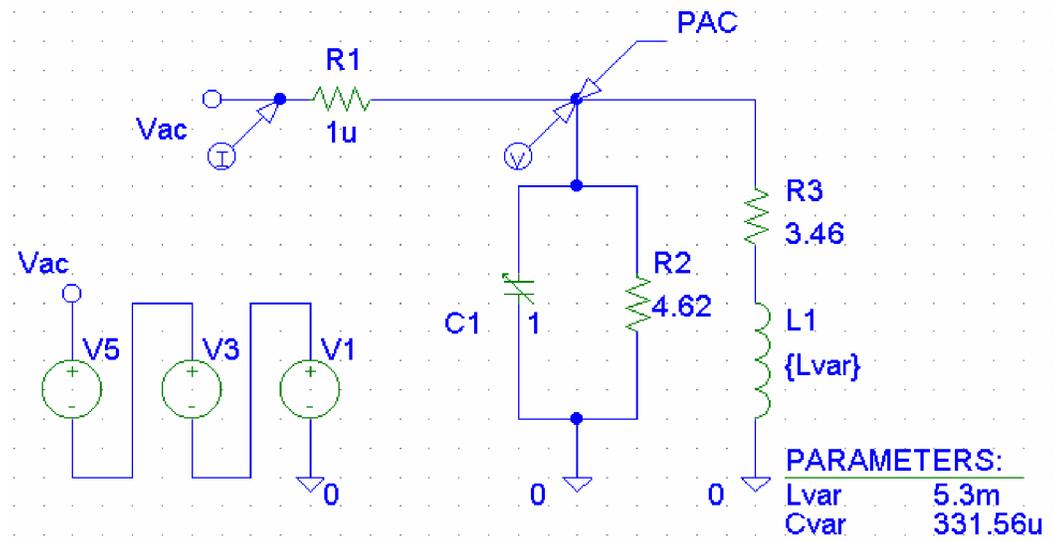


Figura 5.28

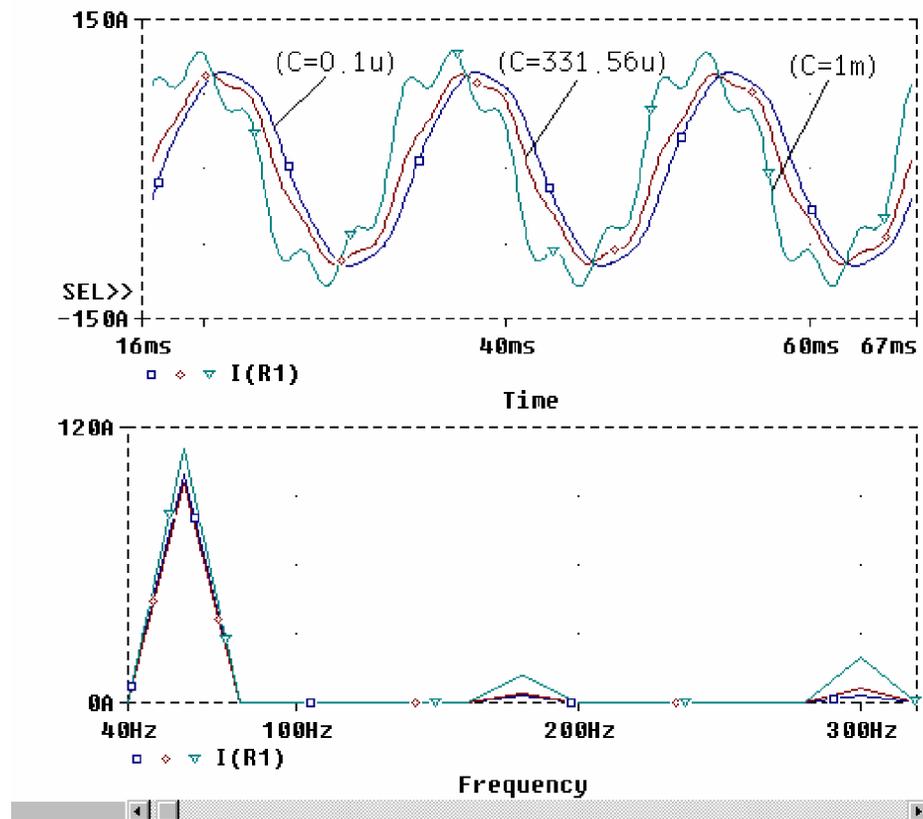


Figura 5.29

```

**** 05/02/106 20:31:25 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\PsPice_Krishnaswami\CargaInductCapac_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS              TEMPERATURE =   27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                   PARAM CVAR =    1.0000E-03

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R1)

DC COMPONENT =    1.176789E-03

HARMONIC  FREQUENCY    FOURIER    NORMALIZED    PHASE    NORMALIZED
  NO      (HZ)        COMPONENT  COMPONENT    (DEG)    PHASE (DEG)
-----
   1      6.000E+01    1.102E+02  1.000E+00    3.016E+01  0.000E+00
   2      1.200E+02    1.494E-03  1.356E-05    6.441E-01 -2.952E+01
   3      1.800E+02    1.151E+01  1.044E-01    6.396E+01  3.380E+01
   4      2.400E+02    1.167E-03  1.059E-05   -1.482E+02 -1.784E+02
   5      3.000E+02    1.994E+01  1.809E-01    1.021E+02  7.196E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =   2.089029E+01 PERCENT

```

Figura 5.30

```

**** 05/02/106 20:31:25 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\PsPice_Krishnaswami\CargaInductCapac_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS              TEMPERATURE =   27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                   PARAM CVAR =   331.5600E-06

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R1)

DC COMPONENT =    4.517516E-04

HARMONIC  FREQUENCY    FOURIER    NORMALIZED    PHASE    NORMALIZED
  NO      (HZ)        COMPONENT  COMPONENT    (DEG)    PHASE (DEG)
-----
   1      6.000E+01    9.529E+01  1.000E+00   -3.516E-02  0.000E+00
   2      1.200E+02    5.418E-04  5.686E-06   -1.043E+01 -1.039E+01
   3      1.800E+02    4.197E+00  4.405E-02    3.089E+01  3.093E+01
   4      2.400E+02    4.321E-04  4.535E-06   -1.506E+02 -1.506E+02
   5      3.000E+02    6.491E+00  6.812E-02    8.524E+01  8.527E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =   8.111799E+00 PERCENT

```

Figura 5.31

\*\*\*\* 05/02/106 20:31:25 \*\*\*\*\* NT Evaluation PSpice (July 1997) \*\*\*\*\*

\* D:\Tesis\Simulacion\Pspice\_Krishnaswami\CargaInductCapac\_Krishnas.sch

\*\*\*\* FOURIER ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

\*\*\*\* CURRENT STEP PARAM CVAR = 100.0000E-09

\*\*\*\*\*

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R\_R1)

DC COMPONENT = 9.180579E-05

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)	NORMALIZED PHASE (DEG)
1	6.000E+01	9.918E+01	1.000E+00	-1.613E+01	0.000E+00
2	1.200E+02	1.641E-04	1.655E-06	-7.030E+01	-5.417E+01
3	1.800E+02	3.455E+00	3.484E-02	-3.346E+01	-1.733E+01
4	2.400E+02	7.206E-05	7.266E-07	-1.706E+02	-1.545E+02
5	3.000E+02	2.882E+00	2.906E-02	1.350E-01	1.626E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 4.536427E+00 PERCENT

Figura 5.32

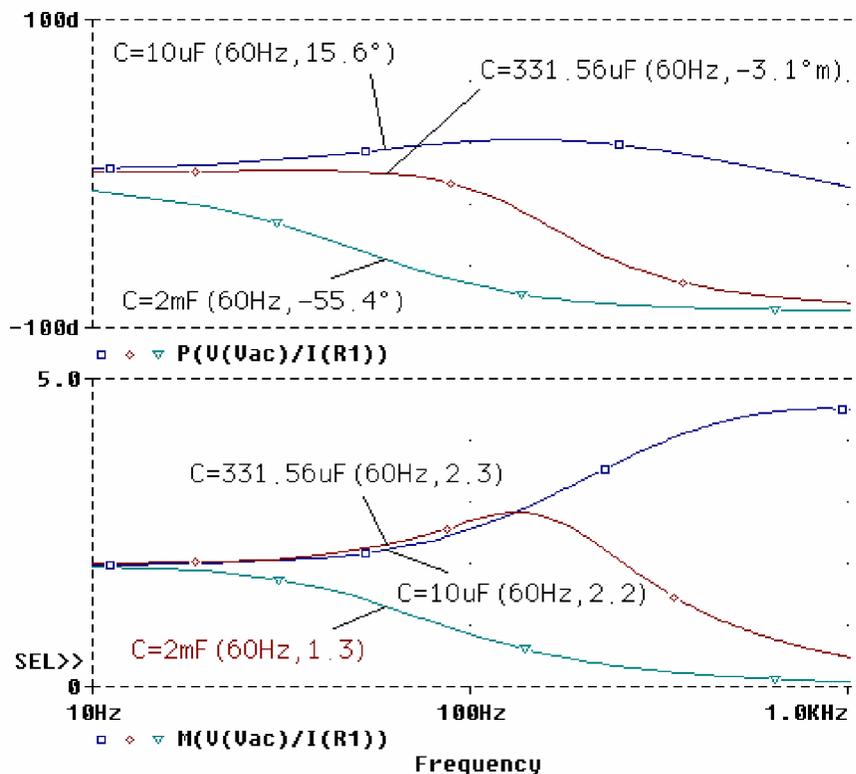


Figura 5.33

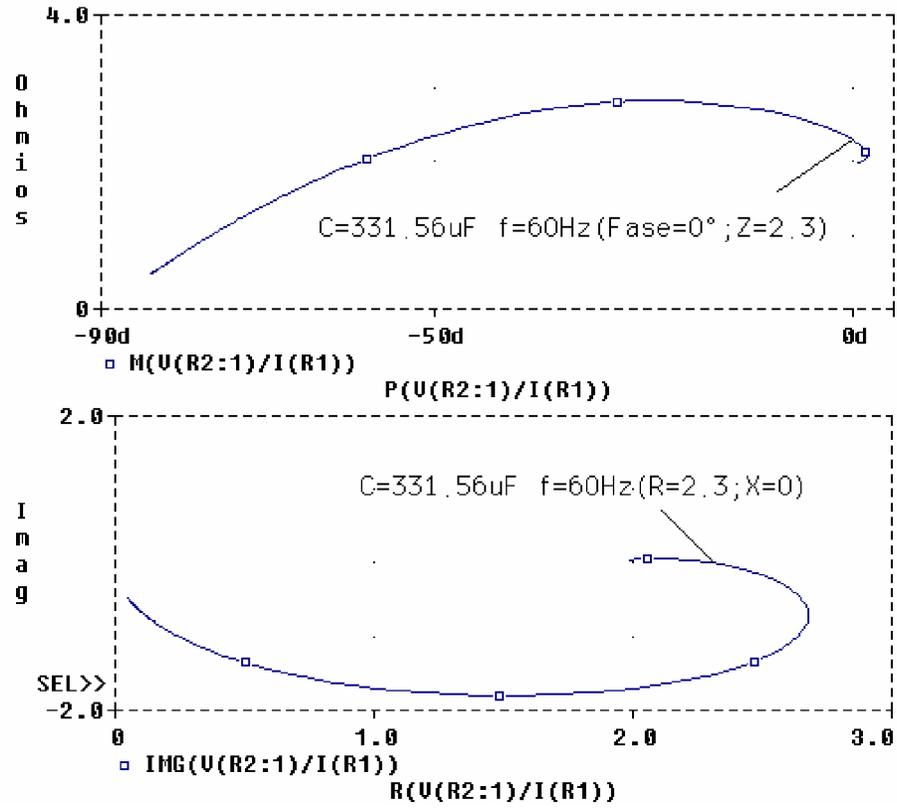


Figura 5.34

CARGA GENERADORA DE ARMÓNICOS

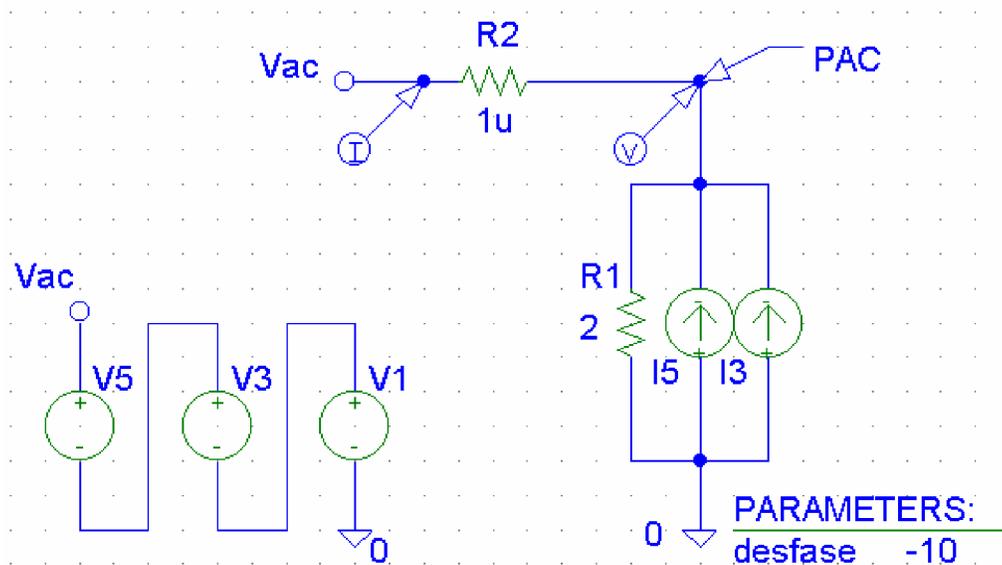


Figura 5.35

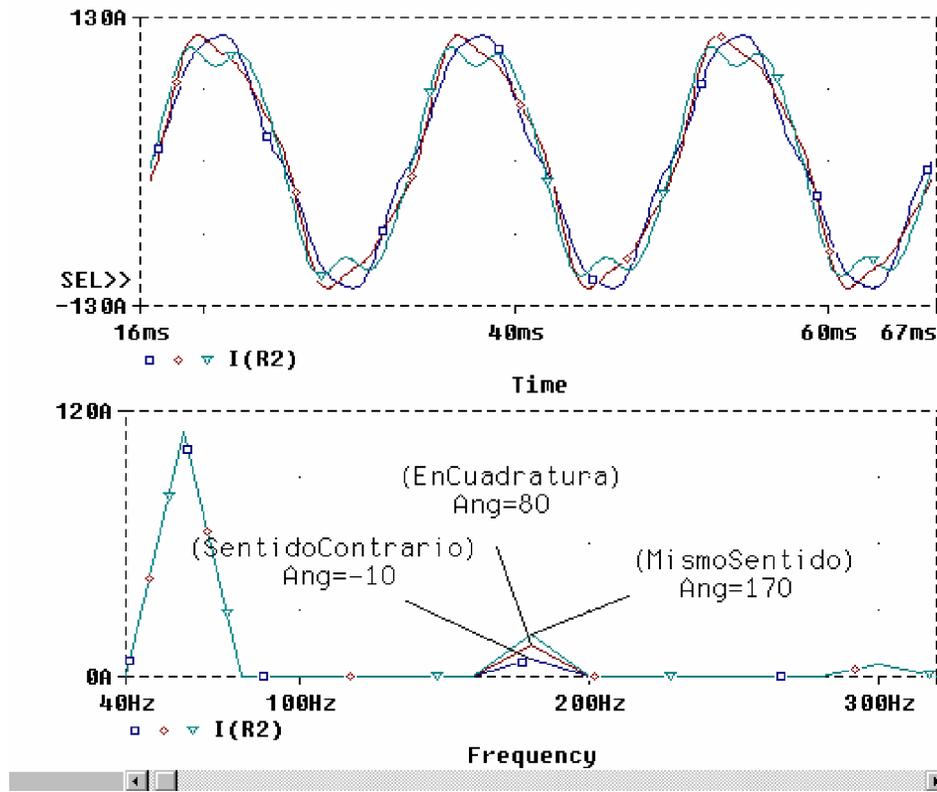


Figura 5.36

```

**** 05/04/106 06:35:11 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaNoLineal_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE = 27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM DESFASE = 170

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT = 3.778044E-03

HARMONIC NO    FREQUENCY (HZ)    FOURIER COMPONENT    NORMALIZED COMPONENT    PHASE (DEG)    NORMALIZED PHASE (DEG)
1              6.000E+01         1.100E+02            1.000E+00              -1.361E-02     0.000E+00
2              1.200E+02         2.852E-03            2.593E-05              1.106E+02     1.106E+02
3              1.800E+02         1.868E+01            1.699E-01              -1.005E+01    -1.003E+01
4              2.400E+02         1.023E-02            9.301E-05              -8.717E+01    -8.716E+01
5              3.000E+02         5.488E+00            4.989E-02              -1.601E+02    -1.601E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 1.770439E+01 PERCENT
    
```

Figura 5.37

```

**** 05/04/106 06:35:11 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaNoLineal_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM DESFASE =   80

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT =  3.517227E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
  NO      (HZ)      COMPONENT COMPONENT  (DEG)  PHASE (DEG)
  1      6.000E+01  1.100E+02  1.000E+00  -1.409E-02  0.000E+00
  2      1.200E+02  4.191E-03  3.810E-05  -3.592E+01  -3.590E+01
  3      1.800E+02  1.429E+01  1.299E-01  -7.742E+01  -7.741E+01
  4      2.400E+02  5.447E-03  4.952E-05  -1.122E+02  -1.122E+02
  5      3.000E+02  5.487E+00  4.989E-02  -1.601E+02  -1.601E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  1.391550E+01 PERCENT

```

Figura 5.38

```

**** 05/04/106 06:35:11 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\CargaNoLineal_Krishnas.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM DESFASE =  -10

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(R_R2)

DC COMPONENT =  3.436742E-03

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
  NO      (HZ)      COMPONENT COMPONENT  (DEG)  PHASE (DEG)
  1      6.000E+01  1.100E+02  1.000E+00  -1.486E-02  0.000E+00
  2      1.200E+02  7.165E-03  6.514E-05  -9.392E+01  -9.391E+01
  3      1.800E+02  7.692E+00  6.994E-02  1.700E+02  1.700E+02
  4      2.400E+02  4.419E-03  4.018E-05  -3.250E+01  -3.249E+01
  5      3.000E+02  5.485E+00  4.987E-02  -1.601E+02  -1.601E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  8.589744E+00 PERCENT

```

Figura 5.39

## MÉTODO CONVENCIONAL: CONEXIÓN DE UNA CARGA RESISTIVA

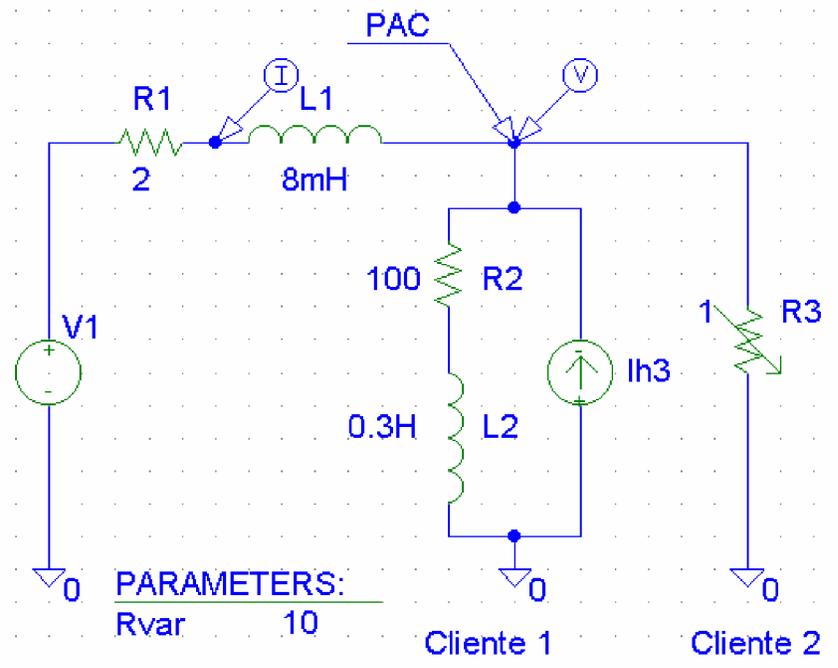


Figura 5.40

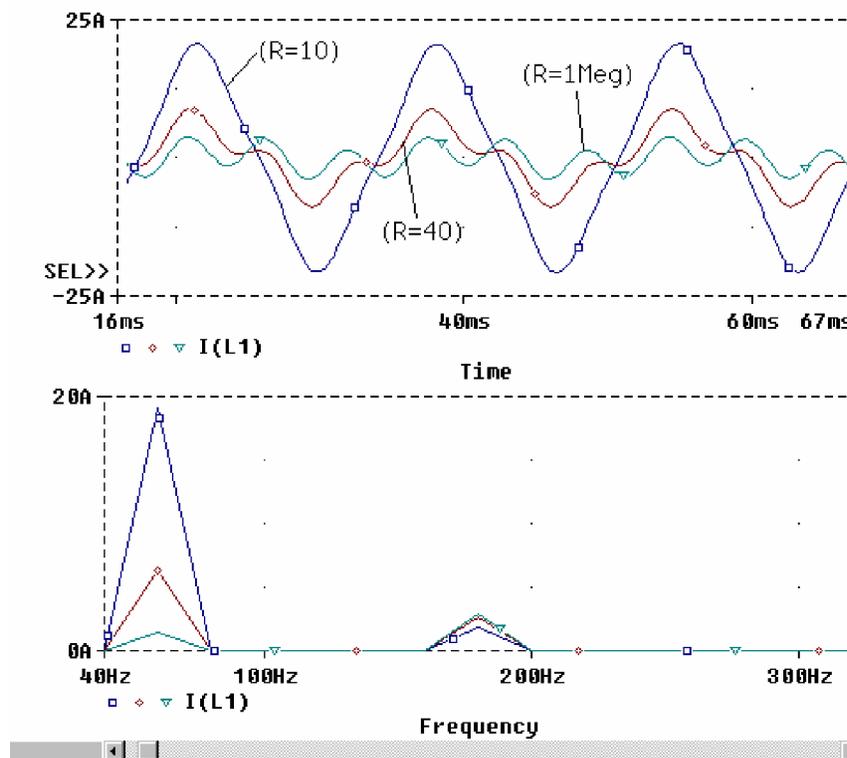


Figura 5.41

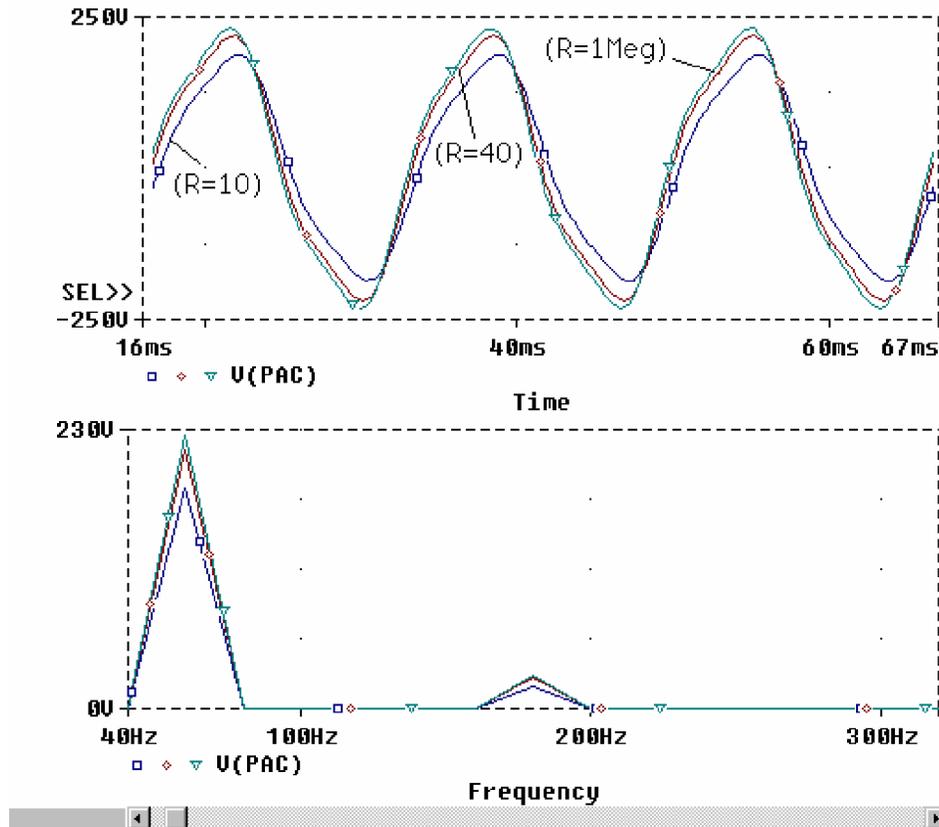


Figura 5.42

```

**** 05/03/106 07:12:15 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Pspice_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

****    FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =    27.000 DEG C
****    CURRENT STEP                    PARAM RVAR =    1.0000E+06

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(L_L1)

DC COMPONENT =    6.250185E-05

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)      COMPONENT COMPONENT (DEG)  PHASE (DEG)
-----
1         6.000E+01  1.474E+00  1.000E+00  -4.868E+01  0.000E+00
2         1.200E+02  4.759E-03  3.229E-03  -7.615E+00  4.106E+01
3         1.800E+02  2.869E+00  1.947E+00  -1.799E+02  -1.313E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION =    1.946637E+02 PERCENT
    
```

Figura 5.43

\*\*\*\* 05/03/106 07:12:15 \*\*\*\*\* NT Evaluation PSpice (July 1997) \*\*\*\*\*

\* D:\Tesis\Simulacion\Pspice\_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

\*\*\*\* FOURIER ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

\*\*\*\* CURRENT STEP PARAM RVAR = 1.0000E+06

\*\*\*\*\*

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(PAC)

DC COMPONENT = -2.117535E-02

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)	NORMALIZED PHASE (DEG)
1	6.000E+01	2.243E+02	1.000E+00	-2.214E-01	0.000E+00
2	1.200E+02	2.479E-02	1.106E-04	-1.790E+02	-1.787E+02
3	1.800E+02	2.710E+01	1.208E-01	7.755E+01	7.777E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 1.208366E+01 PERCENT

Figura 5.44

\*\*\*\* 05/03/106 07:12:15 \*\*\*\*\* NT Evaluation PSpice (July 1997) \*\*\*\*\*

\* D:\Tesis\Simulacion\Pspice\_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

\*\*\*\* FOURIER ANALYSIS TEMPERATURE = 27.000 DEG C

\*\*\*\* CURRENT STEP PARAM RVAR = 40

\*\*\*\*\*

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(L\_L1)

DC COMPONENT = -4.720719E-05

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)	NORMALIZED PHASE (DEG)
1	6.000E+01	6.322E+00	1.000E+00	-1.386E+01	0.000E+00
2	1.200E+02	7.788E-04	1.232E-04	6.718E+01	8.104E+01
3	1.800E+02	2.660E+00	4.208E-01	1.680E+02	1.818E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 4.207658E+01 PERCENT

Figura 5.45

```

**** 05/03/106 07:12:15 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM RVAR =   40

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(PAC)

DC COMPONENT =  -9.854964E-03

HARMONIC  FREQUENCY    FOURIER    NORMALIZED    PHASE        NORMALIZED
  NO      (HZ)          COMPONENT  COMPONENT     (DEG)        PHASE (DEG)
-----
   1      6.000E+01    2.130E+02  1.000E+00    -4.202E+00   0.000E+00
   2      1.200E+02    2.657E-02  1.248E-04    5.306E+01   5.726E+01
   3      1.800E+02    2.525E+01  1.186E-01    6.505E+01   6.925E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  1.185648E+01 PERCENT

```

Figura 5.46

```

**** 05/03/106 07:12:15 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

****      FOURIER ANALYSIS                TEMPERATURE =  27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                    PARAM RVAR =   10

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE I(L_L1)

DC COMPONENT =   8.380673E-04

HARMONIC  FREQUENCY    FOURIER    NORMALIZED    PHASE        NORMALIZED
  NO      (HZ)          COMPONENT  COMPONENT     (DEG)        PHASE (DEG)
-----
   1      6.000E+01    1.894E+01  1.000E+00    -1.684E+01   0.000E+00
   2      1.200E+02    1.745E-03  9.212E-05    9.262E+01   1.095E+02
   3      1.800E+02    1.843E+00  9.731E-02    1.419E+02   1.588E+02

TOTAL HARMONIC DISTORTION =  9.730692E+00 PERCENT

```

Figura 5.47

```

**** 05/03/106 07:12:15 ***** NT Evaluation PSpice (July 1997) *****
* D:\Tesis\Simulacion\Nspice_Krishnaswami\MetodConvensional.sch

****      FOURIER ANALYSIS              TEMPER&TURE =   27.000 DEG C
****      CURRENT STEP                  PARAM RVAR =   10

*****

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(PAC)

DC COMPONENT =   1.631795E-02

HARMONIC  FREQUENCY  FOURIER  NORMALIZED  PHASE  NORMALIZED
NO        (HZ)       COMPONENT COMPONENT  (DEG)   PHASE (DEG)
-----
   1      6.000E+01  1.814E+02  1.000E+00  -1.405E+01  0.000E+00
   2      1.200E+02  3.309E-02  1.825E-04  8.895E+01  1.030E+02
   3      1.800E+02  1.808E+01  9.967E-02  4.021E+01  5.426E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION =   9.967355E+00 PERCENT

```

Figura 5.48

**ANEXO C.**

## DETALLES DE LOS CASOS DE APLICACIÓN

CASO # 1

GRAFICOS DE TENDENCIA

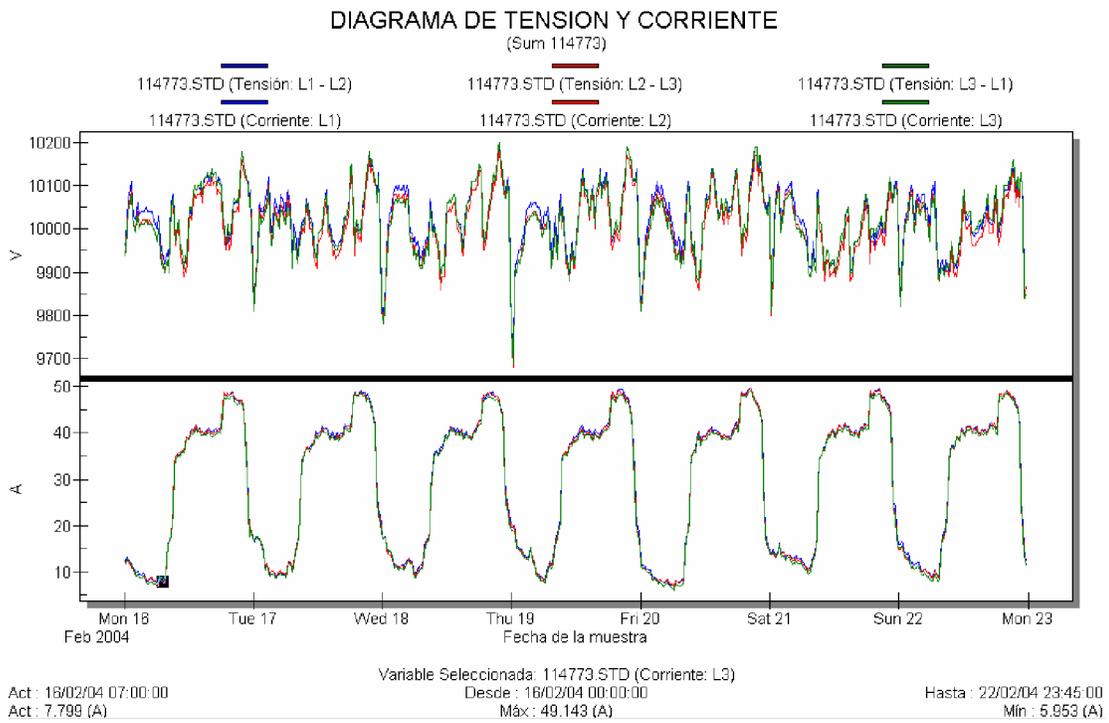


Figura 5.49

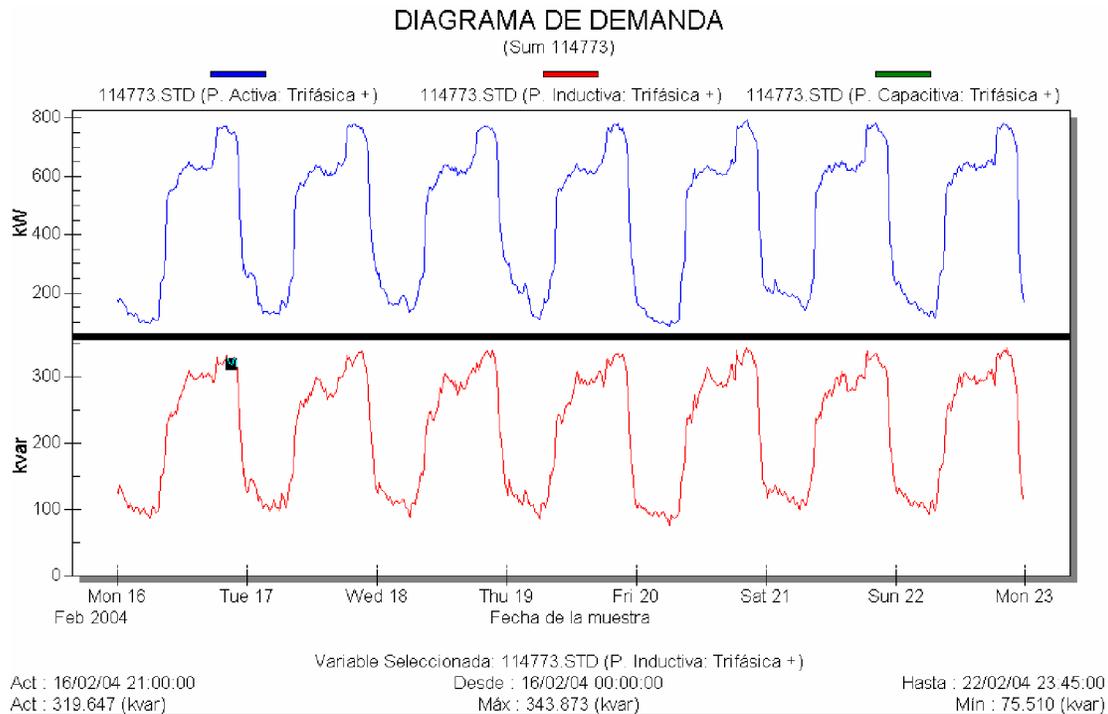


Figura 5.50

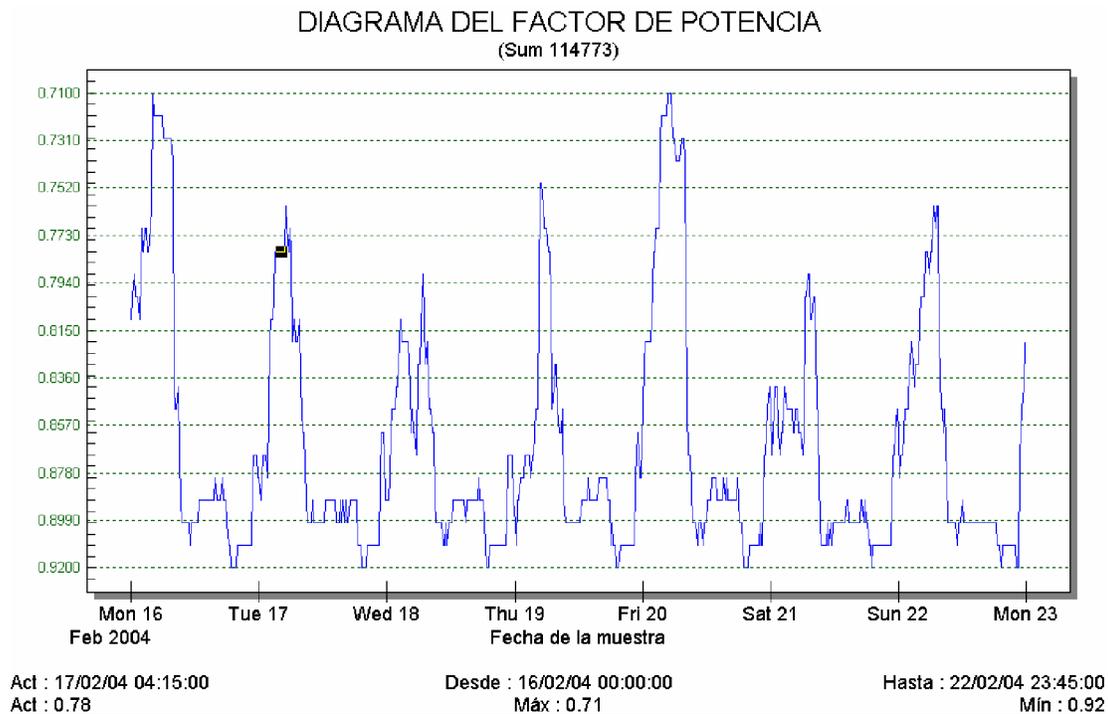


Figura 5.51

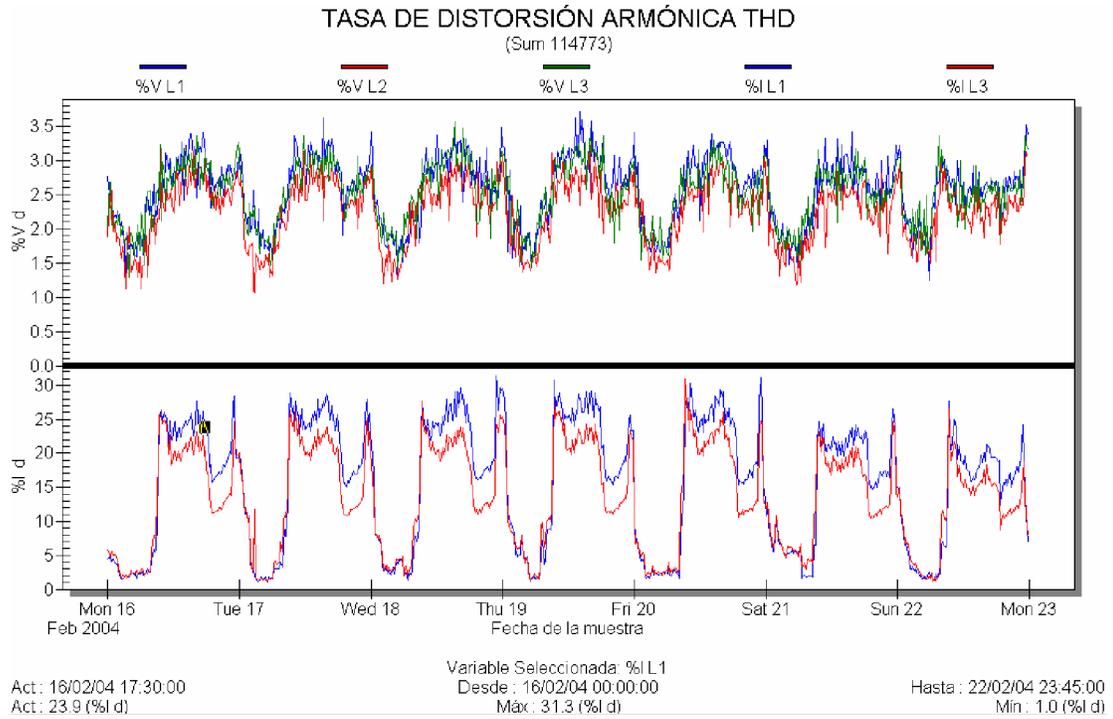


Figura 5.52

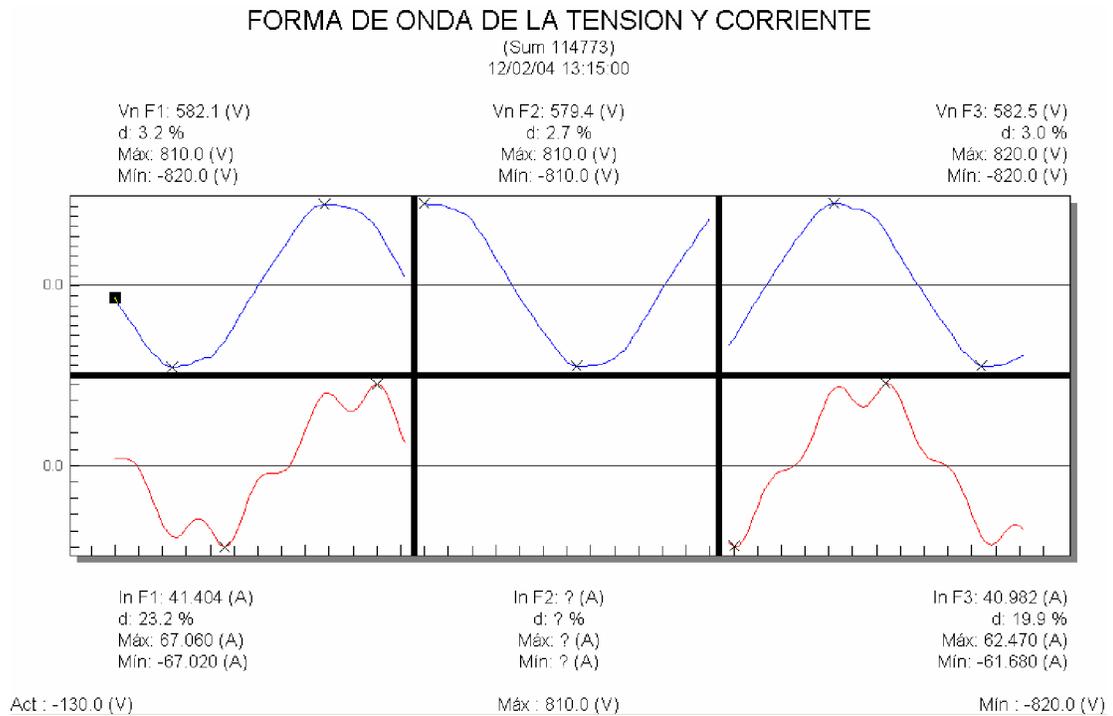


Figura 5.53

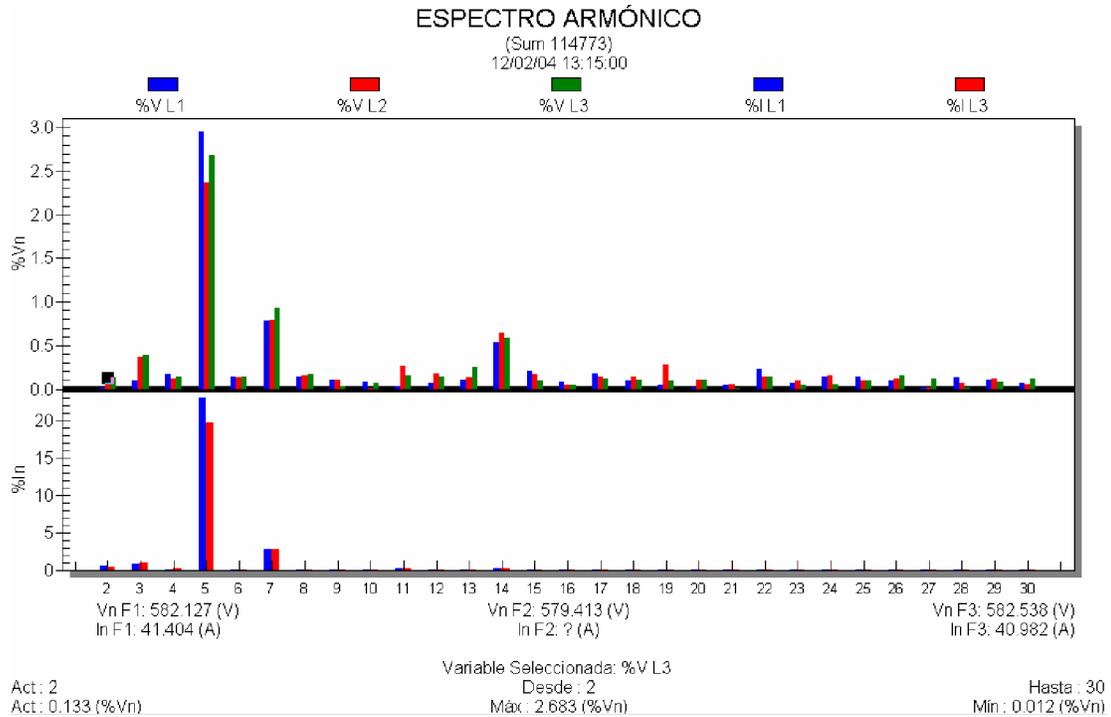


Figura 5.54

**ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD**

**DETALLE DE LA COMPENSACION**

Fecha_Hora	Vh 5	Ih 5	Ih 1	Ic	Inc	Pot (w)	Comp.(\$)
12/02/2004 13:15	172.30	9.54	41.40	1.2	10.6	660987.25	3.26
12/02/2004 14:30	174.54	10.19	41.34	1.3	11.4	656023.57	3.50
12/02/2004 15:00	187.35	10.15	41.51	1.3	11.5	659120.46	5.20
12/02/2004 16:00	174.93	9.84	42.32	1.3	11.0	666924.26	3.60
12/02/2004 16:30	188.61	9.83	39.69	1.3	11.1	636403.67	5.20
12/02/2004 17:00	172.35	9.64	40.45	1.2	10.7	644563.67	3.19
12/02/2004 20:15	175.54	8.31	46.85	1.4	9.6	749226.94	4.13
12/02/2004 23:30	182.53	7.95	39.61	1.2	7.8	613565.12	4.22
13/02/2004 00:00	173.00	4.01	18.45	0.6	4.1	281868.08	1.43
13/02/2004 14:00	173.45	10.09	40.15	1.2	11.2	636106.37	3.27
13/02/2004 17:00	184.89	9.70	41.11	1.3	10.8	655279.00	4.82
13/02/2004 17:30	197.89	9.57	41.08	1.4	10.9	655875.35	6.81
16/02/2004 14:45	173.07	9.65	39.12	1.2	10.7	624763.30	3.17
16/02/2004 15:00	182.86	9.67	38.83	1.2	10.7	622028.52	4.32
16/02/2004 15:15	182.52	9.65	37.51	1.2	10.7	602700.17	4.14
16/02/2004 17:15	181.32	9.91	38.08	1.2	11.0	609034.45	4.03
17/02/2004 10:00	181.77	8.86	36.48	1.1	9.7	582117.29	3.91
17/02/2004 10:30	172.79	9.02	35.67	1.1	10.0	574655.63	2.88
17/02/2004 13:00	177.69	9.16	39.82	1.2	10.3	630291.46	3.73
17/02/2004 15:15	197.91	10.21	37.17	1.3	11.3	589803.85	6.12
17/02/2004 16:15	172.78	10.03	37.11	1.1	11.1	590005.07	2.96

18/02/2004 00:00	172.62	7.20	35.58	1.1	7.2	545721.30	2.72
18/02/2004 12:00	181.92	8.96	37.51	1.2	10.1	602277.30	4.06
18/02/2004 15:15	184.88	10.29	35.82	1.2	11.3	569369.74	4.19
18/02/2004 15:45	176.33	10.69	37.09	1.1	11.7	595001.93	3.37
18/02/2004 16:15	175.67	10.61	35.96	1.1	11.6	578168.08	3.20
18/02/2004 17:15	174.57	9.99	41.06	1.2	11.1	646610.03	3.45
18/02/2004 21:00	175.54	8.23	46.78	1.4	9.5	753231.68	4.15
18/02/2004 23:45	190.54	6.12	21.07	0.7	6.5	338310.56	2.91
19/02/2004 13:15	197.26	10.22	40.29	1.4	11.3	647887.01	6.62
19/02/2004 14:00	201.19	10.63	38.56	1.3	11.8	622129.61	6.98
19/02/2004 14:30	196.68	10.23	39.55	1.3	11.3	630246.42	6.35
19/02/2004 16:15	195.81	10.40	35.88	1.2	11.5	573318.72	5.65
19/02/2004 17:00	176.08	10.70	39.72	1.2	11.6	632617.12	3.55
19/02/2004 18:15	182.39	8.81	42.02	1.3	10.1	671738.32	4.60
20/02/2004 14:00	177.70	10.51	38.92	1.2	11.5	624119.66	3.69
20/02/2004 15:15	174.56	10.09	36.79	1.1	11.0	583026.82	3.11
20/02/2004 15:45	178.48	10.66	36.60	1.1	11.7	579005.16	3.51
20/02/2004 16:15	172.49	10.31	35.82	1.1	11.3	571828.44	2.84
20/02/2004 17:30	179.71	9.73	40.79	1.3	10.8	651464.15	4.11
21/02/2004 00:15	171.97	1.70	13.84	0.4	1.4	206920.53	-1.01
21/02/2004 10:45	174.04	7.61	37.69	1.1	8.7	593407.68	3.11
21/02/2004 13:00	177.82	7.97	41.16	1.3	9.2	647335.34	3.84
21/02/2004 15:45	181.95	8.83	37.55	1.2	10.0	595242.95	4.02
22/02/2004 23:30	187.39	1.59	14.71	0.5	1.3	210564.37	-1.66
22/02/2004 23:45	173.88	0.82	12.25	0.38	0.45	171116.58	-0.89
23/02/2004 00:00	184.63	0.60	11.72	0.4	0.2	165068.53	-1.21
23/02/2004 09:00	173.16	3.19	23.43	0.7	2.8	355321.06	1.81
23/02/2004 09:15	199.24	3.45	23.32	0.8	3.2	356335.46	3.82
23/02/2004 09:30	203.07	10.23	32.81	1.2	11.1	525355.48	6.16
23/02/2004 09:45	172.99	10.07	32.62	1.0	11.0	525568.62	2.66
23/02/2004 10:00	191.37	9.77	34.72	1.2	10.8	555604.59	4.89
23/02/2004 10:30	178.60	9.84	33.94	1.1	10.9	542250.29	3.30

GRAFICOS DE TENDENCIA

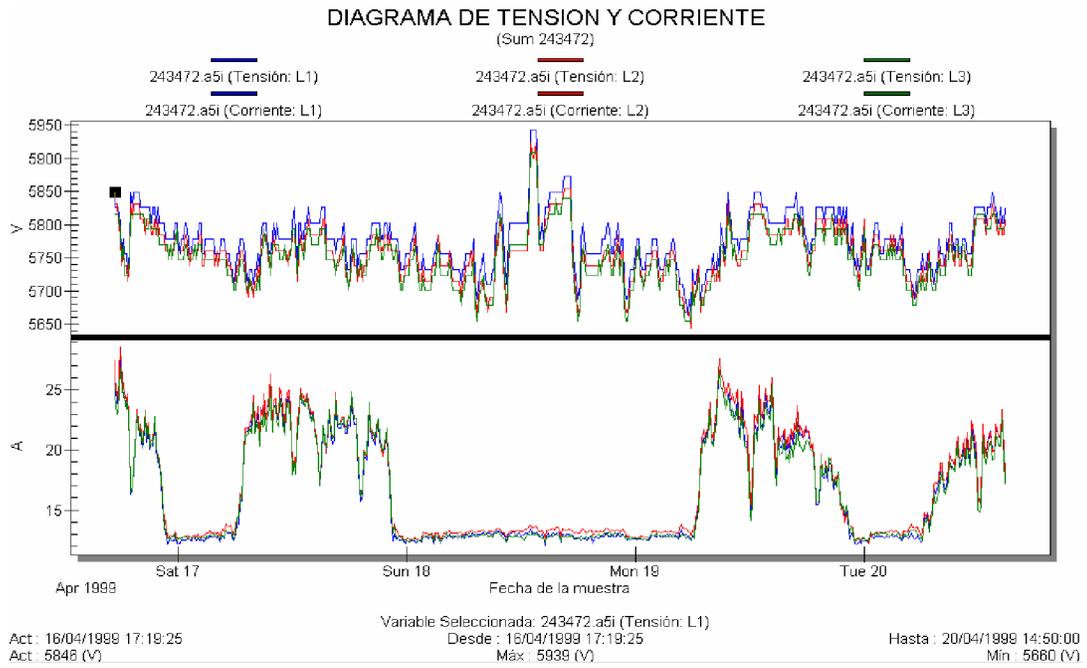


Figura 5.55

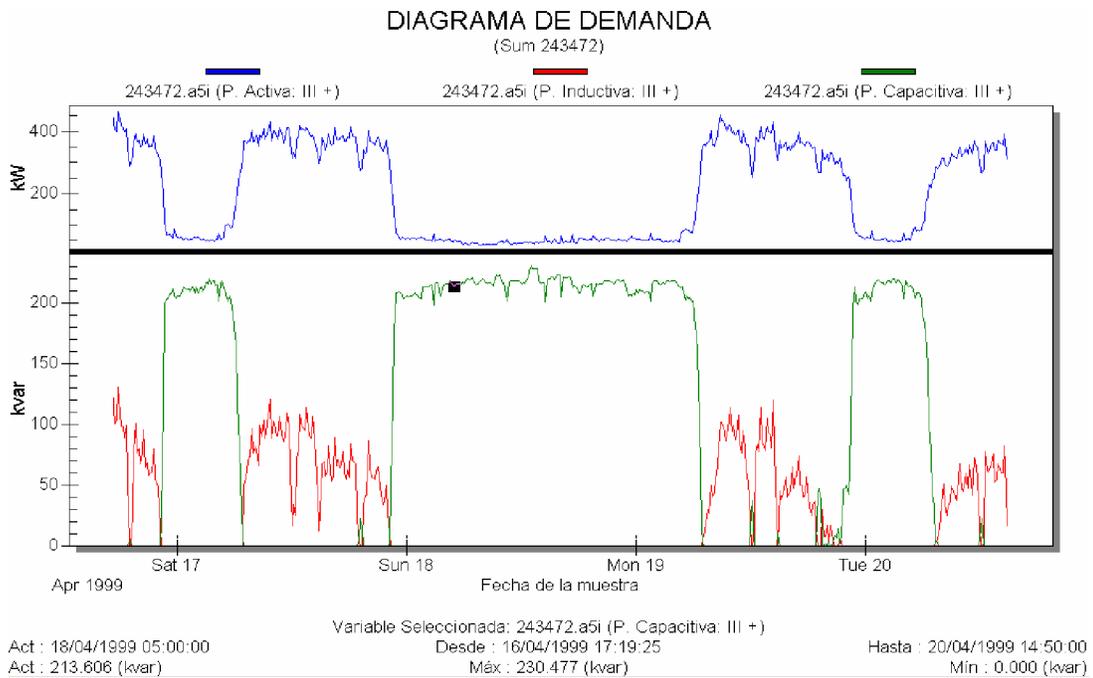


Figura 5.56

DIAGRAMA DEL FACTOR DE POTENCIA  
(Sum 243472)

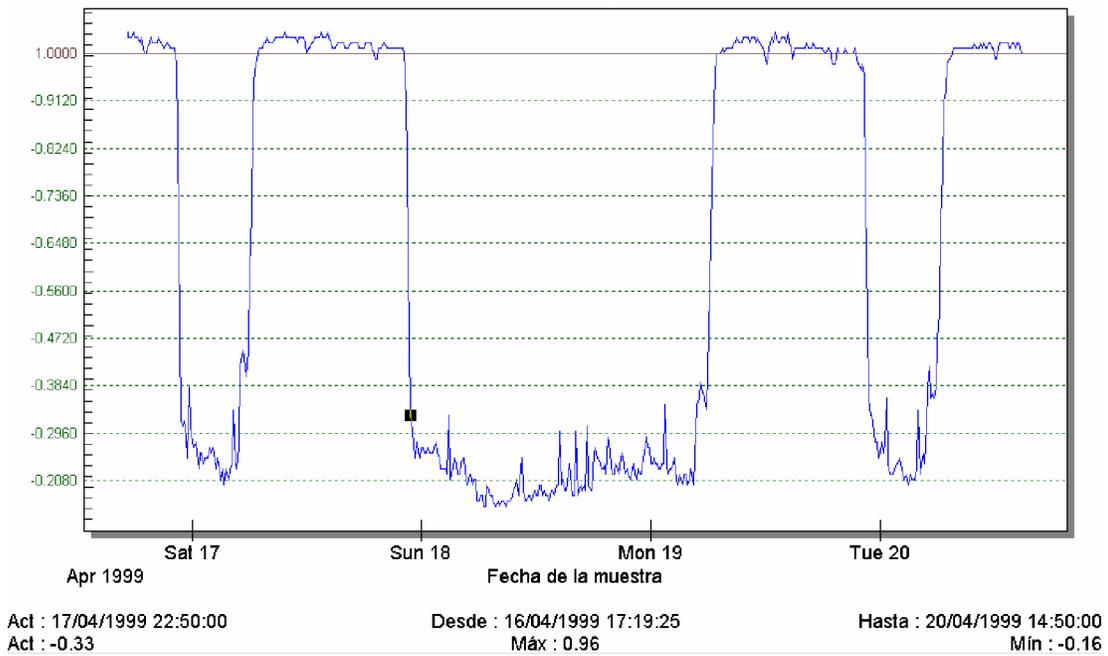


Figura 5.57

TASA DE DISTORSIÓN ARMÓNICA THD  
(Sum 243472)

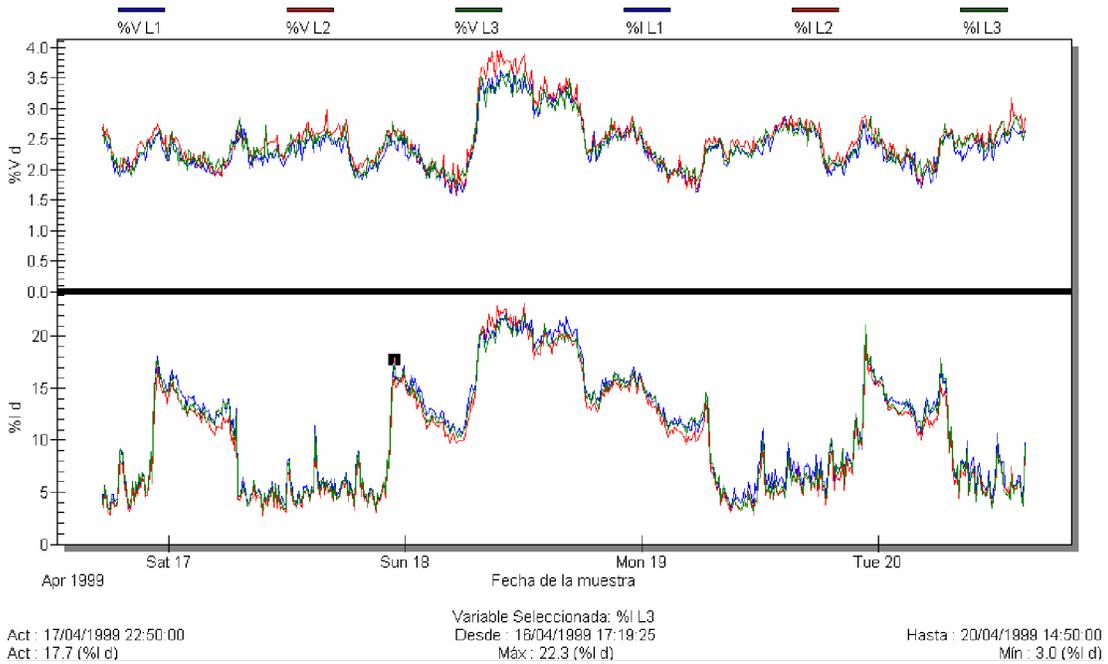


Figura 5.58

FORMA DE ONDA DE LA TENSION Y CORRIENTE

(Sum 243472)  
18/04/1999 07:30:00

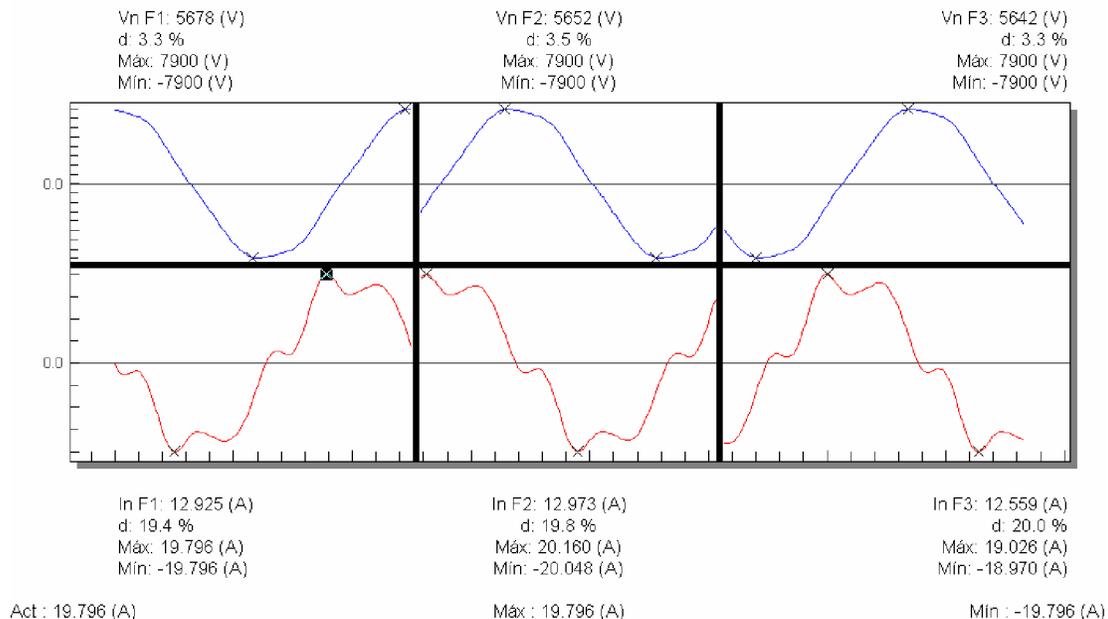


Figura 5.59

ESPECTRO ARMÓNICO

(Sum 243472)  
18/04/1999 07:30:00

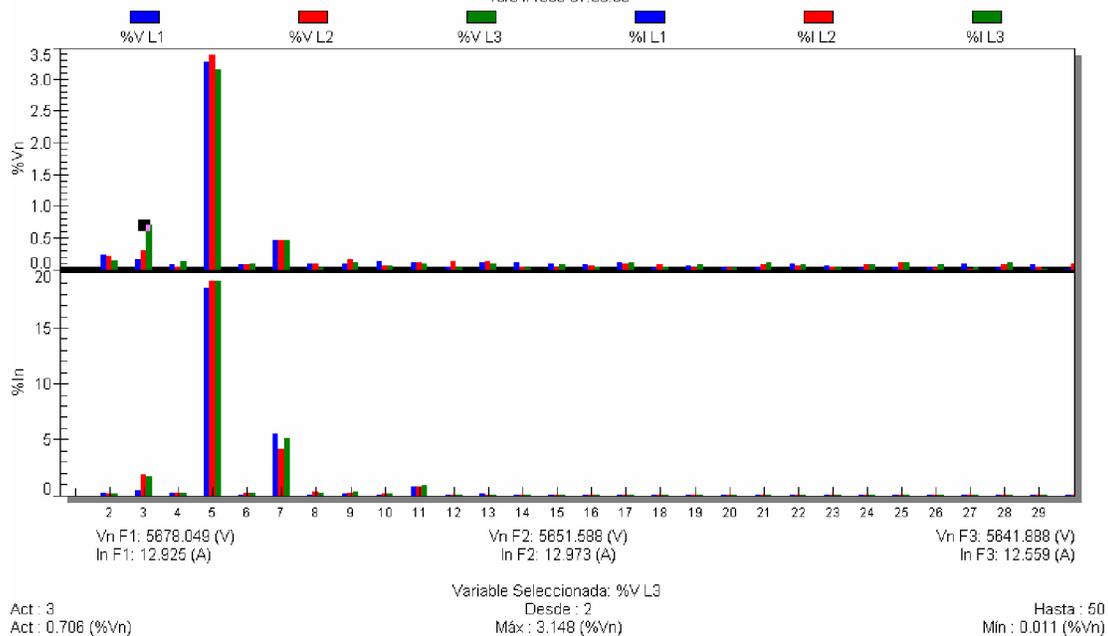


Figura 5.60

## ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD

## DETALLE DE LA COMPENSACION

Fecha_Hora	Vh 5	lh 5	lh 1	lc	Inc	Pot (W)	Comp. (\$)
18/04/1999 07:30	185.05	2.41	13.17	0.43	2.05	38145.98	0.004
18/04/1999 07:40	184.13	2.54	13.00	0.42	2.22	35518.85	0.003
18/04/1999 07:50	192.34	2.62	12.90	0.43	2.29	35374.90	0.009
18/04/1999 08:00	177.76	2.47	13.11	0.41	2.14	38452.58	0.001
18/04/1999 08:10	182.81	2.39	13.11	0.42	2.05	36016.44	0.002
18/04/1999 08:20	188.91	2.58	12.91	0.43	2.23	39784.16	0.007
18/04/1999 08:30	194.67	2.55	13.13	0.45	2.16	38113.55	0.012
18/04/1999 08:40	182.86	2.45	13.22	0.42	2.10	38439.13	0.002
18/04/1999 08:50	195.42	2.55	13.08	0.45	2.20	35694.34	0.012
18/04/1999 09:00	180.69	2.50	13.04	0.41	2.15	37921.41	0.001
18/04/1999 09:10	180.36	2.44	13.09	0.41	2.11	38033.47	0.001
18/04/1999 09:20	199.87	2.64	13.26	0.46	2.25	38979.63	0.019
18/04/1999 09:30	185.93	2.53	13.02	0.42	2.19	40621.63	0.004
18/04/1999 09:40	205.70	2.66	13.29	0.47	2.22	43814.20	0.031
18/04/1999 09:50	200.06	2.64	13.23	0.46	2.21	46147.08	0.023
18/04/1999 10:00	197.83	2.62	13.04	0.44	2.17	47743.97	0.020
18/04/1999 10:10	200.57	2.70	12.94	0.45	2.31	38378.48	0.020
18/04/1999 10:20	199.10	2.64	12.84	0.45	2.23	46184.84	0.021
18/04/1999 10:30	189.92	2.34	12.02	0.40	2.11	51470.46	0.010
18/04/1999 10:40	193.19	2.56	13.15	0.44	2.16	42872.31	0.012
18/04/1999 10:50	184.51	2.42	13.17	0.42	2.05	38935.91	0.003
18/04/1999 11:00	203.74	2.66	12.95	0.46	2.30	38223.19	0.024
18/04/1999 11:10	194.61	2.62	13.14	0.44	2.27	38785.55	0.012
18/04/1999 11:20	189.96	2.43	13.13	0.43	2.05	41001.78	0.008
18/04/1999 11:30	194.08	2.65	12.91	0.44	2.32	35717.02	0.011
18/04/1999 11:40	195.63	2.64	13.08	0.44	2.28	38497.97	0.013
18/04/1999 11:50	182.38	2.49	13.28	0.42	2.12	41385.00	0.002
18/04/1999 12:00	197.86	2.69	12.98	0.44	2.32	38230.07	0.016
18/04/1999 12:10	188.22	2.53	12.79	0.42	2.22	35491.30	0.005
18/04/1999 12:20	183.79	2.56	12.96	0.41	2.20	40443.00	0.003
18/04/1999 12:30	183.00	2.48	13.12	0.42	2.10	43252.65	0.003
18/04/1999 12:40	193.32	2.60	13.07	0.44	2.22	40777.66	0.011
18/04/1999 12:50	189.92	2.61	13.00	0.43	2.27	38229.33	0.007
18/04/1999 13:50	174.89	2.40	13.02	0.39	2.06	40026.27	0.000
18/04/1999 14:00	178.46	2.42	12.84	0.40	2.05	42078.90	0.001
18/04/1999 14:10	185.60	2.56	12.79	0.41	2.18	42803.35	0.004
18/04/1999 14:20	174.82	2.43	13.02	0.39	2.06	42414.61	0.000
18/04/1999 14:30	173.47	2.35	12.90	0.39	1.98	66946.16	0.000
18/04/1999 14:40	180.48	2.43	12.84	0.40	2.07	42393.07	0.002
18/04/1999 15:00	177.85	2.38	12.80	0.39	2.01	43026.17	0.001
18/04/1999 15:10	174.17	2.40	12.98	0.39	2.05	40487.04	0.000
18/04/1999 15:20	178.18	2.37	12.87	0.39	1.99	47905.92	0.001
18/04/1999 15:30	186.76	2.41	13.06	0.42	1.99	52010.43	0.006
18/04/1999 15:40	187.35	2.56	12.95	0.42	2.16	42849.71	0.006
18/04/1999 15:50	178.60	2.48	12.91	0.40	2.13	38870.67	0.001
18/04/1999 16:00	185.96	2.52	13.07	0.42	2.20	38735.08	0.004
18/04/1999 16:10	186.14	2.38	13.06	0.42	1.96	66643.52	0.008
18/04/1999 16:20	188.95	2.61	13.15	0.43	2.25	38494.31	0.006

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Roger C. Dugan, Mark F. McGranaghan, H. Wayne Beaty, Electrical Power Systems Quality McGraw-Hill, ISBN 0-07-018031-8 1996.
- [2] J. Arrillaga, "Real time harmonic processing of an arc furnace installation", Proc.of IEEE ICHPS VI Bologna, Sept.,1994.
- [3] IEC 1000-x, Electromagnetic Compatibility (EMC), 1990-1996.
- [4] IEC 1000-4-7, Electromagnetic Compatibility (EMC), 1990-1996. Part 4: "Testing And Measurement Techniques". Section 7:"General Guide On Harmonics And Interharmonics Measurements And Instrumentation, For Power Supply System And Equipment Connected Thereto", pág. 23
- [5] IEEE Standards subcommittee P1159, "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality".
- [6] IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. pp 23-24.
- [7] K. Srinivasan and R. Jutras "Conforming and Non-Conforming Current for Attributing Steady State Power Quality Problems", IEEE Transactions on Power Delivery , vol. T-PWRS-13, Jan 1998, pp212-217.
- [8] K. Srinivasan , "How much Harmonics is your Responsibility?", Power Quality Assurance, July August 1995, pp62-65.
- [9] K. Srinivasan, "On Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions", IEEE Transactions on Power Delivery , vol T-PWRS-11, No. 2, April 1996, pp 1003-1012
- [10] "Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", IEEE Standards subcommittee PI 159.

[11] "The Dranetz Field Book for Power Quality Analysis," Dranetz Technologies Inc., Edison, NJ, USA, 1991.

[12] A. McEachem, W.M. Grady, W.A. Moncrief, G.T. Heydt and M. McGranaghan, Revenue and Harmonics: An Evaluation of Some Proposed Rate Structures, IEEE Transmission and Distribution Conference, Transactions paper, April 1994.