

UNIVERSIDAD DON BOSCO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
ESCUELA DE ELÉCTRICA



“ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN EL HOSPITAL DE MATERNIDAD”

PRESENTAN:

DÍAZ RIVAS, ALEX WILFREDO.  
GARCÍA PÉREZ, SERGIO MIGUEL.

PARA OPTAR AL GRADO DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA.



ASESOR:

ING. HÉCTOR ROMERO.

CIUDADELA DON BOSCO, OCTUBRE DE 2004.

**UNIVERSIDAD DON BOSCO**

**RECTOR**

**ING. FEDERICO MIGUEL HUGUET RIVERA**

**SECRETARIO GENERAL**

**LIC. MARIO RAFAEL OLMOS ARGUETA**

**DECANO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ING. ERNESTO GODOFREDO GIRON**

**ASESOR DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN**

**ING. HÉCTOR O. ROMERO AMAYA**

**JURADO EVALUADOR**

**ING. CARLOS A. LÓPEZ BARILLAS**

**ING. MANUEL F. MARENCO**

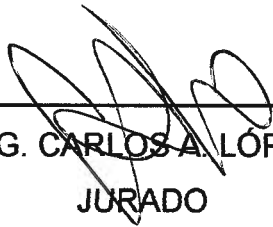
**ING. RICARDO GONZÁLEZ NAJERA**

UNIVERSIDAD DON BOSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

JURADO EVALUADOR DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN:

“ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE MEJORA DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN EL HOSPITAL DE MATERNIDAD”.



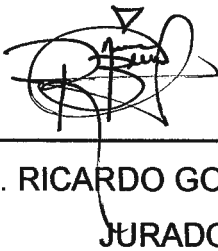
---

ING. CARLOS A. LÓPEZ  
JURADO



---

ING. MANUEL F. MARENCO  
JURADO



---

ING. RICARDO GONZÁLEZ N.  
JURADO



---

ING. HÉCTOR ROMERO  
ASESOR

## INDICE

PORTADA	
INDICE.....	I
Introducción.....	1
Objetivos.....	5
Alcances.....	6
Limitaciones.....	6
<b>CAPITULO I: “Normativa Regulatoria de la Calidad de la Energía Eléctrica en El Salvador”.</b>	
1.1 Objeto y Alcance de las Normas.....	8
1.2 Etapas de Implementación... ..	9
1.3 Obligaciones del Distribuidor y Obligaciones de los Usuarios.....	10
1.4 Reglamentación y Normas (SIGET).....	11
1.4.1 Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.	
1.4.1.1 Continuidad del Servicio: Definición y Normas.....	13
1.4.2 Indicadores de Calidad del Producto Técnico	
1.4.2.1 Niveles de Tensión.....	21
1.4.2.2 Efecto de Parpadeo: Definición y Normas.....	23
1.4.2.3 Armónicos: Definición y Normas .....	25
1.4.2.4 Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto.....	34
1.4.2.5 Factor de Potencia: Definición y Normas.....	36
1.4.3 Compensaciones.....	38
1. Compensación por Calidad de Servicio de Distribución.....	39
2. Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada Indicador de Calidad de Servicio Técnico.....	40
3. Compensación por mala regulación de Tensión	

(Individual y Global).....	42
4. Compensación por Flicker en la Tensión.....	44
5. Compensación por Distorsión de Armónica en el Voltaje.....	45
6. Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.....	47
7. Compensación por Flicker generado por el Usuario.....	49
8. Compensación por bajo Factor de Potencia.....	50

**CAPITULO II: “Otros eventos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica”.**

**2.1 Perturbaciones conducidas de baja Frecuencia**

**2.1.1 Variaciones de Valor Eficaz**

2.1.1.1 Sobretensiones.....	53
-----------------------------	----

2.1.1.2 Huecos e Interrupciones breves .....	55
--	----

**2.1.2 Variaciones de la Forma de Onda**

2.1.2.1 Impulsos de Tensión.....	61
----------------------------------	----

2.2 Variaciones de la Frecuencia .....	69
--	----

2.3 Desequilibrio de la Tensión.....	71
--------------------------------------	----

2.4 Compatibilidad Electromagnética.....	74
--	----

2.5 Descripción de la curva CBEMA.....	76
--	----

**CAPITULO III: “Recopilación y Manejo de Parámetros Eléctricos Medidos”.**

3.1 Metodología.....	79
----------------------	----

3.2 Equipo de Medición.....	83
-----------------------------	----

3.3 Evaluación Preliminar. ....	86
---------------------------------	----

3.4 Datos obtenidos en las mediciones. ....	87
---	----

**3.5 Gráficos de parámetros y análisis de datos (comparación con normativa).**

**3.5.1 Parámetros del Usuario.**

**3.5.1.1 Subestación 01.**

3.5.1.1.1	Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.....	88
3.5.1.1.2	Factor de Potencia.....	95
3.5.1.2	Subestación 02.	
3.5.1.2.1	Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.....	96
3.5.1.2.2	Factor de Potencia.....	102
3.5.1.3	Subestación 03.	
3.5.1.3.1	Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.....	103
3.5.1.3.2	Factor de Potencia.....	113
3.5.1.4	Subestación 04.	
3.5.1.4.1	Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.....	114
3.5.1.4.2	Factor de Potencia.....	123
3.5.2	Parámetros de la Distribuidora.	
3.5.2.1	Indicadores de Calidad del Servicio Prestado	
3.5.2.1.1	Indicadores Globales... ..	124
3.5.2.1.2	Indicadores Individuales.....	134
3.5.2.2	Niveles de Tensión.....	135
3.5.2.2.1	Subestación 01.. ..	136
3.5.2.2.2	Subestación 02.. ..	139
3.5.2.2.3	Subestación 03.. ..	142
3.5.2.2.4	Subestación 04.....	145
3.5.2.3	Distorsión Armónica de Voltaje.	
3.5.2.3.1	Subestación 01.. ..	149
3.5.2.3.2	Subestación 02.. ..	153
3.5.2.3.3	Subestación 03.. ..	157
3.5.2.3.4	Subestación 04.....	161
3.5.2.4	Flicker en la Tensión.....	165
3.5.2.4.1	Subestación 01.. ..	165
3.5.2.4.2	Subestación 02.. ..	168

3.5.2.4.3 Subestación 03.....	171
3.5.2.4.4 Subestación 04.....	174
<b>3.5.3 Parámetros analizados bajo Normativa Internacional.</b>	
3.5.3.1 Sobretensiones (Swells).....	177
3.5.3.2 Huecos de Tensión (Sags).....	177
3.5.3.2.1 Subestación 01..	178
3.5.3.2.2 Subestación 02..	179
3.5.3.2.3 Subestación 03..	179
3.5.3.2.4 Subestación 04.....	180
3.5.3.3 Interrupciones Temporales.....	181
3.5.3.4 Impulsos.....	182
3.5.3.5 Variaciones de Frecuencia.	
3.5.3.5.1 Subestación 01..	182
3.5.3.5.2 Subestación 02..	185
3.5.3.5.3 Subestación 03..	188
3.5.3.5.4 Subestación 04.....	191
3.5.3.6 Desequilibrios de la Tensión.....	194
3.5.3.6.1 Subestación 01..	195
3.5.3.6.2 Subestación 02..	196
3.5.3.6.3 Subestación 03..	197
3.5.3.6.4 Subestación 04.....	198
<b>3.6 Análisis de Compensaciones (o Penalizaciones) basadas en la</b>	
<b>Normativa de SIGET.....</b>	<b>199</b>
Subestación 01.....	199
Subestación 02, 03 y 04..	205

CAPITULO IV: "Causas que afectan a la Calidad de la Energía Eléctrica en el Hospital".

4.1 Causas.....	206
4.2 Propuestas de Solución.	
4.2.1 Métodos de Optimización.....	223
4.2.2 Recomendaciones a Objeto de Estudio..	227
4.3 Comparación Económica.	
4.3.1 Análisis Económico de las Compensaciones....	242
4.3.2. Costos Totales de la Propuesta.....	242

CAPITULO V: "Conclusiones Generales" ..... 246

Apéndice 1: "Causas y Efectos de las fallas más frecuentes en un Sistema Eléctrico".....	253
Apéndice 2: "Método de Evaluación del Flicker".....	257
Apéndice 3: "Efectos de la Distorsión Armónica".....	261
Apéndice 4: "Analizador de Red".....	267
Apéndice 5: "La curva CBEMA".....	273
Apéndice 6: "Plano de Ubicación del Hospital de Maternidad".....	281
Apéndice 7: "Diagramas Unifilares".....	283
Apéndice 8: "Especificaciones Técnicas de la Maquina de Rayos X (Sep 03)"....	288
Apéndice 9: "Corriente y Demanda del Hospital de Maternidad".....	291
Apéndice 10: "Uso de los Factores Involucrados en el Cálculo de las Compensaciones".....	307

Glosario.....	313
---------------	-----

Bibliografía.....	318
-------------------	-----

## INTRODUCCIÓN

La Calidad de la Energía Eléctrica se refiere a los diversos disturbios que afectan adversamente el equipo eléctrico y electrónico utilizado por los consumidores de energía o clientes de las empresas distribuidoras de electricidad. La combinación de estos factores desemboca en la evaluación de múltiples índices y subgrupos que sirven para evaluar la Calidad de la Energía Eléctrica que se entrega por parte de las compañías distribuidoras de electricidad a sus clientes o consumidores.

El elevado crecimiento de tecnologías contaminantes (nos referimos a aquellas que son causa de las perturbaciones presentes en las redes eléctricas), de cargas no lineales operadas por dispositivos electrónicos de potencia o por cargas muy grandes con alto contenido de Armónicas como los hornos de arco y de inducción o equipo electrónico en general, como computadores personales o equipo de control y artefactos sensibles a la Calidad de la Energía Eléctrica, han hecho que el mercado eléctrico apunte hacia una tendencia en el mejoramiento de la calidad del suministro.

Los efectos de una pobre Calidad de la Energía Eléctrica derivan en diferentes tipos de perturbaciones que se presentan en las redes eléctricas de distribución. Las más usuales son: *Interrupción Temporal*, *Interrupciones Sostenidas (o de Larga Duración)*, *Interrupciones Momentáneas*, *Caídas de Voltaje o Subvoltajes (Sags)*, *Subidas de Voltaje o Sobrevoltajes (Swell)*, *Flicker* y *Distorsión Armónica*, entre otras. Ésta contaminación en la alimentación degrada el funcionamiento del sistema y altera la información almacenada, dando lugar a fallas prematuras y costosas reparaciones.

A los consumidores les interesará cerciorarse que el suministro de energía no afecta a sus equipos eléctricos. De igual manera, la empresa distribuidora estará interesada en conocer los niveles de distorsión presentes en su red así como su procedencia para poder solucionar aquellos problemas causados en el proceso de distribución y aislar las cargas que son generadoras de perturbaciones en la red.

## **Calidad de la Energía Eléctrica (Power Quality).**

La Calidad de la Energía Eléctrica se define como:

- Una ausencia de Interrupciones, Sobretensiones y deformaciones producidas por Armónicos en la red y variaciones de Voltaje RMS suministrado al usuario, esto referido a la estabilidad del Voltaje, la Frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.
- La presencia de una onda sinusoidal pura de Voltaje y Corriente en todos y cada uno de los terminales de un sistema eléctrico. La alteración no intencional o modificación de éstas formas de onda sinusoidales pueden causar daños y fallas que afectan a los equipos eléctricos, electrónicos o de comunicación.
- El concepto de energizar y conectar con tierra equipo electrónico sensible de una manera que es conveniente al funcionamiento de ese equipo.
- Alto nivel de reducción de cualquier anomalía en: Tensión, Corriente o Frecuencia, que generalmente causan fallo, daño, interrupción o funcionamiento errático de los dispositivos e infraestructura eléctrica del usuario.

## **Diagnóstico de la Calidad de la Energía Eléctrica.**

Consiste en medir con un equipo especializado parámetros eléctricos como Corriente, Voltaje, Factor de Potencia, contaminación de Armónicos, con el fin de detectar anomalías en el sistema eléctrico, que puedan afectar a los equipos eléctricos y electrónicos de la instalación. Posteriormente a las mediciones, se realiza un completo análisis de la información. Junto con éste análisis se entrega una propuesta técnico-económica para el mejoramiento de las deficiencias detectadas. De igual manera se toma en cuenta todo lo relativo a los aspectos normativos, evaluación del origen de las perturbaciones y solución de las mismas con equipo corrector (por ejemplo: filtros y dispositivos de protección, UPS's, reguladores de Voltaje, transformadores de aislamiento y otros como la separación de cargas no lineales).

Por lo que el objetivo de la Calidad de la Energía Eléctrica es *encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de Voltaje en el lado del cliente y, proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de Energía Eléctrica, para lograr con ello un suministro de Energía Eléctrica con calidad.*

### **Impacto de una Mala Calidad de la Energía Eléctrica.**

Una mala Calidad de la Energía Eléctrica puede ser responsable de cualquier falla, desde pequeñas interrupciones como luces que parpadean hasta problemas realmente mayores como el paro total de una planta de manufactura o la pérdida de información en una instalación de tecnología de información.

Algunos equipos electrónicos modernos particularmente sensibles a una mala Calidad de la Energía Eléctrica son computadoras, controladores de proceso e impulsores de velocidad variable. Equipos más resistentes como cables y paneles de distribución y motores pueden también fallar si los problemas de Calidad de la Energía Eléctrica se vuelven intensos, por ejemplo, una sobrecarga debido a corrientes Armónicas o que un motor se detenga debido a caídas de Voltaje.

Éste trabajo presenta los fenómenos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica, su definición, sus causas, sus efectos y la posible reducción del impacto de los mismos dentro de la red eléctrica. Además de ésta información teórica se realizan una serie de mediciones en una instalación (Hospital de Maternidad Dr. Raúl Arguello Escolán) con el objetivo de evaluar la Calidad de la Energía Eléctrica en la misma en base a las normas nacionales e internacionales.

El esquema del presente Trabajo de Graduación es el siguiente: en *los capítulos I y II* se pretende dar todas las definiciones básicas para el entendimiento de la normativa que se aplicara en el estudio y de los eventos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica; *en el capítulo III* se pretende dar a conocer las características del equipo con el cual se realizarán las mediciones y un completo análisis y evaluación

de los datos obtenidos en dichas mediciones (en base a gráficos, cálculos, descripción de los eventos, comparación con los índices permitidos y finalmente un estudio de compensaciones); *en el capítulo IV* se hace un diagnóstico de las causas que pueden estar originando la mala Calidad de la Energía Eléctrica y se dan propuestas de solución en base a equipo corrector existente en el mercado; y por último, *en el capítulo V* se dan las Conclusiones y Observaciones Generales del estudio realizado.

## OBJETIVOS

### Objetivo General:

- *Realizar un Estudio de la Energía Eléctrica, desde las perspectivas, distribuidora y cliente, para la verificación de los estándares de calidad de la misma en el Hospital de Maternidad, tal estudio esta fundamentado en la normativa sobre Calidad Energía Eléctrica (CEE) propuesta por la Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones (SIGET).*

### Objetivos Específicos:

- *Analizar los resultados obtenidos con base en la curva ITIC (CBEMA), en las características de fenómenos en sistemas de potencia y en las disposiciones y límites tolerables aprobados por la SIGET.*
- *Elaborar el diagrama unifilar (desde la acometida hasta tableros principales y de distribución) del Hospital de Maternidad para la fácil identificación de los puntos de medición y de las cargas involucradas.*
- *Implementar una base de datos con toda la información que se obtenga de las mediciones realizadas.*
- *Identificar el origen de las perturbaciones que se presenten.*
- *Presentar soluciones con un análisis económico basado en compensaciones atribuibles a la compañía distribuidora o al hospital (generadas por las conclusiones a las que se llegará en el presente estudio), aplicando la metodología propuesta por SIGET.*
- *Definir los conceptos de perturbaciones eléctricas, conocer los problemas que ocasionan, sus causas y las soluciones para corregirlas.*
- *Identificar las cargas que generan perturbaciones en un sistema eléctrico.*

## ALCANCES

- Con la ejecución de éste estudio, se pretende tener bases sólidas para dictar un diagnóstico de la CEE en el Hospital de Maternidad, incluyendo el estudio de la calidad del servicio prestado por la distribuidora CAESS a la zona en la cual éste se encuentra.
- Presentar recomendaciones necesarias, las cuales ayudarán a la reducción de cualquier anomalía en Tensión, Corriente o Frecuencia.
- Que el Hospital de Maternidad y la distribuidora CAESS, con el pleno conocimiento de los resultados arrojados por el estudio propuesto, tome las medidas necesarias para corregir, en el caso en que haya parámetros eléctricos fuera de los límites permitidos por la ley y que estén sujetos a penalización.
- Realizar mediciones que tengan como finalidad poder monitorear una cantidad considerable de parámetros de calidad del servicio.
- Involucrarnos en el establecido o pago de multas por falencias en la calidad.

## LIMITACIONES

- El acuerdo (Acuerdo 20-E-2002: *“Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”*) emitido por la SIGET para la regulación de la CEE estableció los siguientes parámetros a considerar:
  - Calidad del Suministro.
  - Calidad del Producto Técnico Suministrado.
  - Calidad del Servicio Comercial. Pero debido al estudio a realizarse (de tipo específico), se delimitará únicamente a los dos primeros literales y también, únicamente se analizarán los indicadores que tenga relación con el objeto en estudio.
- El estudio únicamente se limitará a ejecutar un análisis y hacer propuestas de solución bajo un planteamiento técnico y económico hacia alguna problemática acerca de la CEE en el Hospital de Maternidad y suministrada

por la distribuidora, esto debido a que, un estudio más profundo de este tipo, es mucho más especializado, por tal razón, requiere un tratamiento integral del problema, desde diversos frentes (éstos comprenden: investigación básica y aplicada, diseño, selección, operación y mantenimiento de equipos, normalización, regulación, programas de medición y evaluación, entre otros).

- Las recomendaciones propuestas al finalizar esta investigación que serán presentadas al Hospital de Maternidad serán el inicio de las propuestas de solución final.
- Se elaborarán diagramas unifilares y no se harán planos eléctricos del Hospital de Maternidad.

## CAPITULO I.

### ***“Normativa Regulatoria de la Calidad de la Energía Eléctrica en El Salvador”.***

#### **1.1 OBJETO Y ALCANCE DE LAS NORMAS.**

##### **Objeto<sup>1</sup>.**

Las *“Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”* tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de Energía Eléctrica suministran los servicios de Energía Eléctrica a los usuarios de la red de distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones. Todo lo anterior se hace respecto de los siguientes parámetros:

- a) *La Calidad del Suministro o Servicio Técnico Prestado*, que está relacionado principalmente con las Interrupciones del Servicio.
- b) *La Calidad del Producto Técnico Suministrado*, que implica los elementos siguientes:
  - i) Niveles de tensión.
  - ii) Perturbaciones en la onda de Voltaje (Flicker y Tensiones Armónicas).
  - iii) Incidencia del usuario en la calidad.
- c) *La Calidad del Servicio Comercial*, que está relacionado con los elementos siguientes:
  - i) La atención al usuario.
  - ii) Los medios de atención al usuario.
  - iii) La precisión de los elementos de medición.

##### **Alcance<sup>2</sup>.**

Están sujetos a las normas de calidad todos los distribuidores y usuarios que hacen uso de las redes de distribución de Energía Eléctrica.

---

<sup>1</sup> Artículo 1 - NCSSD – TITULO I – CAPITULO I – Objeto y Alcance.

<sup>2</sup> Artículo 2 - NCSSD – TITULO I – CAPITULO I – Objeto y Alcance.

## 1.2 ETAPAS DE IMPLEMENTACIÓN<sup>3</sup>.

La puesta en marcha de las “*Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución*” y su debida implementación, en nuestro país, se ha hecho a través de etapas claramente definidas con sus respectivos niveles de exigencia para cada una de las mismas. La forma en que se ha realizado es mediante un trabajo en conjunto de las partes involucradas, llámense: SIGET y empresas distribuidoras. La cual se pone de manifiesto en la descripción de cada una de las etapas de implementación propuestas en las normas. El número de etapas a realizar son cuatro y su respectiva descripción se muestra a continuación:

- *Etapas Preliminar:* ésta etapa inicio a partir de la entrada en vigencia de las normas de calidad hasta el día treinta de septiembre del año dos mil dos. Durante ésta etapa, cada empresa distribuidora debió implementar y ajustar en forma conjunta con la SIGET la metodología de medición y control de los Indicadores de la Calidad del Servicio Eléctrico de distribución, a aplicar en las etapas siguientes, de acuerdo a lo especificado en las normas de calidad.

- *Etapas Prueba:* ésta etapa inicio a partir del uno de octubre del año dos mil dos hasta el treinta de junio del año dos mil tres y sirvió para poner en marcha la metodología ajustada en la etapa anterior, dando comienzo a los procesos de obtención de información y al cálculo de la totalidad de los Indicadores del Servicio Eléctrico de distribución a controlar durante la etapa de transición, con el fin de obtener un real diagnóstico de los niveles de calidad iniciales para la etapa de transición y asegurar el inicio de la siguiente etapa de control en forma continua con la totalidad de los mecanismos de adecuación y control ajustados.

- *Etapas Transitoria:* ésta etapa inicio a partir del día uno de julio del año dos mil tres hasta el treinta y uno de diciembre del año dos mil cuatro. En ésta etapa se controla la calidad suministrada del servicio eléctrico de distribución mediante el seguimiento

---

<sup>3</sup> Artículo 4 - NCSSD – TITULO I – CAPITULO III – Etapas de Implementación.

de los indicadores globales e individuales para exigir el cumplimiento de los valores fijados en éstas normas. Durante ésta etapa, los distribuidores ajustan, en forma conjunta con SIGET la metodología de control a aplicar durante la etapa de régimen.

-Etapa De Régimen: ésta etapa se iniciará a partir del día uno de enero del año dos mil cinco. Para ésta etapa el distribuidor deberá contar con los sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la SIGET efectuar los controles previstos en las normas de calidad.

Una de las primeras obligaciones que estas normas delegan en sus etapas de implementación a las empresas distribuidoras es que, deben ser capaces de preparar los mecanismos adecuados que posibilite el cumplimiento de las exigencias de las normas de calidad, para cada uno de los aspectos que involucra: *Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto y Calidad del Servicio Comercial.*

### **1.3 OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS.**

Las “*Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución*” es en éstos momentos orientada hacia las empresas distribuidoras y hacia los usuarios, de tal manera que en unos de sus artículos delega ciertas obligaciones para cada uno de ellos. A continuación se especifican:

#### **Obligaciones del Distribuidor<sup>4</sup>.**

El distribuidor, dentro de su zona de servicio, estará obligado a:

- Prestar a sus usuarios, un servicio de Energía Eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en las normas.
- Cumplir en lo que le corresponde con lo consignado en estas normas y procedimientos aprobados por SIGET.

---

<sup>4</sup> Artículo 8 - NCSSD – TITULO III – CAPITULO I – Obligaciones del Distribuidor.

- Responder ante otros operadores, por el pago de las compensaciones ocasionadas por las interrupciones ocasionadas por él o por un usuario conectado a su red, que afecten el servicio de terceros.
- Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a dos años, de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen éstas normas.
- Pagar a sus usuarios las compensaciones que correspondan por deficiencias propias, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control.

### **Obligaciones de los Usuarios<sup>5</sup>.**

Las obligaciones de los usuarios serán las siguientes:

- Cumplir en lo que corresponda con lo consignado en estas normas y en los procedimientos aprobados por la SIGET.
- Suscribir con un comercializador el contrato de compraventa de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su reglamento y las normas aplicables.
- Realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del distribuidor que afecte la calidad del servicio eléctrico de distribución.

### **1.4 REGLAMENTACION Y NORMAS (SIGET).**

A continuación, se hará una descripción de los eventos que serán objeto de estudio (haciendo la definición de ellos para que una vez especificados, sean tomados en las mediciones a realizar), el detalle de los eventos se hace tomando como referencia, el orden de aparición de éstos en el *Acuerdo 20-E-2002*. Se hará mención de: los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico (referidos a la continuidad del servicio);

---

<sup>5</sup> Artículo 9 - NCSSD – TITULO III – CAPITULO II – Obligaciones de los Usuarios.

los Indicadores del Producto Técnico (referidos a niveles de Tensión, Flicker y Distorsión Armónica) y Factor de Potencia.

La Calidad de la Energía Eléctrica y su respectiva normativa, ha sido tratada y reglamentada en el pasado por países como Alemania, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, España, Argentina y Guatemala, entre otros. Éstos países poseen su propia normativa y en El Salvador empezó a tener repercusión, es por eso que acorde a estudios previos realizados y a la recopilación de información teoría y técnica necesaria, allá por el año 2002, SIGET emite el *Acuerdo 20-E-2002*, llamado: *“Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”*, que a través de un proceso gradual, a partir del 1 de Enero de 2005, le corresponde entrar en su etapa de régimen.

Podemos decir a “grosso modo” que, como se menciona en el artículo 1 del *Acuerdo 20-E-2002*, las *“Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”*, engloban los índices necesarios para ser enfocados a la calidad, en los siguientes aspectos:

- Calidad del Suministro o Servicio Técnico Prestado.
- Calidad del Producto Técnico Suministrado.
- Calidad del Servicio Comercial.

Éste estudio se centra en la evaluación de índices que engloban los 2 primeros aspectos citados en el párrafo anterior, con lo que respecta a la Calidad del Servicio Comercial y sus respectivos índices, no los tomaremos en cuenta debido a que hacen referencia a tópicos solamente aplicables a las empresas distribuidoras y el tipo de atención al cliente que deben de tener éstas para con los mismos.

Nuestro estudio pretende evaluar la Calidad de la Energía Eléctrica en función de:

1. Los índices o indicadores estipulados, límites y tolerancias permisibles contenidos en la norma nacional (presentados en el presente Capítulo).

2. Los eventos que no son contemplados en la norma nacional, se pretenden analizar (expuestos en el Capítulo II), teniendo como soporte los límites propuestos en normas internacionales, de la siguiente manera:
- Para los eventos de Sobretensiones (Swells), Huecos (Sags), Impulsos, se analizarán en base a la IEEE 1159.
  - Para los eventos de Desequilibrio de la Tensión y Variaciones de la Frecuencia se tomará la norma europea EN 50160.

#### **1.4.1 Indicadores de Calidad del Servicio Técnico.**

##### **1.4.1.1 Continuidad del Servicio: Definición y Normas.**

La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de Tensión en el punto de conexión. Hasta hace muy poco, era el único aspecto de la calidad del servicio considerado importante. En la literatura técnica, se describe como fiabilidad del suministro y es el aspecto de calidad del servicio sobre el que más se ha escrito. Cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la Tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. La definición<sup>6</sup> exacta es, existe interrupción del suministro cuando la Tensión esté por debajo de 1% de la Tensión Nominal en cualquiera de las fases de alimentación. Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las Interrupciones Largas, es decir, de más de tres minutos. Las Interrupciones Breves o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda. Las Interrupciones Largas de suministro suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la Tensión.

---

<sup>6</sup> Según la norma Española UNE-EN 50160.

## Origen de las Interrupciones Largas.

Se puede dividir el sistema eléctrico en: *generación, transporte y distribución*. Se puede ver la influencia de cada parte en la continuidad del suministro.

Con respecto a la generación, las interrupciones pueden ser debidas a una falta de generación: puede no haber un parque de generación suficiente, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la demanda. Otra posible causa puede ser la baja disponibilidad de las centrales, provocando una falta de generación para cubrir toda la demanda. En cualquier caso, éstas situaciones son muy poco probables en países donde el parque generador suele estar sobredimensionado.

Acerca de el transporte, ésta función también puede provocar Interrupciones Largas; una falla en la red de transporte puede afectar a una zona muy amplia de suministro, pudiendo ser muy grande el daño causado. Éstas fallas pueden provocar apagones generales.

Y por último, la distribución, es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro<sup>7</sup>. Las interrupciones provocadas por fallas en el sistema de distribución tienen a su vez una gran variedad de orígenes o causas distintas. Es necesario hacer una clasificación de las mismas que permita entender mejor las soluciones de mejora de la continuidad, así como posibles implicaciones a la hora de medir la calidad del servicio con fines regulativos o incluso meramente informativos. Es importante también a la hora de exigir responsabilidades sobre la falta de continuidad. A continuación se presenta una posible clasificación de las Interrupciones Largas en distribución, tomando en cuenta su origen, pero no se pretende que ésta clasificación sea la única válida, sino que se quiere presentar una posible clasificación de las mismas.

---

<sup>7</sup> A ello han contribuido varias razones: primero, debido a la estructura de las redes de distribución, las fallas tienen un efecto muy local, lo que les resta importancia; segundo y, debido a lo mismo, las inversiones para la mejora de la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a muy pocos clientes. Para conseguir mejorar la continuidad a muchos clientes, son necesarias muchas pequeñas inversiones que se convierten en una inversión muy importante.

<b>Interrupciones Previstas</b>	Son las interrupciones programadas por la distribuidora y avisadas con un mínimo de anticipación a los clientes afectados. Suelen producirse por motivo de mantenimiento de las líneas, nuevas instalaciones, etc.		
<b>Interrupciones Imprevistas</b>	Son todas las demás interrupciones: no estaban previstas ni avisadas.	Generación	Cuando no hay suficiente generación para cubrir la demanda.
		Transporte	Fallo en la red de transporte que provoque interrupciones en la red de media o baja Tensión.
		Origen desconocido	Cuando no se detecta ningún fallo, suelen considerarse interrupciones transitorias.
		Climatología	Rayos, viento, contaminación, la humedad, la corrosión salina en zonas cercanas al mar, etc.
		Origen interno	Falsa maniobra, fallo de algún componente de la red, fallos de los sistemas de protección, fallo humano en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.
		Origen externo	Maquinaria de construcción, pájaros, personas, etc.
		Fuerza mayor	Huracanes, terremoto, etc.

Tabla 1.1 Clasificación de las interrupciones en la red de distribución según su origen.

Con respecto a las interrupciones imprevistas: la asignación de las interrupciones a alguno de éstos orígenes no siempre resulta sencilla. La primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción. La segunda es que no todo el mundo está de acuerdo con que es un origen externo a la distribuidora, que es fuerza mayor, etc., debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar.

El problema es, que a pesar de detectar el origen directo de una interrupción como puede ser un elemento de la red averiado, no se conoce la causa de su avería: agente externo que lo ha estropeado, envejecimiento prematuro, mala operación o sencillamente fin de vida del elemento. También el caso de fuerza mayor es difícil de interpretar. Una justificación de éste apartado podría ser que la distribuidora podría invertir y tomar las medidas necesarias para paliar las demás causas de interrupciones e incluso podría exigírsele que lo hiciera. Pero las causas de fuerza mayor implican unos medios en algunos casos inalcanzables y en cualquier caso injustificables desde el punto de vista económico, sobre todo teniendo en cuenta su baja probabilidad. Por tanto puede justificarse de alguna forma la ausencia de responsabilidad de la distribuidora en esos casos. El problema está en determinar la frontera entre fuerza mayor y causa "normal".

### **Normativa de SIGET.**

La manera de evaluar la Calidad del Servicio Técnico es en función de la continuidad del suministro de Energía Eléctrica a los usuarios<sup>8</sup>. La Calidad del Servicio Técnico se evaluara mediante los siguientes índices o indicadores<sup>9</sup>:

### **Indicadores Globales.**

a) Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK): la Frecuencia Media de Interrupción por KVA representa la cantidad de veces que el KVA promedio de la empresa distribuidora sufrió una interrupción de servicio en el periodo analizado.

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^N kVA_i}{kVA_T}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio (año o semestre).

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

---

<sup>8</sup> Artículo 10 – NCSSD – TITULO IV – CAPITULO I – Generalidades.

<sup>9</sup> Artículo 13 – NCSSD – TITULO IV – CAPITULO II – Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.

KVA<sub>i</sub>: número de KVA afectados en la interrupción “i” del conjunto considerado.

KVA<sub>T</sub>: total de KVA instalado de la empresa distribuidora.

b) Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK): representa el tiempo, en valor medio, que cada KVA del conjunto considerado estuvo sin suministro en el año.

$$TTIK = \frac{\sum_i^N (kVA_i * t_i)}{kVA_c}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio (año o semestre).

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

KVA<sub>i</sub>: número de KVA afectados en la interrupción “i” del conjunto considerado.

t<sub>i</sub>: duración de la interrupción “i” (horas).

KVA<sub>c</sub>: número total de KVA del conjunto considerado.

c) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (interrupciones / usuarios del sistema / año, SAIFI).

$$SAIFI = \frac{\sum_i^N Usu_i}{Usu_T}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio.

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

Usu<sub>i</sub>: número de usuarios afectados por la interrupción “i”.

Usu<sub>T</sub>: número total de usuarios totales de la empresa distribuidora.

d) Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (horas / usuarios del sistema / año, SAIDI).

$$SAIDI = \frac{\sum_i^N (Dur_i Usu_i)}{Usu_T}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio.

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

Dur<sub>i</sub>: duración de la interrupción "i".

Usu<sub>i</sub>: usuarios afectados por la interrupción "i".

Usu<sub>T</sub>: usuarios totales de la empresa distribuidora.

### **Indicadores Individuales.**

Los indicadores individuales o por usuario que se controlarán serán los que se detallan a continuación: Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio por Usuario (SAIFI<sub>US</sub>); Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario (horas / usuarios / año) (SAIDI<sub>US</sub>) e Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario (horas / interrupción del usuario) (CAIDI).

a) Índice de Frecuencia de Interrupción por Usuario, SAIFI<sub>US</sub> (interrupciones / usuario / año).

$$SAIFI_{US} = \sum_i^N \text{Interrupciones}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio.

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

b) Índice de Duración de Interrupción por Usuario, SAIDI<sub>US</sub> (horas / usuario / año).

$$SAIDI_{US} = \sum_i^N \text{Tiempo}_{(i)}$$

Donde:

N: número de interrupciones, ocurridas en el período de estudio.

i: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta N.

c) Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario, CAIDI (horas / interrupción del usuario).

$$CAIDI = \frac{\sum_i^N Dur_i Usu_i}{\sum_i^N Usu_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Donde:

*Dur<sub>i</sub>*: duración de interrupciones, ocurridas en el período de estudio.

*Usu<sub>i</sub>*: número de usuarios afectados por la interrupción *i*.

*N*: número de total de interrupciones.

*i*: contador de número de interrupciones, variando desde 1 hasta *N*.

Las tolerancias en los indicadores de Calidad del Servicio Técnico de Energía Eléctrica son<sup>10</sup>:

Indicador	Unidad	Fechas de Implementación			
		Etapa Preliminar	Etapa Prueba	Etapa Transitoria	Etapa de Régimen
FMIK	Global Int./año/KVA	*	5	3	2.5
TTIK	Global hora/año/KVA	*	12	10	8
SAIFI	Global Int./ año	14	14	10	9
SAIDI	Global horas/año	35	30	20	15
SAIFI <sub>US</sub>	Individual Int./año/KVA	*	*	*	8
SAIDI <sub>US</sub>	Individual hora/año/KVA	*	*	*	10
CAIFI	Individual Int./año/usuario afectado	*	*	*	14

Tabla 1.2: "Límites de los indicadores de calidad para las empresas de distribución en las áreas urbanas".

<sup>10</sup> Artículo 14 – NCSSD – TÍTULO IV – CAPÍTULO II – Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.

Indicador	Unidad	Fechas de Implementación			
		Etapa Preliminar	Etapa Prueba	Etapa Transitoria	Etapa de Régimen
FMIK	Global Int./año/KVA	*	8	4	3.5
TTIK	Global hora/año/KVA	*	15	15	10
SAIFI	Global Int./ año	20	20	15	10
SAIDI	Global horas/año	65	50	30	27
SAIFI <sub>US</sub>	Individual Int./año/KVA	*	*	*	10
SAIDI <sub>US</sub>	Individual hora/año/KVA	*	*	*	14
CAIFI	Individual Int./año/usuario afectado	*	*	*	18

Tabla 1.3: “Límites de los indicadores de calidad para las empresas de distribución en las áreas rurales”.

Los valores permitidos para el CAIDI se obtienen en base a una relación existente entre el SAIDI y el SAIFI, de la siguiente manera:

CAIDI (área urbana):

$$\text{CAIDI} = \text{SAIDI} / \text{SAIFI} = 10 / 8 = 1.250$$

Significa que el límite para el CAIDI es de 1.250 horas por interrupción por usuario (es decir, 1 hora con 15 minutos).

CAIDI (área rural):

$$\text{CAIDI} = \text{SAIDI} / \text{SAIFI} = 14 / 10 = 1.400$$

Significa que el límite para el CAIDI es de 1.400 horas por interrupción por usuario (es decir, 1 hora con 24 minutos).

## 1.4.2 Indicadores de Calidad del Producto Técnico.

### 1.4.2.1 Niveles de Tension.

Es imposible proveer a todos y cada uno de los consumidores de un Sistema de Distribución, con un Voltaje que corresponda al Voltaje de placa de los aparatos eléctricos. En cualquier sistema de distribución, existe una banda de Voltaje inherente a su operación. Ésta banda de Voltaje, es la diferencia entre los Voltajes máximos y mínimos en un punto particular del sistema. Es por eso que, las empresas distribuidoras deben de mantener los niveles de Tensión dentro de esa banda o rangos señalados en las *“Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”*, de manera tal que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las Tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica. El mantener los niveles de Tensión dentro de los rangos señalados, se lleva a cabo a través de la regulación de Voltaje, consiste en un procedimiento que en condiciones normales, busca obtener niveles confiables y uniformes de Voltaje que son considerados como nominales.

### Indicadores Individuales de Producto Técnico.

El indicador<sup>11</sup> de calidad para evaluar la Tensión de entrega en un intervalo de medición  $k$ , es la diferencia  $\Delta V_k$  entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega  $V_k$  y el valor de la Tensión Nominal  $V_N$  del mismo punto. Éste indicador está expresado como un porcentaje de la Tensión Nominal del punto:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} \times 100\%$$

Los niveles máximo y mínimo de Tensión<sup>12</sup>, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la siguiente tabla:

---

<sup>11</sup> Artículo 22 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO II – Niveles de Tensión.

<sup>12</sup> Artículo 23 y Tabla N° 3 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO II – Niveles de Tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	$\Delta V_k$		
	URBANO	RURAL	AISLADO
Baja Tensión ( $\leq 600$ V)	$\pm 7$ %	$\pm 8$ %	$\pm 8.5$ %
Media Tensión ( $600$ V $< V < 115$ kV)	$\pm 6$ %	$\pm 7$ %	$\pm 8.5$ %

Tabla 1.4 Límites permisibles de Tensión.

En la tabla 1.4 se muestran los márgenes permisibles, correspondientes a la etapa de régimen, debido a que son éstos valores, con los cuales las empresas distribuidoras deberán cumplir en un futuro no muy lejano.

Cuando se diseñan y construyen líneas de distribución, se hace bajo ciertos lineamientos, que cumplan los estándares de construcción. Por lo que las “*Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución*” no asignan responsabilidades a las empresas distribuidoras, acerca del cumplimiento de los límites permisibles de Tensión en líneas de distribución privada, que hayan sido construidas fuera de las normas de diseño aprobados por SIGET. El distribuidor tendrá derecho a reclamar al propietario de éstas instalaciones, cuando sea el causante de perturbaciones en la red del distribuidor<sup>13</sup>.

*Para efectos de que las empresas distribuidoras mantengan un archivo histórico, de la información procesada acerca de los valores medidos correspondientes a los niveles de Tensión, debe de realizar un registro o medición, en un período de medición no inferior a 7 días calendario, registrando valores a intervalos de 15 minutos*<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Artículo 24 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO II – Niveles de Tensión.

<sup>14</sup> Artículo 32 – NC SSD – TITULO V – CAPITULO II – Niveles de Tensión.

### 1.4.2.2 Efecto de Parpadeo: Definición y Norma.

Se define el Flicker (Parpadeo), como la percepción de la variación de luminosidad de una lámpara debida a una fluctuación de la Tensión en la red, provocada a su vez por la variación repetitiva de la potencia consumida por receptores cuya demanda de potencia no es constante en el tiempo: hornos de arco, máquinas de soldadura por resistencia, compresores, laminadoras, molinos trituradores, etc. O bien por la realización de maniobras con cargas importantes: arranque de motores de gran potencia, maniobras escalonadas de baterías de condensadores, etc.

El nivel de Flicker depende de la amplitud, frecuencia y duración de la fluctuación de Tensión. Hay que reseñar que se trata de fluctuaciones cuya amplitud no supera la mayoría de las veces el  $\pm 10\%$ , razón por la cual muchos equipos no se ven afectados por ellas, no así algunos receptores, como: lámparas de incandescencia, monitores y receptores de televisión, que presentan una especial sensibilidad a dichas fluctuaciones de la Tensión de alimentación. Existen, sin embargo, otras cargas como los tubos fluorescentes sin balastro electrónico, que presentan un nivel de sensibilidad menor.

La Frecuencia de Parpadeo es apreciable por el sistema humano ojo-cerebro, cuando está comprendida en un rango de Frecuencias que se extiende desde 0.5 Hertz hasta aproximadamente 25 Hertz, con una sensibilidad que es función de la Frecuencia<sup>15</sup> y que presenta un máximo, alrededor de los 10 Hertz. En algunas ocasiones el rango de Frecuencias de Parpadeo apreciables puede llegar hasta los 30 Hertz, en función de las condiciones de iluminación del entorno. En la Figura 1.1 se muestra la curva de sensibilidad.

---

<sup>15</sup> UNE-EN 61000-3-3. (1997) Compatibilidad electromagnética (CEM); Límites; Limitación de las Fluctuaciones de Tensión y del Flicker en las Redes de Baja Tensión Para los Equipos con Corriente de Entrada  $\leq 16$  A.

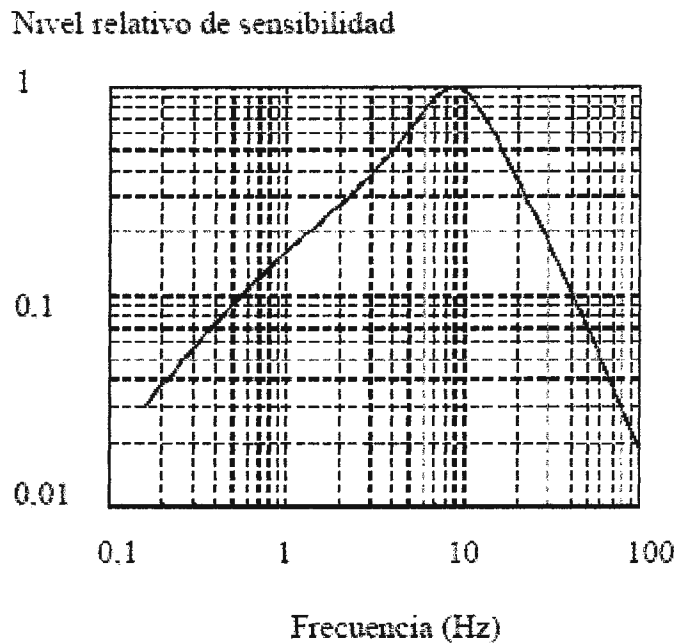


Figura 1.1. Curva de sensibilidad del conjunto ojo cerebro en función de la Frecuencia de Flicker.

Las Frecuencias de Parpadeo muy bajas (por debajo de 0.5 Hertz) no son molestas porque el sistema ojo-cerebro es perfectamente capaz de separar los destellos, pero a partir de una cierta Frecuencia, que se conoce como Frecuencia de Fusión, aparece el fenómeno de Flicker causando una sensación muy desagradable a quien lo percibe. Superada una determinada Frecuencia de Parpadeo, que no tiene un valor fijo, sino que depende de las condiciones ambientales de iluminación y que está en el entorno de los 30 Hertz, la sensación de Flicker desaparece y el sistema ojo-cerebro percibe una luz continua.

Los indicadores de medida del Efecto de Parpadeo son el  $P_{ST}$  y el  $P_{LT}$ <sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Para una mayor descripción, revisar el Apéndice 2.

## Normativa de SIGET.

- El indicador del Efecto de Parpadeo deberá ser medido por el índice de severidad de Efecto de Parpadeo de corto plazo  $P_{ST}$ , éste deberá ser igual a 1.00 para todos los niveles de Tensión de distribución<sup>17</sup>.
- Las mediciones para determinar si existe la presencia del Flicker deberá hacerse en los terminales de los transformadores, así como también en los transformadores de potencias de las subestaciones o donde se sospeche que pueda existir el Efecto de Parpadeo<sup>18</sup>.
- El periodo de medición debe ser de catorce días, en intervalos de diez minutos y de acuerdo a los procedimientos de la norma IEC 868<sup>19</sup>.

### 1.4.2.3 Armónicos: Definición y Normas.

En un sistema de potencia ideal, el Voltaje que abastece a los equipos de los clientes y la Corriente de carga resultante son perfectas sinusoides. En la práctica, sin embargo, las condiciones nunca son ideales, tan así que estas formas de onda se encuentran frecuentemente muy deformadas. Ésta diferencia con la perfecta senoide se expresa comúnmente desde el punto de vista de la Distorsión Armónica de las formas de onda del Voltaje y de la Corriente. Se dice que existe Distorsión Armónica cuando la onda sinusoidal, prácticamente pura, sufre deformaciones en las redes de alimentación a los usuarios.

La Distorsión Armónica en los sistemas de potencia no es un fenómeno nuevo, esfuerzos para limitarlo a proporciones aceptables ha sido el interés de ingenieros de potencia desde los primeros días de los sistemas de distribución. Entonces, la distorsión era ocasionada típicamente por la saturación magnética de transformadores o por ciertas cargas industriales, tales como hornos o soldadores de arco. El mayor interés eran los efectos de los Armónicos sobre motores sincrónicos y de inducción, interferencia telefónica y fallas en capacitores de potencia.

---

<sup>17</sup> Artículo 41 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO III – Efecto de Parpadeo.

<sup>18</sup> Artículo 42 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO III – Efecto de Parpadeo.

<sup>19</sup> Artículo 44 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO III – Efecto de Parpadeo.

La distorsión de la senoide fundamental, generalmente ocurre en múltiplos de la Frecuencia Fundamental. Así sobre un sistema de potencia de 60 Hertz, la onda Armónica tiene una Frecuencia expresada por:

$$f_{\text{armónica}} = n \times 60\text{Hz}$$

Donde n es un entero.

La Figura 1.2 ilustra la onda sinusoidal a la Frecuencia Fundamental (60 Hertz) y su 2da., 3ra., 4ta., y 5ta. Armónica.

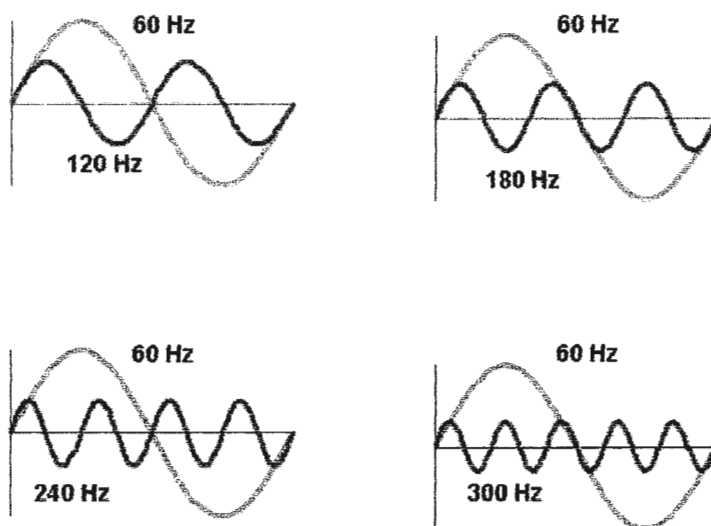


Figura 1.2 La Onda Sinusoidal a la Frecuencia Fundamental (60 Hertz) y Armónicos: 2do. (120 Hertz); 3ro. (180 Hertz); 4to. (240 Hertz); y 5to. (300 Hertz).

La Figura 1.3 muestra como una onda deformada puede ser descompuesta en sus componentes Armónicas. La onda deformada se compone de la fundamental combinada con las componentes Armónicas de 5to., y 7mo. Orden.

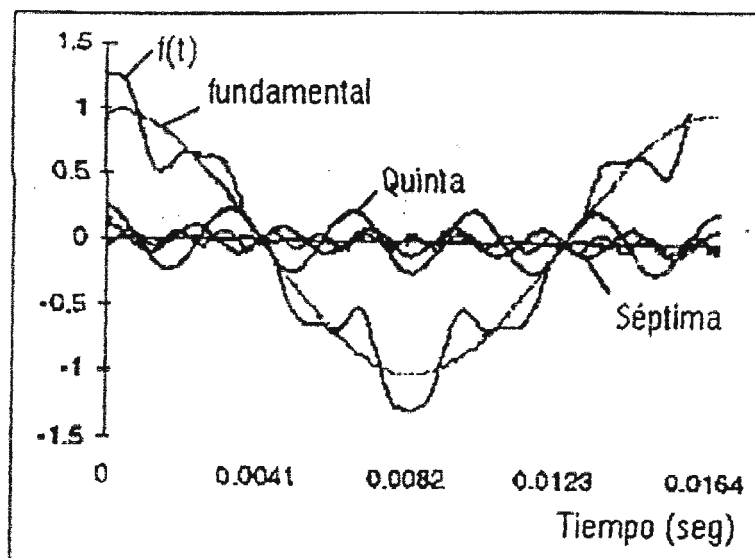


Figura 1.3 La Onda Deformada Compuesta por la Superposición de una Fundamental a 60 Hertz y Menores Armónicas de Quinto y Séptimo Orden.

### Factores de Distorsión.

Las distorsiones producidas por Corrientes Armónicas son cuantificables mediante el empleo del factor de Distorsión Armónica, el cual posee límites tolerables, regidos según diferentes estándares, más adelante se detallan éstos límites que son empleados en nuestro país.

El factor de distorsión es una medida del alejamiento de la forma de onda de una función periódica cualquiera con respecto a otra con forma de onda sinusoidal pura. Éste factor de distorsión, normalmente se expresa en porcentaje. Hay dos tipos de factores de distorsión: Factor de Distorsión de Tensión ( $FD_V$  o  $THD_V$ ) y Factor de Distorsión de Corriente ( $FD_I$  o  $THD_I$ ).

Factor de Distorsión Armónica total de Voltaje. El Factor de Distorsión total del Voltaje  $THD_V$ , se define como la raíz cuadrada de la sumatoria de los valores eficaces de las componentes Armónicas al cuadrado, desde  $h=2$  hasta  $h=\infty$ , dividida entre el valor eficaz de la componente fundamental.

El  $THD_V$  es igual al valor eficaz de la forma de onda de Voltaje, excluyendo de la original la componente fundamental y la componente de Corriente continua, dentro del valor eficaz de la componente fundamental.

$$THD_V (\%) = \frac{1}{V_1} \left[ \sum_{h=2}^{\infty} V_h^2 \right]^{\frac{1}{2}} * 100$$

Factor de Distorsión Armónica individual de Voltaje. El Factor de Distorsión Armónica individual de Voltaje se define como la relación del valor eficaz de una Armónica dada y el valor eficaz de la componente fundamental. Nos indica qué tan grande (o tan pequeña) es una Armónica dada con respecto a la componente fundamental.

$$FD_V = V_h (\%) = \frac{V_h}{V_1} * 100$$

Factor de Distorsión Armónica total de Corriente. El Factor de Distorsión total de la Corriente  $THD_I$ , se define como la raíz cuadrada de la sumatoria de los valores eficaces de las componentes Armónicas al cuadrado, desde  $h=2$  hasta  $h=\infty$ , dividida entre el valor eficaz de la componente fundamental. El  $THD_I$  es igual al valor eficaz de la forma de onda de Corriente, excluyendo de la original la componente fundamental y la componente de Corriente continua, dentro del valor eficaz de la componente fundamental.

$$THD_I (\%) = \frac{1}{I_1} \left[ \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 \right]^{\frac{1}{2}} * 100$$

Factor de Distorsión Armónica individual de Corriente. El Factor de Distorsión Armónica individual de Corriente se define como la relación del valor eficaz de una Armónica dada y el valor eficaz de la componente fundamental. Nos indica qué tan

grande (o tan pequeña) es una Armónica dada con respecto a la componente fundamental.

$$FD_i = I_h (\%) = \frac{I_h}{I_1} * 100$$

### **Fuentes de Armónicos.**

Existen dos tipos de cargas, las cargas lineales y las no lineales. Se dice que una carga es lineal cuando existe una relación lineal entre el Voltaje y la Corriente al ser alimentada por una fuente sinusoidal pura o DC. Cuando dicha relación no se cumple estamos en presencia de una carga no lineal, ya que ésta absorbe una Corriente no sinusoidal, aún cuando la fuente de Voltaje sea sinusoidal.

Las cargas no lineales conectadas a la red de Corriente alterna senoidal absorben Corriente que no son senoidales, aunque por lo general sí son periódicas.

Como ejemplos más típicos de tales cargas podemos citar:

- Los convertidores estáticos (grupos rectificadores, reguladores de velocidad, arrancadores estáticos, cargadores de baterías, etc.).
- Equipos electrónicos, en general monofásicos, que internamente trabajan con Corriente continua y que disponen de un rectificador y condensador de filtro a la entrada (ordenadores, impresoras, autómatas programables, etc.).
- Instalaciones de iluminación con lámparas de descarga.
- Hornos de arco y equipo de soldadura.
- Transformadores, reactancias con núcleo de hierro, cuya curva de magnetización no es lineal.

Las principales Armónicas generadas por cargas no lineales trifásicas son de secuencia positiva, desfasados 120° en sentido de la señal a la Frecuencia Fundamental y de secuencia negativa, desfasados 120° en sentido inverso a la señal a la Frecuencia Fundamental. Sin embargo, las principales Armónicas generadas por las cargas monofásicas conectadas entre una fase y neutro son de secuencia cero,

que a diferencia de las de secuencia positiva y negativa no se cancelan en el neutro del sistema, sino que por el contrario se suman algebraicamente.

Las principales fuentes de intensidades Armónicas son:

1. *RECEPTORES DE USO INDUSTRIAL*, entre ellos cabe destacar:

- *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:

$$n = p * m \pm 1$$

En ésta 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 de orden 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25,..., mientras que los originados por un rectificador de doce pulsos serán de orden 11, 13, 23, 25, etc.

- *Los hornos de inducción y los hornos de arco*. Las alteraciones de la onda de Tensión más características de éstos receptores son, además de la Distorsión Armónica, las fluctuaciones de Tensión que, en general, producen "Flicker".

2. *RECEPTORES DE USO DOMÉSTICO*. 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.

3. *ELEMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS*. Se pueden citar:

- Los equipos de producción, transporte y distribución de Energía Eléctrica. Son generadores de Armónicos en pequeñas proporciones.
- Los dispositivos electrónicos de control y mando que regulan la intensidad absorbida. Estos aparatos interrumpen el paso de ésta en ciertos momentos, produciendo componentes Armónicas en el sistema de alimentación.
- Los equipos que poseen núcleos magnéticos. Cuando funcionan en condiciones de saturación, originan Armónicos de Tensión. Se encuentran, entre ellos, los transformadores de potencia, que sufren situaciones de saturación cuando las Tensiones que se aplican son superiores a la nominal. Producen entonces Armónicos de Tensión que, en su mayor parte, son de orden impar.

Cabe subrayar que los Armónicos de Tensión de una red pueden verse amplificados, incluso en puntos alejados de la carga perturbadora que los origina, si se dan condiciones de resonancia. Éstas pueden aparecer en un punto determinado de la red, cuando son conectados en él condensadores para la corrección del Factor de Potencia. Las Sobretensiones así generadas se producen fundamentalmente a una cierta Frecuencia de Resonancia, según la expresión:

$$F_r = 60 \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

Donde  $S_{cc}$  es la potencia de cortocircuito de la red y  $Q$ , la potencia reactiva nominal de la batería de condensadores.

Hasta el momento hemos hecho una descripción de los Armónicos, como calcularlos a través de los factores de distorsión y se han determinado algunas de las cargas que típicamente son fuente de intensidades Armónicas, dentro de una instalación. Cabe cuestionarnos, en que se puede observar la presencia de las Corrientes Armónicas, es por eso que a en seguida, se hace un detalle de la trascendencia de la Distorsión Armónica.

## **Efectos de la Distorsión Armónica<sup>20</sup>.**

Entre los efectos que produce la Distorsión Armónica se tienen los siguientes:

- Mal funcionamiento y disparo de las protecciones del sistema de distribución.
- Sobrecorrientes en el neutro.
- Incremento de pérdidas debido al calentamiento de generadores, transformadores, líneas.
- Interferencia en los sistemas telefónicos.
- Fallas en los bancos de capacitores.
- Sobre calentamiento de motores.
- Mal funcionamiento de equipos temporizados.
- Mal funcionamiento de los equipos electrónicos.

## **Normativa de SIGET.**

La empresa distribuidora deberá limitar la Distorsión Armónica en los niveles de Media y Baja Tensión de acuerdo a lo que se especifica en la tabla siguiente<sup>21</sup>. Los niveles de referencia que se muestran en la Tabla 1.5 no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición, para las Armónicas de Tensión en Baja Tensión.

---

<sup>20</sup> Una mayor descripción de los efectos de los armónicos se encuentra en el Apéndice 3.

<sup>21</sup> ARTICULO 45 – TABLA No. 5 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO IV – Armónicas.

Orden de la Armónica (n)	Tasa de distorsión individual (TDI) %
(impares no múltiplos de 3)	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/n$
(impares múltiplos de 3)	
3	5.0
9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2
(pares)	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
Tasa de Distorsión Total ( $V_{DAT}$ )%	8

Tabla 1.5 Límites de distorsión armónica en Media y Baja Tensión.

Las mediciones para determinar los niveles de Armónicas, deberán ser realizadas en los terminales de Baja Tensión de los transformadores instalados en las líneas de distribución, o en el punto de entrega del usuario individual. Así también, las mediciones de Distorsión Armónica de Tensión individual y la Distorsión Armónica de Tensión total deberán ser realizadas en intervalos de 10 minutos y de acuerdo a la norma IEC 1000-4-7<sup>22</sup>.

<sup>22</sup> Artículos 47 y 48 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO IV – Armónicas.

#### 1.4.2.4 Incidencia del usuario en la calidad del producto.

Según la normativa<sup>23</sup> propuesta por la SIGET la incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través del Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de Corriente de Carga<sup>24</sup> y el Índice de Flicker Generado por el Usuario. Las Armónicas producidas por el usuario deberán medirse de acuerdo a los parámetros siguientes:

##### Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.

Éste estará dado por la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga medida en el punto de conexión:

a) Para Tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores de 10 kW, se utiliza:

$$DATI = \sqrt{\sum \frac{I_i^2}{I_1^2}} \times 100 \qquad DAI = \frac{I_i}{I_1} \times 100$$

Donde:

DATI: Distorsión Armónica Total de Corriente.

DAI: Distorsión Armónica Individual de Corriente.

$I_i$ : Componente de la intensidad de Corriente de la Armónica de orden  $i$ .

$I_1$ : Componente de la intensidad de Corriente de la Frecuencia Fundamental (60 Hertz).

b) Para Tensiones menores de 600V y potencias de carga menores de 10 kW, se utiliza:

$$\Delta I_i = (I_i \text{ carga} - I_i \text{ limite})$$

También, la Distorsión Armónica de Tensión producida por una fuente de Corriente Armónica dependerá de la potencia del usuario, del nivel de Tensión al cual se encuentra conectado y del orden de la Armónica, por lo que en la siguiente tabla se

<sup>23</sup> Artículo 49 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO V – Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto Técnico.

<sup>24</sup> Una carga con características no lineales, se comporta como una fuente de Corrientes Armónicas.

muestran las tolerancias<sup>25</sup> de Corrientes Armónicas individuales para distintos niveles de Tensión, potencia máxima demandada y orden de Armónica.

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 600V	P >10KW 600<V≤115 KV
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %
<b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>		
5	2.28	12.0
7	1.54	8.5
11	0.66	4.3
13	0.42	3.0
17	0.26	2.7
19	0.24	1.9
23	0.20	1.6
25	0.18	1.6
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n
<b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>		
3	4.60	16.6
9	0.80	2.2
15	0.30	0.6
21	0.21	0.4
> 21	4.5/n	0.3
<b>PARES</b>		
2	2.16	10.0
4	0.86	2.5
6	0.60	1.0
8	0.46	0.8
10	0.37	0.8
12	0.31	0.4
> 12	3.68/n	0.3
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %	--	20

Tabla 1.6 Límites de Distorsión Armónica de la Corriente de Carga en Media y Baja Tensión.

Según la normativa<sup>26</sup>, se considerará que la Energía Eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al 5% del empleado en las mediciones en el “período de medición”, se compruebe que la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

<sup>25</sup> Artículo 50 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO V – Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto Técnico.

<sup>26</sup> Artículo 51 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO V – Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto Técnico.

### Índice de Flicker Generado por el Usuario.

Éste se determinara por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo ( $P_{ST}$ ) medido sobre la impedancia de referencia fijada por la Norma IEC 1000-3-3 (la impedancia de referencia debe poseer las siguientes características:  $Z_{ph} = 0.24 + j0.15 \Omega$  y  $Z_n = 0.16 + j0.10 \Omega$ ) y además tomando en consideración la siguiente tabla<sup>27</sup>:

Carga (SI) Kw	$P_{ST}$
Tensión: ( $\leq 600$ V)	
$SI \leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
$SI > 50$	1.86
Tensión: ( $600 < V \leq 115$ kV)	
$SI / S_{cc} \leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / S_{cc} \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / S_{cc} \leq 0.04$	0.74
$SI / S_{cc} > 0.04$	0.80

Sc: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA]

Tabla 1.7. Tolerancias para el Flicker generado por el Usuario.

Nuevamente, se considera que la Energía Eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al 5% del empleado en las mediciones en el “período de medición”, se compruebe que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas<sup>28</sup>.

#### 1.4.2.5 Factor de Potencia: Definición y Normas.

El Factor de Potencia, indica la cantidad de energía que se ha convertido en trabajo y esta dado por la relación:

$$\text{Factor de Potencia} = FP = \frac{Kw}{Kwa} = \cos \Phi$$

<sup>27</sup> Artículo 55 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO V – Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto Técnico.

<sup>28</sup> Artículo 56 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO V – Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto Técnico.

El ideal es que este cociente tenga un valor unitario, ya que implica que no existen pérdidas o que toda la energía consumida ha sido transformada a trabajo.

Es así como a medida que el ángulo ( $\Phi$ ) sea menor, se estará reduciendo la potencia reactiva hasta alcanzar el punto óptimo en que ( $\Phi$ ) sea igual a cero grados; en ese caso, la potencia reactiva será igual a cero. En ésta situación la energía manejada se convierte íntegramente en trabajo productivo.

### **¿Por qué resulta dañino y caro mantener un bajo Factor de Potencia?**

El hecho de que exista un bajo Factor de Potencia produce los siguientes inconvenientes:

#### **Al Usuario:**

- Aumento de la intensidad de Corriente.
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de Tensión.
- Incrementos de potencia de las plantas, transformadores, reducción de su vida útil y reducción de la capacidad de conducción de los conductores.
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento.
- Aumentos en sus facturas por consumo de electricidad.

#### **A la Empresa Distribuidora de energía:**

- Mayor inversión en los equipos de generación, ya que su capacidad en KVA debe ser mayor, para poder entregar esa energía reactiva adicional.
- Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de ésta energía reactiva.
- Elevadas caídas de Tensión y baja regulación de Voltaje, lo cual puede afectar la estabilidad de la red eléctrica.

## Normativa de SIGET.

- El valor mínimo admitido para el Factor de Potencia es de acuerdo a la potencia que demanda el usuario final, así, para usuarios con potencias superiores a los 10 KW el Factor de Potencia tiene que ser igual a 0.90<sup>29</sup>.
- El control del Factor de Potencia se realizará en el punto de medición o en la acometida del usuario, en períodos mínimos de siete días calendario registrando datos de energía activa y reactiva. El Factor de Potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a la siguiente ecuación<sup>30</sup>:

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{(EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2)}}$$

Donde:

Fpot<sub>p</sub>: Factor de Potencia para el período horario (p).

EnergAct<sub>p</sub>: Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p).

EnergReact<sub>p</sub>: Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p).

### 1.4.3 COMPENSACIONES.

Dentro de ésta normativa se plantean los siguientes tipos de compensaciones:

1. Compensación por Calidad de Servicio de Distribución.
2. Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada Indicador de Calidad de Servicio Técnico.
3. Compensación por mala regulación de Tensión (individual y global).
4. Compensación por Flicker en la Tensión.
5. Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje.
6. Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.

---

<sup>29</sup> Artículo 62 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO VI – Factor de Potencia.

<sup>30</sup> Artículo 63 – NCSSD – TITULO V – CAPITULO VI – Factor de Potencia.

7. Compensación por Flicker generado por el usuario.
8. Compensación por bajo Factor de Potencia.

De las cuales las primeras cinco, son responsabilidad de las empresas distribuidoras, es decir, que el pago de dichas compensaciones lo realizan dichas entidades. Las que son objeto de pago por parte de los usuarios son los últimas tres.

Es en éste punto en el cual creemos conveniente aclarar, el por qué de la designación de dichas compensaciones de esa manera. Para la *EMPRESA DISTRIBUIDORA*: las primeras dos, se explican por sí mismas; la compensación 3, 4 y 5, hacen referencia a la magnitud del voltaje y ahora nos cuestionamos, ¿Quién me está suministrando ése voltaje?, la respuesta es clara, la empresa distribuidora del servicio eléctrico. Por lo que cualquier anomalía en ésa variable, la encargada de responder ante ésa circunstancia, son las distribuidoras. Para *LOS USUARIOS*: corresponden las compensaciones 6, 7 y 8, por la sencilla razón de que son perturbaciones generadas por las cargas y ¿Quiénes tienen las cargas?, obviamente los usuarios, es por ello que el pago de ésas compensaciones corre por cuenta de ellos.

### **1. Compensación por Calidad de Servicio de Distribución<sup>31</sup>.**

Se define como compensación por calidad de servicio de distribución, al valor monetario que cada *EMPRESA DISTRIBUIDORA DEBERÁ COMPENSAR A SUS USUARIOS*, por todo aquel incumplimiento a las tolerancias establecidas en los índices definidos en las normas de Calidad de Servicio Técnico, Calidad del Producto Técnico y Calidad del Servicio Comercial.

El valor mínimo a compensar es el equivalente al doscientos por ciento (200 %) del valor de la energía no entregada.

---

<sup>31</sup> Artículo 83 – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

## 2. Compensación por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada Indicador de Calidad de Servicio Técnico.

En los casos que se produzcan incumplimientos a las tolerancias establecidas, la *EMPRESA DISTRIBUIDORA DEBERÁ COMPENSAR A LA TOTALIDAD DE SUS USUARIOS* por medio de la aplicación de las fórmulas que se presentan a continuación, de acuerdo al grupo de usuarios urbano o rural que se esté considerando<sup>32</sup>.

El monto total a compensar por incumplimiento a las tolerancias establecidas en los indicadores individuales, se calculará en función de los indicadores de tiempo y frecuencia de interrupciones<sup>33</sup>.

La compensación individual<sup>34</sup> se determina mediante la fórmula:

$$C_{II\_U} = C_{SAIDI} + C_{SAIFI}$$

En donde:

$C_{II\_U}$ : compensación por indicador individual por usuario afectado.

$C_{SAIDI}$ : compensación por SAIDI, en dólares de los Estados Unidos de América.

$C_{SAIFI}$ : compensación por SAIFI, en dólares de los Estados Unidos de América.

### Compensación por SAIDI:

$$C_{SAIDI} = ENS_{SAIDI} * C_{ENS}$$

En donde:

$C_{SAIDI}$ : compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América.

$ENS_{SAIDI}$ : energía no suministrada al sistema con calidad establecida, calculada en función de SAIDI (KWH).

---

<sup>32</sup> Artículo 84 – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

<sup>33</sup> Artículo 84.c – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

<sup>34</sup> Artículo 84.d – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

$C_{ENS}$ : costo de energía no entregada, es dos veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión del primer día y primer mes del período de control evaluado.

La  $ENS_{SAIDI}$  se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIDI} = D_U \left[ \frac{SAIDI - SAIDI_{Limite}}{8760} \right]$$

En donde:

SAIDI: valor resultante del indicador en el período controlado.

SAIDI<sub>Limite</sub>: límite establecido para las tolerancias de los índices.

$D_U$ : demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario (KWH).

8760: número de horas en el año.

### Compensación por SAIFI:

$$C_{SAIFI} = ENS_{SAIFI} * C_{ENS}$$

En donde:

$C_{SAIFI}$ : compensación económica para ser distribuida individualmente en dólares de los Estados Unidos de América.

$ENS_{SAIFI}$ : energía no suministrada al sistema con la calidad establecida, calculada en función de SAIFI (KWH).

$C_{ENS}$ : costo de energía no entregada, es dos veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión del primer día y primer mes del período de control evaluado.

La  $ENS_{SAIFI}$  se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$ENS_{SAIFI} = D_U * \left[ \frac{(SAIFI - SAIFI_{Limite}) * SAIDI}{\frac{SAIFI}{8760}} \right]$$

En donde:

SAIFI: valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

SAIDI: valor resultante del índice o indicador en el período controlado.

SAIFI<sub>Límite</sub>: son los límites establecidos para las tolerancias de los índices.

D<sub>U</sub>: demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor (KWH).

8760: número de horas en el año.

A partir de la etapa de régimen se aplicarán compensaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al distribuidor<sup>35</sup>. También, a los usuarios que se les aplica una compensación individual, no les corresponderá una compensación global<sup>36</sup>.

### **3. Compensación por mala regulación de Tensión<sup>37</sup>.**

Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de los límites admisibles establecidos en el apartado de Niveles de Tensión: Límites permisibles de Tensión (Artículo 23 del acuerdo 20-E-2002), *LOS DISTRIBUIDORES DEBERÁN COMPENSAR A LOS USUARIOS* afectados.

Cuando la transgresión a los límites se deba a bajo Voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar por energía en bandas fuera de tolerancia al usuario medido y a los usuarios que se encuentren más lejanos del transformador que suministra Energía Eléctrica a dicho usuario. Pero cuando los límites sean transgredidos por alto Voltaje, las empresas distribuidoras deberán compensar al usuario medido y a los usuarios más cercanos al transformador que suministra Energía Eléctrica a dicho usuario.

---

<sup>35</sup> Artículo 84.e – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

<sup>36</sup> Artículo 84.g – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

<sup>37</sup> Artículo 84.h – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

La compensación se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la siguiente tabla<sup>38</sup>:

Banda de Tensión - $\Delta V_k$ (%):	VALORIZACIÓN DE LA ENERGIA - $CE_{(B)}$ (% de CENS)
$6 \leq \Delta V < 7$	20
$7 \leq \Delta V < 8$	33
$8 \leq \Delta V < 9$	41
$9 \leq \Delta V < 10$	49
$10 \leq \Delta V < 11$	57
$11 \leq \Delta V < 12$	65
$12 \leq \Delta V < 13$	85
$13 \leq \Delta V$	100

Tabla 1.8 Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas.

Se define a  $\Delta V_k$  como el porcentaje de desviación superior del valor admisible y a  $CE_{(B)}$  como la valorización de la energía en función de la desviación.

### Compensación Individual.

El factor de compensación correspondiente al período de medición por desviación en el nivel de Tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$FC_{pm} = \sum_{BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * \frac{C_{ENS}}{100}$$

Donde:

$FC_{pm}$ : factor de compensación determinado para el período de medición.

$CE_{(B)}$ : valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del  $C_{ENS}$ , por cada banda " B " .

$C_{ENS}$ : costo de energía no entregada (\$ / KWH).

$\Sigma_{BP}$ : sumatoria sobre las bandas penalizadas ( $\pm 8$  %) de  $\Delta V_k$ .

$ENE_{(B)}$ : energía registrada durante el período de medición por cada banda " B " .

<sup>38</sup> Artículo 84.i – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

La compensación individual se mantendrá hasta que el distribuidor demuestre mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Cl_v = (Dpm + Dnm) * \frac{FCpm}{Dpm}$$

Donde:

$Cl_v$ : compensación individual por Voltaje.

$FCpm$ : factor de compensación determinado para el período de medición.

$Dpm$ : duración del período de medición en días.

$Dnm$ : duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del período de medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

#### 4. Compensación por Flicker en la Tensión<sup>39</sup>.

*LOS DISTRIBUIDORES DEBERÁN COMPENSAR A SUS USUARIOS* por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Flicker han excedido la tolerancia establecida en “*Las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución*”, en un lapso de tiempo mayor al cinco 5% del empleado en el período de medición. La compensación está basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia establecida para el índice o indicador de severidad y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como Distorsión Penalizable de Flicker ( $DPF_k$ ) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de Tensión, encontrado en cada intervalo de medición  $k$ , por encima de la tolerancia establecida y se determina según la siguiente expresión:

$$DPF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

$DPF_k$ : es la distorsión penalizable de Flicker para cada intervalo de medición  $k$ .

---

<sup>39</sup> Artículo 84.k – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

$P_{st}(k)$ : es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de medición k.

$P_{st}$ : es la tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (\$ / KWH) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPF_k \leq 1$	$CENS * (DPF_k)^2$ [\$/KWH]
$1 < DPF_k$	CENS [\$/KWH]

La compensación se calcula según la siguiente expresión:

$$Cp_{flick} = \sum_{k:DPF_k \leq 1} CENS * DPF_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPF_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

$Cp_{flick}$ : compensación por Flicker en la Tensión.

$\Sigma k: DPF_k \leq 1$ : sumatoria de registros para la  $DPF_k \leq 1$ .

$\Sigma k: DPF_k > 1$ : sumatoria de registros para la  $DPF_k > 1$ .

$E(k)$ : energía registrada en cada intervalo de medición.

CENS: costo de energía no entregada.

### 5. Compensación por Distorsión de Armónicas en el Voltaje<sup>40</sup>.

*EL DISTRIBUIDOR DEBERÁ COMPENSAR A SUS USUARIOS* por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de las Armónicas en Tensión han excedido los límites establecidos en “Las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución”, en un lapso de tiempo mayor al cinco 5% del empleado en el período de medición. La compensación estará determinada en función de la Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje.

<sup>40</sup> Artículo 84.I – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

La Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje (DPAV<sub>k</sub>) es la Distorsión Armónica en el Voltaje registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas según la siguiente expresión:

$$DPAV_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{V_{DAT^{(k)}} - V_{DAT}}{V_{DAT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{TDI_{(k)} - TDI}{TDI} \right]$$

Donde:

DPAV<sub>k</sub>: es la Distorsión Penalizable de Armónicas en Voltaje para cada intervalo de medición k.

$V_{DAT}^{(k)}$ : es la tasa de Distorsión total de Armónicas en Tensión en el intervalo de medición k.

$V_{DAT}$ : es la tolerancia para la tasa de Distorsión total de Armónicas en Tensión.

$TDI_{(k)}$ : es la tasa de Distorsión individual de Armónicas en Voltaje en el intervalo de medición k.

TDI: es la tolerancia para la tasa de Distorsión individual de Armónicas en Voltaje.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPAV mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$ / KWH) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPAV_k \leq 1$	CENS * DPAV <sub>k</sub> <sup>2</sup> [\$/KWH]
$1 < DPAV_k$	CENS [\$/KWH]

El cálculo de la compensación del distribuidor hacia el usuario, se determina como:

$$Rp_{AVk} = \sum_{k:DPAV_k \leq 1} CENS * DPAV_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPAV_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

Rp<sub>AVk</sub>: recargo a pagar por el distribuidor al exceder las tolerancias establecidas.

$\Sigma k: DPAV_k \leq 1$ : sumatoria de registros para la DPAV<sub>k</sub> ≤ 1.

$\Sigma k: DPAV_k > 1$ : sumatoria de registros para la DPAV<sub>k</sub> > 1.

E (k): energía registrada en cada intervalo de medición.

CENS: costo de energía no entregada (\$ / KWH).

## 6. Compensación por Distorsión Armónica de la Corriente de Carga<sup>41</sup>.

En los casos en que los distribuidores verifiquen que alguno de sus usuarios ha excedido las tolerancias establecidas para la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, en un lapso de tiempo mayor al 5% del empleado en el período de medición, *EL USUARIO DEBERÁ PAGAR AL DISTRIBUIDOR* una compensación o recargo, determinada en función a la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas (DPIAk) a la que se define como la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga registrada en cada intervalo de medición k, que supere las tolerancias establecidas, según las siguientes expresiones:

a) Para Tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores de 10 KW:

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATI(k)} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{All_i(k)} - D_{All_i}}{D_{All_i}} \right]$$

b) Para Tensiones menores de 600 V y potencias de cargas menores a 10 KW:

$$DPIAk = \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{\Delta I_{i(k)} - \Delta I_i}{\Delta I_i} \right]$$

Donde:

DPIAk: es la Distorsión Penalizable Individual de Armónicas para cada intervalo de medición k.

$D_{ATI(k)}$ : es la Distorsión Armónica total de la Corriente de Carga, registrada en el intervalo de medición k, referida a la potencia contratada por el usuario, el cual posee una Tensión de servicio mayor a 600 V y su potencia de carga excede los 10 KW.

$D_{ATI}$ : es la tolerancia para la Distorsión Armónica total de la Corriente de Carga utilizada para Tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores a 10 KW.

$D_{All_i(k)}$ : es la Distorsión Armónica individual de Corriente de Carga i, registrada en el intervalo de medición k, que inyecta el usuario en la red, el cual posee una Tensión de servicio mayor a 600 V y su potencia de carga excede los 10 KW. Las Corrientes

<sup>41</sup> Artículo 84.m – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

y las distorsiones medidas deben ser expresadas en valores absolutos de Corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el usuario, según corresponda.

$D_{Ali}$ : es la tolerancia para Distorsión Armónica individual de la Corriente de Carga  $i$  utilizada para Tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores a 10 KW.

$\Delta I_i^{(k)}$ : es la Distorsión Armónica individual de Corriente de Carga  $i$ , registrada en el intervalo de medición  $k$ , que inyecta el usuario en la red, el cual posee una Tensión menor de 600 V y potencia de carga menor a 10 KW. También, las Corrientes y las distorsiones medidas deben ser expresadas en valores absolutos de Corrientes o en valores porcentuales con respecto a la intensidad de carga correspondiente con la potencia contratada por el usuario, según corresponda.

$\Delta I_i$ : es la tolerancia para Distorsión Armónica individual de la Corriente de Carga  $i$ , utilizada en Tensiones menores de 600 V y con potencias de cargas menores a 10 KW.

En el caso anterior, en cada intervalo ( $k$ ) en donde se verifique un valor de DPIA mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$ / KWH) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPIA_k \leq 1$	CENS * $DPIA_k^2$ [\$/KWH]
$1 < DPIA_k$	CENS [\$/KWH]

El cálculo del recargo o compensación del usuario hacia la distribuidora, se determina como:

$$Rp_{IAk} = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

$Rp_{IAk}$ : recargo a pagar por el usuario que excede las tolerancias establecidas.

$\Sigma k: DPIA_k \leq 1$ : sumatoria de registros para la  $DPIA_k \leq 1$ .

$\Sigma k: DPIA_k > 1$ : sumatoria de registros para la  $DPIA_k > 1$ .

$E(k)$ : energía registrada en cada intervalo de medición.

CENS: costo de energía no entregada (\$ / KWH).

### 7. Compensación Por Flicker Generado por el Usuario<sup>42</sup>.

En los casos en que el distribuidor verifique que alguno de sus usuarios ha excedido las tolerancias de Flicker establecidas en un lapso de tiempo mayor al 5% del empleado en el período de medición, *EL USUARIO DEBERÁ PAGAR AL DISTRIBUIDOR* una compensación o recargo en función a la Distorsión Penalizable Individual de Flicker (DPIF<sub>k</sub>) la cual es el valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de Tensión detectado en cada intervalo de medición k.

La Distorsión Penalizable Individual de Flicker en el intervalo de medición k, se calcula de la siguiente manera:

$$DPIF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{stm}(k) - P_{sti}}{P_{sti}} \right]$$

Donde:

DPIF<sub>k</sub>: es la Distorsión Penalizable Individual de Flicker, en el intervalo de medición k.

P<sub>stm</sub>(k): es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el intervalo de medición k, según la carga del usuario.

P<sub>sti</sub>: es la tolerancia para el índice de severidad de Flicker de corto plazo, según la carga del usuario.

En el caso anterior, en cada intervalo de medición (k) registrado, donde se verifique un valor DPIF<sub>k</sub> mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía consumida en condiciones inadecuadas (\$ / KWH) para el cálculo de la compensación:

$0 < DPIF_k \leq 1$	$CENS * (DPIF_k)^2$ [\$/KWH]
$1 < DPIF_k$	CENS [\$/KWH]

<sup>42</sup> Artículo 84.n – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

La compensación se determina como:

$$Cp_{flick} = \sum_{k:DPF_k \leq 1} CENS * DPF_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPF_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Donde:

$Cp_{flick}$ : compensación por Flicker en la Tensión.

$\sum_{k: DPF_k \leq 1}$ : sumatoria de registros para la  $DPF_k \leq 1$ .

$\sum_{k: DPF_k > 1}$ : sumatoria de registros para la  $DPF_k > 1$ .

$E_{(k)}$ : energía registrada en cada intervalo de medición.

CENS: costo de energía no entregada (\$/KWH).

## 8. Compensación por bajo Factor de Potencia<sup>43</sup>.

Todo lo relativo a la indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el distribuidor y el usuario, considerando lo estipulado en los pliegos tarifarios fijados por la SIGET.

Los contratos de suministro deberán incluir recargos cuando el Factor de Potencia Inductivo sea inferior al contratado. Cuando el contrato de suministro no contemple lo anterior o el suministro se realice de conformidad con el presente acuerdo, la distribuidora podrá aplicar los recargos siguientes:

- Si el FP es igual o mayor a 0.75 y menor de 0.90, el recargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.90.
- Si el FP es menor a 0.75, el cargo por energía será aumentado en 15% mas el 2% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.75.
- Cuando el Factor de Potencia fuese inferior a 0.60, la distribuidora, previa notificación, podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

En algunas partes del capítulo que estamos finalizando, se han expuesto “*Las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución*”, en las que se hace hincapié, entre otras cosas, a los períodos de medición y a los intervalos en los

---

<sup>43</sup> Artículo 85 – NCSSD – TITULO VI – CAPITULO III – Compensaciones.

cuales éste debe de llevarse a cabo, se han incluido para tener un panorama general de las mismas. Pero son tópicos que las distribuidoras deben de tomar en cuenta para la elaboración de sus registros, en éste trabajo, por ser de carácter ajeno a las actividades realizadas por las distribuidoras, los períodos de medición serán de 24 horas en cada Subestación (existen 4 de ellas) del Hospital de Maternidad “Dr. Raúl Arguello Escolán”.

## CAPITULO II.

### ***“Otros eventos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica”.***

Existe en nuestro país una normativa regulatoria para la calidad del servicio eléctrico, dicha norma está orientada y contempla aspectos claramente atribuibles ha: *las empresas distribuidoras del servicio de electricidad y a los usuarios o consumidores de Energía Eléctrica.* En un tiempo no muy lejano estas normas tendrán el alcance para todos los entes involucrados, tomando en cuenta a los que actualmente están exentos de la misma, llámense: generación y transmisión (y sub-transmisión) de Energía Eléctrica.

Es por eso, que en éste apartado, se presentan eventos de calidad que no son contemplados en la norma nacional, pero que si son tomados en cuenta en otros países, como por ejemplo, España y Estados Unidos, en donde la normativa funciona de igual manera que en nuestro país, teniendo límites y tolerancias permisibles. A continuación se hace una descripción de los que en éste trabajo se pretenden estudiar: Sobretensiones (conocidas como “Swells”), Huecos (“Sags”), e Interrupciones Breves, Impulsos de Tensión, Variaciones de la Frecuencia y Desequilibrio de la Tensión.

De los cuales se pretende hacer un monitoreo de todos los mencionados exceptuando las Interrupciones Breves (ya que éstas ya están contempladas en los indicadores de la norma propuesta por SIGET), con el propósito de tener un registro de los mismos y analizarlos en base a las normas internacionales.

## 2.1 PERTURBACIONES CONDUCCIDAS DE BAJA FRECUENCIA.

### 2.1.1 Variaciones de Valor Eficaz.

#### 2.1.1.1 Sobretensiones.

Se definen como tales las perturbaciones que se superponen a la Tensión Nominal de un circuito. Pueden aparecer:

- Entre fases o entre circuitos distintos y son llamadas de modo diferencial.
- Entre los conductores activos y una masa o la tierra y son llamados de modo común.

Su carácter variado y aleatorio las hace difícil de caracterizar y sólo autoriza una aproximación estadística en lo que concierne a su duración, sus amplitudes y sus efectos. La tabla de la Figura 2.1 presenta las principales características de éstas perturbaciones.

tipo de sobretensión (causa)	coeficiente sobretensión MT-AT	duración	pendiente del frente frecuencia	amortiguamiento
a frecuencia industrial (defecto aislamiento)	$\leq \sqrt{3}$	larga > 1 s	frecuencia industrial	débil
de maniobra (interrupción de cortocircuito)	2 a 4	corta 1 ms	media 1 a 200 kHz	medio
atmosférica (caída directa del rayo)	> 4	muy corta 1 a 10 $\mu$ s	muy elevada 1 000 kV/ $\mu$ s	fuerte

Figura 2.1. Características de los diferentes tipos de sobretensiones.

En realidad los riesgos se sitúan esencialmente al nivel de los disfuncionamientos, de la destrucción del material y, como consecuencia en la no continuidad del servicio. Sus efectos pueden presentarse en las instalaciones de los usuarios.

Éste tipo de perturbaciones pueden conducir a:

- Interrupciones cortas (reenganche automático en las instalaciones de distribución).
- Interrupciones largas (intervención para el cambio de los aislantes destruidos).

#### *Sobretensiones a Frecuencia Industrial.*

Bajo ésta denominación de Frecuencia Industrial se reagrupan las Sobretensiones de frecuencias inferiores a 500 Hertz. Se recuerda que las Frecuencias Industriales más frecuentes son: 50, 60 y 400 Hertz.

#### *Sobretensiones provocadas por un defecto de aislamiento.*

Una Sobretensión debida a un defecto de aislamiento se manifiesta en una red trifásica, cuando el neutro está aislado o es impedante. En efecto, después de un defecto de aislamiento entre una fase y la masa o la tierra (daño en un cable subterráneo, puesta a tierra de un conductor aéreo por una rama, defectos en el equipamiento) la fase afectada se pone al potencial de tierra y las otras dos fases quedan entonces, con respecto a tierra sometidas a la Tensión compuesta:

$$U = V \cdot \sqrt{3}$$

#### *Sobretensiones por ferorresonancia.*

La Sobretensión es entonces el resultado de una resonancia particular que se produce cuando un circuito comporta a la vez un condensador (voluntario o parásito) y una autoinducción con circuito magnético saturable (por ejemplo, un transformador). Ésta resonancia puede aparecer, sobre todo, cuando una maniobra (apertura o cierre de un circuito) se realiza en la red con un aparato de polos separados o de funcionamiento no simultáneo.

#### *Sobretensiones de maniobra.*

La modificación brusca de la estructura de una red eléctrica provoca la manifestación de fenómenos transitorios. Éstos se traducen, a menudo, por la

aparición de una onda de Sobretensión o de un tren de ondas de alta frecuencia de tipo no periódico u oscilatorio, de amortiguamiento rápido.

#### *Sobretensiones atmosféricas.*

Las tormentas son un fenómeno natural, conocido por todos, espectacular y peligroso. Las redes aéreas son las más afectadas por las Sobretensiones y Sobreintensidades de origen atmosférico.

#### **2.1.1.2 Huecos e Interrupciones Breves.**

##### **Hueco de Tensión.**

Se dice que ha tenido lugar un Hueco de Tensión en un punto de la red eléctrica cuando la Tensión de una o más fases cae repentinamente por debajo de un límite establecido (generalmente el 90%) y se recupera al cabo de un tiempo determinado, que oscila entre los 10 milisegundos y varios segundos.

El límite máximo de éste período es el punto más controvertido en la definición de Hueco de Tensión:

- Si se atiende a la causa más típica que lo produce (la aparición y eliminación de fallas), su duración debiera estar relacionada con el tiempo máximo de permanencia de la falla. Por consiguiente, en el caso de las fallas más habituales, sería razonable establecer ese valor máximo en unos pocos segundos.
- Sin embargo, hay fallas (como las que ocasionalmente se derivan del arranque directo de motores asíncronos) en las que el tiempo de recuperación de la Tensión puede llegar a las decenas de segundos. Por ello, algunas definiciones consideran que existe Hueco cuando la duración es de hasta un minuto.

### **Interrupción breve de Tensión.**

Se dice que ha tenido lugar una Interrupción breve de Tensión cuando se produce la desaparición total de la Tensión de las tres fases durante un tiempo superior a 10 milisegundos e inferior a 1 minuto. Es equivalente a un Hueco de Tensión que afecte a las tres fases y tenga una profundidad del 100%.

### **Valores de Referencia.**

#### *Huecos de Tensión.*

Las dos magnitudes que permiten clasificarlos y que son de gran utilidad a la hora de estimar sus posibles repercusiones y las medidas preventivas que se pueden aplicar, son:

- *Profundidad:* Valor al que cae la Tensión. En función de ésta magnitud se suelen hacer tres grupos:
  - Entre 10% y 30%.
  - Entre 30% y 80%.
  - Superior al 80%.
  
- *Duración:* Tiempo que tarda en recuperarse la Tensión. Se suelen dividir en dos grupos:
  - Entre 0.01 segundos y 1 segundo.
  - Entre 1 segundo y varios segundos.

#### *Interrupciones breves.*

Reciben la denominación de Interrupciones breves de corta duración los que no se prolongan más de 0.4 segundos e Interrupciones breves de larga duración, cuando superan ese límite.

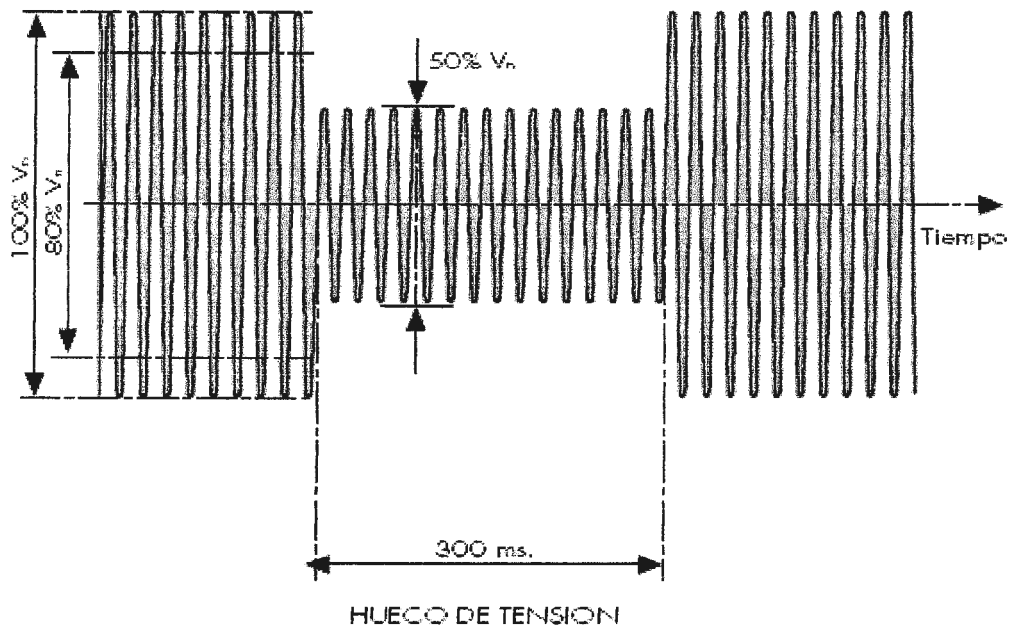


Figura 2.2. Hueco de Tensión.

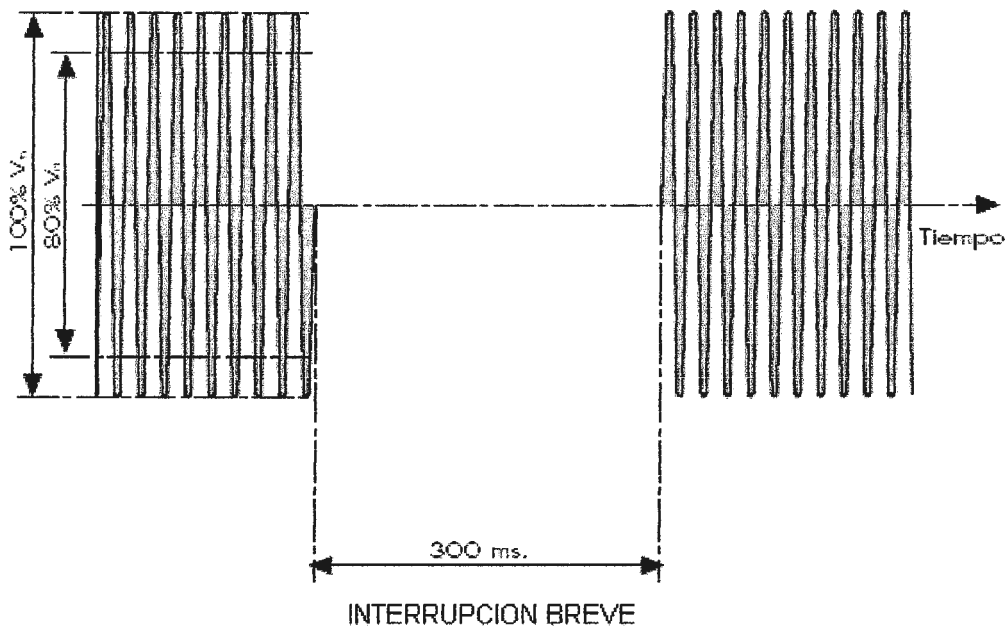


Figura 2.3. Interrupción breve de Tensión.

### **Causas que los originan.**

Las causas más típicas de los Huecos e Interrupciones breves de Tensión son las fallas en la red eléctrica o en las instalaciones de los clientes. Las Corrientes de cortocircuito que se originan en una falla producen la caída de la Tensión en una o más fases durante el tiempo que aquélla permanece.

Ésta caída de Tensión se manifiesta en toda la red, pero su magnitud será mayor a medida que la proximidad a la falla sea mayor.

El origen de las fallas puede ser:

- Interior al sistema eléctrico: fallos de aislamiento, falsas maniobras, etc.
- Exterior al sistema: descargas atmosféricas, maquinaria de construcción, etc.

Por ello, los Huecos e Interrupciones breves de Tensión tienen un carácter fundamentalmente aleatorio. No es posible su eliminación total, ni tampoco reducirlos a partir de un cierto límite.

### **Huecos de Tensión.**

Su origen se encuentra en las fallas producidas en elementos de la red suficientemente alejadas del punto de conexión del cliente.

### **Interrupciones breves.**

Su origen se encuentra en las fallas producidas en la propia línea de suministro de electricidad a la instalación receptora.

### **Efectos que producen.**

Los efectos de los Huecos y de las Interrupciones breves de corta duración son similares, mientras que los de las Interrupciones breves de larga duración son diferentes. Se señalan a continuación las repercusiones de unos y otros sobre diversos equipos.

## **Motores Asíncronos.**

- **SOBRE EL ACCIONAMIENTO:** Cuando se produce un Hueco de Tensión, disminuye el par motor, que es aproximadamente proporcional al cuadrado de la Tensión, dando lugar a una ralentización, que se prolonga hasta que se recupera la Tensión o incluso, a la propia parada del motor. Cuanto mayor sea el valor y la duración del Hueco, mayor será la ralentización del motor. En general, Huecos menores de un 30% no originan parada, independientemente de cuál sea su duración, ya que se alcanza en ellos un nuevo equilibrio par motor-par resistente a velocidad inferior. Si la profundidad del Hueco supera el 30%, se producirá o no parada dependiendo de su duración y de la constante de inercia del motor. Éste proceso tiene lugar de forma simultánea en todos los motores de la instalación industrial afectada por el Hueco. Si la duración del Hueco es mayor de 1 segundo, la Corriente de reaceleración de los motores será de orden semejante a la del arranque, es decir, aproximadamente de cinco a seis veces la intensidad nominal. Ello puede dar lugar a un nuevo Hueco de Tensión que, en el peor de los casos, impediría la reaceleración.

Todo lo anteriormente expuesto es válido para las Interrupciones breves de corta duración, con la única particularidad de que en éstos el fenómeno será más acusado por la desaparición de las tres Tensiones. En el caso de las Interrupciones breves de larga duración, el motor puede llegar a pararse.

- **SOBRE EL CONTROL:**
  - Mediante contactores en alterna. En su variante más simple y extendida, al poner en marcha el motor, se actúa sobre un contactor, que se autoalimenta. Si la Tensión se sitúa por debajo de un determinado nivel durante el funcionamiento normal del motor, el contactor cae y hay que reponerlo manualmente.
  - Mediante interruptores y relés de mínima Tensión. Para evitar que tenga lugar el arranque de la instalación entera cuando vuelve la

Tensión tras un cero, se suele dotar a ésta de relés de mínima Tensión o de bobinas de Tensión nula, que desconectan motores en función de la profundidad y duración del Hueco.

En caso de cortes breves de corta duración, el proceso sería el mismo. En los de larga duración, el relé de mínima Tensión actúa con toda seguridad.

### **Motores Síncronos.**

- *EFFECTOS SOBRE EL ACCIONAMIENTO.* Cuando se produce un Hueco de Tensión, disminuye el par motor, que es proporcional a la Tensión y puede llegar a caer fuera de sincronismo si su duración es elevada y la inercia del motor, pequeña. La probabilidad de que esto ocurra no es alta, a no ser que el Hueco supere el 50%, dada la gran masa inerte que éstos motores generalmente poseen y sus posibilidades de sobreexcitación. Sin embargo, si se produce, sus consecuencias suelen ser importantes. En cortes breves de larga duración, tendría lugar la parada del motor.
- *EFFECTOS SOBRE EL CONTROL.* Éstos motores suelen disponer de interruptor y relé de mínima Tensión y, por lo tanto, son aplicables las mismas consideraciones expuestas en los motores asíncronos.

### **Motores de continuidad alimentados por tiristores.**

Cuando el motor está alimentado por un puente de rectificación controlada, con inversión de marcha mediante frenado por recuperación, se pueden producir problemas importantes. En tal caso, si se quiere cambiar el sentido de giro del motor, hay que actuar sobre la intensidad de alimentación y la Corriente de excitación, de forma que el motor, conservando aún su primitivo sentido de giro, actúa así como generador. A continuación, se ralentiza y, posteriormente, el control vuelve a convertirlo en motor, sólo que girando en sentido contrario al inicial. Si en el tiempo de frenado se origina un Hueco de Tensión, se produce la fusión de los fusibles de protección de ciertos tiristores. Lo mismo ocurre si tiene

lugar un corte breve de corta duración. Si es de larga duración, la fusión de los fusibles tendrá lugar en los instantes iniciales del proceso.

### **Sistemas de control.**

El control electrónico de procesos actúa en tiempo real. Por consiguiente, los Huecos de Tensión y las Interrupciones breves de corta duración pueden inducir en ellos órdenes erróneas que alteren el funcionamiento de estos sistemas. El corte breve de larga duración puede suponer la pérdida de control.

### **Ordenadores.**

Tanto los ordenadores que realizan funciones administrativas, como los de vigilancia y control de procesos industriales, son sensibles a los Huecos de Tensión, que pueden ocasionar en ellos pérdidas de información o interpretaciones erróneas de órdenes.

## **2.1.2 Variaciones de la Forma de Onda.**

### **2.1.2.1 Impulsos de Tensión.**

Un Impulso de Tensión es una variación brusca del valor instantáneo de la amplitud de la Tensión. Puede llegar a ser varias veces superior al valor nominal de ésta y su duración oscila entre algunos microsegundos y diez milisegundos. Por su amplitud y duración, los Impulsos de Tensión tienen que ser analizados a partir de valores instantáneos de la amplitud de la onda de Tensión y no mediante valores promediados, que son los que habitualmente se utilizan para medir otro tipo de perturbaciones que afectan a la amplitud de la onda.

Los Impulsos de Tensión suelen aparecer de forma esporádica, pero es posible también que se repitan a lo largo del tiempo. Pueden manifestarse en cualquier punto de la red. A partir de éste, tienden a desplazarse a lo largo de la misma con la velocidad de propagación de una onda en un medio conductor. Por ello, en la

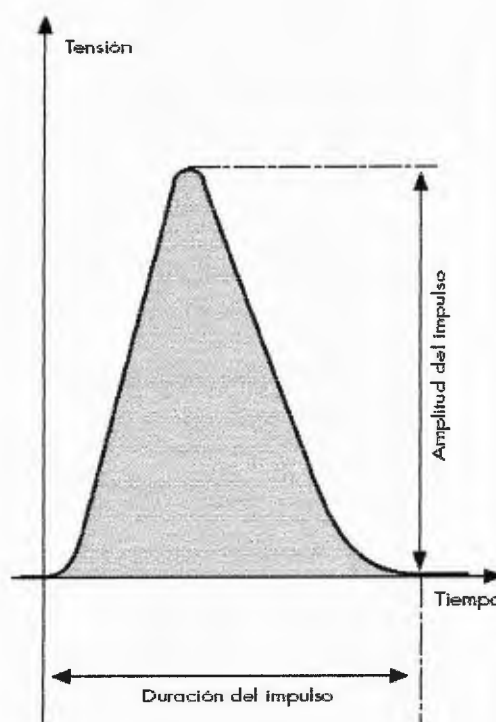
práctica, suele considerarse que aparecen en todos los puntos de dicha red en el mismo instante en el que es generado, aunque con parámetros diferentes, especialmente en lo que se refiere al valor de pico, que disminuye cuanto más se aleja del punto de generación.

En consecuencia, es posible que ciertos impulsos generados en líneas de alta Tensión se propaguen por ellas, se transmitan a través del acoplamiento inductivo de los transformadores y aparezcan, atenuados, en las líneas de Tensiones más bajas.

En función de su forma pueden ser clasificados en:

- **SIMPLES.** Presentan un frente de subida y un frente de bajada, a partir del cual y sin oscilaciones posteriores, la Tensión vuelve a su valor normal (ver Figura 2.4).
- **COMPLEJOS.** Se caracterizan por un frente de subida, seguido de oscilaciones que van amortiguándose en un determinado periodo de tiempo (ver Figura 2.5)

Figura 2.4. Ejemplo de Impulso Simple.



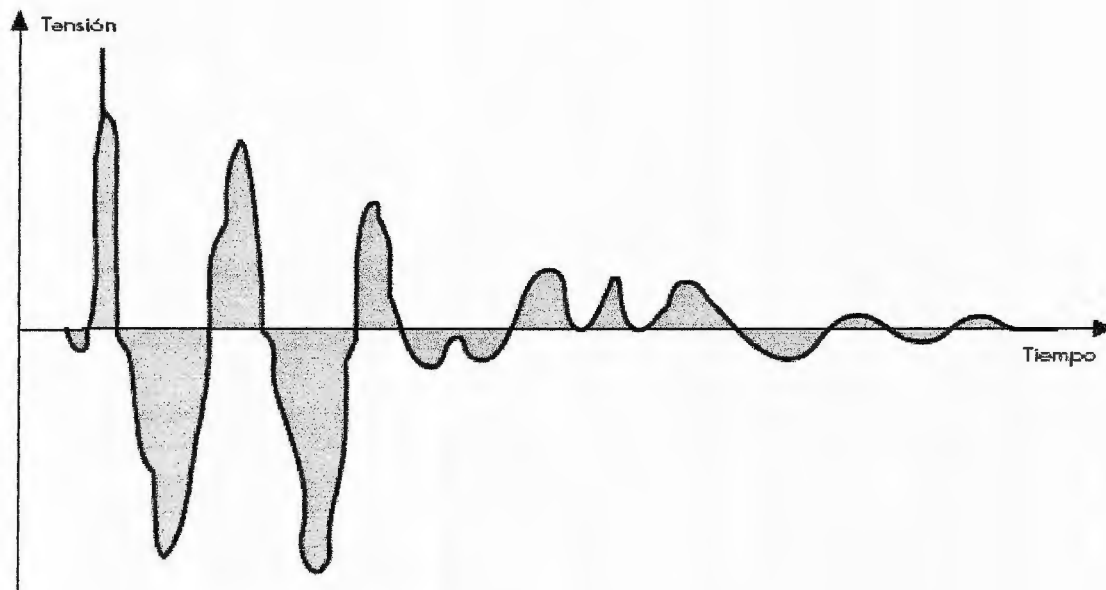


Figura 2.5. Ejemplo de Impulso Complejo.

### Parámetros característicos.

Los parámetros que caracterizan un Impulso de Tensión son los siguientes:

- *Tiempo de subida.* Intervalo de tiempo existente entre el 10% y el 90% de la amplitud máxima del impulso. Es del orden de microsegundos.
- *Tiempo de bajada.* Intervalo existente entre el punto de amplitud máxima del impulso y un valor determinado de su decrecimiento, normalmente el 50%. Es también del orden de microsegundos.
- *Duración.* Diferencia absoluta entre los instantes de inicio y final del impulso. Como antes se ha señalado, oscila entre varios microsegundos y algunos milisegundos.
- *Valor de pico.* Amplitud máxima del impulso. Su orden de magnitud es de 1 a 5 veces el valor nominal de la Tensión.
- *Energía.* Capacidad de disipación de potencia del impulso sobre una impedancia dada. Depende de la duración y del valor de pico.
- *Frecuencia de oscilación.* Frecuencia asociada a la oscilación amortiguada de un impulso de forma compleja. Se sitúa por encima de 1 kHz.

## **Causas que los originan.**

En función de su origen, se pueden distinguir dos tipos de causas o fuentes generadoras de Impulsos de Tensión:

- *Fuentes de generación de impulsos exteriores al sistema eléctrico.*
- *Fuentes de generación de impulsos interiores del sistema eléctrico.*

## **Fuentes de generación de impulsos exteriores al sistema eléctrico.**

La fuente principal es la descarga atmosférica o rayo. Puede provocar impulsos, básicamente:

- *Por el impacto directo del rayo en la red eléctrica.*
- *Por la inducción producida por la descarga a tierra de un rayo en las proximidades de la red eléctrica.*

Los parámetros de los impulsos generados por fuentes externas, es decir, los impulsos “de tipo rayo”, tienen magnitudes diferentes según sea la forma en la que hayan sido ocasionados. En general, son de mayor energía los originados por el impacto directo. La probabilidad y la frecuencia de aparición de éstos impulsos depende de las características geográficas de cada zona, definidas por los niveles isoceráunicos, que determinan la frecuencia de las descargas atmosféricas.

## **Fuentes de generación de impulsos interiores del sistema eléctrico.**

Existen elementos en la red eléctrica y en los receptores conectados a ella que pueden generar impulsos de tensión. Las fuentes más habituales son:

- *Actuación de un elemento de corte (operación de conexión o desconexión).*  
El Impulso de Tensión se produce como consecuencia de un cambio brusco de la intensidad que circula por la red derivado de la conexión o desconexión de cargas. En los casos de desconexión, se pueden generar impulsos de forma compleja cuando en el elemento de corte se producen “reigniciones” en la extinción del arco eléctrico. Por ejemplo, se producen impulsos en la:

- Conexión (“energización”) y desconexión de líneas eléctricas mediante seccionadores o interruptores. El impulso es atribuible a la existencia de las inductancias equivalentes de las líneas eléctricas.
  - Conexión y desconexión de transformadores. El Impulso de Tensión se produce como resultado de la existencia de un núcleo magnético.
  - Conexión de baterías de condensadores. Se utilizan habitualmente para regular la Tensión en las redes eléctricas, corregir el Factor de Potencia, etc. Su “energización” ocasiona Impulsos de Tensión a consecuencia de las características transitorias de la carga de un condensador.
  - Conexión y desconexión de cargas. Ciertos receptores (incluidos electrodomésticos tales como motores, lámparas de descarga, etc.) pueden generar Impulsos de Tensión a causa de sus características técnicas.
- *Fusión de fusibles.* Los fusibles de limitación de corriente generan Impulsos de Tensión al actuar, debido a la inductancia equivalente de la red que protegen.
  - *Conmutaciones de convertidores electrónicos de potencia.* Generan Impulsos de Tensión periódicos, al producirse cortocircuitos momentáneos en el proceso de conmutación, seguidos de un rápido cambio en la Tensión. Los parámetros de los Impulsos de Tensión generados por cada una de éstas fuentes son característicos, de modo que es posible asociar la forma del impulso a su fuente de origen. En general, tienen una energía superior a los de tipo rayo, ya que, aunque su valor de Tensión de pico es menor, su duración suele ser mayor.

### **Efectos que producen.**

Los Impulsos de Tensión pueden afectar a todos los elementos del sistema eléctrico, tanto redes como receptores. Su consecuencia más directa es la

aparición de una Sobretensión cuyos efectos negativos dependerán de la magnitud de la misma.

### **Efectos sobre las redes eléctricas y equipos asociados.**

Los niveles de aislamiento dieléctrico que incorporan actualmente los diseños de las redes y equipos asociados permiten que éstos soporten sin daño los Impulsos de Tensión previsibles en función de su localización geográfica y de sus propias características técnicas. Así ocurre, entre otros, con los siguientes elementos:

- Cables.
- Aisladores en general.
- Condensadores.
- Transformadores.
- Interruptores.

Éstos y otros elementos de la red tienen asignado un límite máximo admisible de Sobretensión transitoria, denominado habitualmente “Tensión de Choque”, que se obtiene a partir de ensayos. El grado de cumplimiento de éstos límites, mediante una adecuada coordinación de los niveles de aislamiento en los diferentes estados de la red, determinará que éstos equipos sean más o menos inmunes a los Impulsos de Tensión.

### **Efectos sobre los receptores.**

Los nuevos equipos que aparecen en el mercado incluyen dispositivos electrónicos, fabricados con elementos semiconductores, lo que hace que presenten un bajo nivel de inmunidad<sup>1</sup> frente a los Impulsos de Tensión. Los efectos de éste tipo de perturbaciones sobre los receptores pueden ser clasificados en función del riesgo de que éstos sufran averías o anomalías de funcionamiento.

---

<sup>1</sup> Nivel de inmunidad: aptitud de un receptor para funcionar sin degradación de calidad pese a la presencia de perturbaciones.

- *Receptores con riesgo de avería.* Básicamente, son los equipos que incorporan semiconductores de potencia, por ejemplo:
  - Rectificadores con diodos.
  - Controladores de velocidad de motores mediante tiristores.
  - Controladores de velocidad mediante Triac's.
  - Controladores de velocidad mediante GTO's<sup>2</sup>.

Éstos receptores pueden sufrir daños por Impulsos de Tensión del orden de nanosegundos. La probabilidad de que se produzcan averías depende de diversos factores, entre ellos:

- Amplitud del impulso.
- Duración del impulso.
- Polaridad.
- Características de la red a la que están conectados.

- *Receptores con riesgo de anomalías de funcionamiento.* Son, fundamentalmente, receptores con circuitos electrónicos para señales de baja potencia. En general, no están conectados directamente a la red de baja Tensión, sino que se acoplan mediante una conversión Corriente alterna/Corriente continua. Ésta puede llegar a transmitir los Impulsos de Tensión que llegan a través de la red y afectar a los circuitos electrónicos, alterando su funcionamiento. Algunos de los receptores más sensibles son los siguientes:

- *Sistemas digitales en general.* Éstos receptores (ordenadores, sistemas controlados por microprocesadores, etc.) pueden sufrir alteraciones en los programas, almacenamiento incorrecto de datos en la memoria, etc.
- *Sistemas de control.* Cuando están contruidos con microprocesadores, se pueden producir rupturas en la función de control.
- *Instrumentación.* Es posible la generación de indicaciones incorrectas.
- *Alarmas y sistemas de disparo.* Pueden actuar de manera no deseada.

---

<sup>2</sup> Gate Thyristor Off (Tiristor con descebado controlado por la puerta o rejilla).

- *Equipos de control de velocidad de motores.* Cuando el control se realiza mediante semiconductores de potencia, la velocidad puede verse alterada de forma involuntaria.

### Normativa Internacional.

La base del análisis de los eventos antes descritos será la Tabla 2 de la IEEE 1159, la cual se muestra a continuación:

Tabla 2. IEEE 1159: "Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia".			
Categoría	Contenido Típico Espectral	Duración Típica	Magnitud Típica del Voltaje
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 µs de elevación	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja frecuencia	< 5 kHz	0.3 – 50 ms	0 – 4 p.u.
1.2.2 Frecuencia Media	5 – 500 kHz	20 µs	0 – 8 p.u.
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 – 5 MHz	5 µs	0 – 4 p.u.
2.0 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag		0.5 – 30 ciclos	0.1 -0.9 p.u
2.1.2 Swell		0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 p.u
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0.5 – 3 segundos	< 0.1 p.u.
2.2.2 Sag		30 ciclos – 3 segundos	0.1 – 0.9 p.u.
2.2.3 Swell		30 ciclos – 3 segundos	1.1 – 1.4 p.u.
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 segundos – 1 minuto	< 0.1 p.u.
2.3.2 Sag		3 segundos – 1 minuto	0.1 – 0.9 p.u.
2.3.3 Swell		3 segundos – 1 minuto	1.1 – 1.2 p.u.

Tabla 2.1: "Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en Sistemas de Potencia".

Cabe mencionar que aquí no existen límites ni tolerancias permisibles, debido a que la sola presencia de *las Sobretensiones (Swell)*, *los Huecos (Sag)* y *los Impulsos*, ya son síntomas de una mala Calidad de la Energía Eléctrica, no se necesitan comparar con valores normados.

## 2.2 VARIACIONES DE LA FRECUENCIA.

Se dice que existen Variaciones de la Frecuencia en un sistema eléctrico de Corriente alterna cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación. La frecuencia, en un sistema eléctrico de Corriente alterna, está directamente relacionada con la velocidad de giro, es decir, con el número de revoluciones por minuto de los generadores<sup>3</sup>. Dado que la frecuencia es común a toda la red, todos los generadores conectados a ella girarán de manera síncrona, a la misma velocidad angular eléctrica.

La Frecuencia Nominal de la Tensión es de 60 Hertz. En condiciones normales de operación, el valor promedio de la Frecuencia Fundamental en los sistemas de distribución, durante 10 segundos, es<sup>4</sup>:

- Con conexión síncrona y sistema interconectado:
  - 60 Hertz  $\pm$  1% (59.4... 60.6 Hertz) durante el 95% de una semana.
  - 60 Hertz - 6%, +4% (56.4... 62.4 Hertz) durante el 100% de una semana.
- Con conexión asíncrona aislada de un sistema interconectado (por ejemplo, los sistemas de interconexión en ciertas islas):
  - 60 Hertz  $\pm$  2% (58.8... 61.2 Hertz) durante el 95% de una semana.
  - 60 Hertz  $\pm$  15% (51... 69 Hertz) durante el 100% de una semana.

### Causas que las originan.

En condiciones normales de funcionamiento, la capacidad de generación conectada a una red eléctrica es superior al consumo. Para ello, se mantiene una reserva de energía rodante, es decir, una capacidad no utilizada que puede compensar las variaciones bruscas de carga y mantener la frecuencia dentro de un margen de tolerancia. No obstante, son posibles condiciones excepcionales en las que se produzca un desequilibrio importante entre la generación y la carga,

---

<sup>3</sup>  $2f = \frac{pN}{60}$ , expresión en la que N = revoluciones por minuto; y p = número de pares de polos del generador.

<sup>4</sup> Según la EN 50160.

dando lugar a una variación de la frecuencia. Pueden darse los dos casos siguientes:

- *La carga es superior a la generación.* En éste caso, la frecuencia disminuye. Su velocidad de caída dependerá:
  - De la reserva de energía rodante.
  - De la constante de inercia del conjunto de los generadores conectados a la red.

En tales condiciones, si la disminución de la frecuencia se sitúa por encima del margen de tolerancia y los sistemas de regulación no son capaces de responder de forma suficientemente rápida para detener la caída de la misma, puede llegar a producirse un colapso en el sistema. La recuperación del mismo se lograría mediante un deslastre rápido, selectivo y temporal de cargas. Asimismo, un incremento brusco de la carga hará que los generadores pierdan algo de velocidad. En tales casos, los sistemas de regulación de los generadores detectan esas variaciones de velocidad y suministran energía mecánica adicional a las turbinas. Así, el incremento de carga se reparte entre todos los generadores conectados a la red y se alcanza un nuevo equilibrio entre carga y generación.

- *La carga es inferior a la generación.* En éste caso, la frecuencia aumenta. El equilibrio se restablece mediante un proceso análogo al anterior, actuando sobre los sistemas de regulación de los alternadores para disminuir su capacidad de generación. El equilibrio se alcanza de forma mucho más sencilla que en el caso anterior. La relación entre la variación de carga y la variación de frecuencia depende del número y capacidad de los generadores conectados a la red. Es más desfavorable en sistemas aislados, que en grandes redes interconectadas.

## Efectos que producen.

En los márgenes normales de tolerancia, el principal efecto de las Variaciones de la Frecuencia es el cambio en la velocidad de las máquinas rotativas. En tales condiciones, pueden producirse los siguientes fenómenos:

- Los motores transmiten más o menos potencia.
- Los relojes eléctricos sincronizados con la red, se atrasan o adelantan.

También tienen efecto sobre otros equipos:

- Los filtros de Armónicos sufren un efecto distorsionador.
- Los equipos electrónicos que utilizan la frecuencia como referencia de tiempo se ven alterados.
- Las turbinas de las centrales eléctricas se encuentran sometidas a fuertes vibraciones que suponen un severo esfuerzo de fatiga.
- Posibles problemas en el funcionamiento de instalaciones de autogeneración.

## 2.3 DESEQUILIBRIO DE LA TENSIÓN.

Se dice que existe Desequilibrio de la Tensión o que hay un sistema trifásico desequilibrado o asimétrico, cuando los módulos de los tres vectores representativos de las Tensiones o los desfases relativos existentes entre ellos no son iguales.

El sistema sinusoidal trifásico suele estar representado mediante tres vectores cuyos módulos son iguales, que se encuentran desfasados 120° entre sí y que tienen una secuencia de fases anti-horaria directa.

Partiendo de medidas reales de la Tensión compuesta de línea, se pueden obtener valores aproximados del grado de asimetría mediante esta fórmula:

$$U_{asim}(\%) = \frac{\text{Desviación máxima respecto del valor medio de tensión}}{\text{Valor medio de tensión}} * 100$$

Dado que la principal consecuencia que tienen las Tensiones asimétricas sobre los receptores que son sensibles a ellas es el calentamiento de las máquinas rotativas, para prevenir sus efectos es necesario tener en cuenta tanto su grado de asimetría, como la duración de la misma. Las condiciones de compatibilidad en el punto de conexión común son las siguientes:

- *En las redes de media y baja Tensión*, el grado de asimetría no puede superar el 2% en valoraciones de más de un minuto; *en las de alta Tensión*, no debe ser mayor de un 1% en ese mismo período de tiempo.
- Para todo tipo de redes, cuando existen varios emisores de este tipo de perturbación, la peor de todas ellas no puede ser superior al 0.7% para valoraciones del rango de minutos y al 1% para valoraciones del rango de segundos.

### **Causas que los originan.**

La conexión de cargas en baja, media y alta Tensión absorbe en cada fase intensidades diferentes que producen Tensiones Asimétricas, especialmente las cargas monofásicas entre conductor de fase y conductor neutro, que sólo son posibles en las redes de baja Tensión.

Aun así, debe evitarse el efecto que generan varias cargas monofásicas sobre una misma fase. Para conseguirlo, es necesario efectuar un reparto adecuado de dichas cargas entre las tres fases de la red de baja Tensión.

Con respecto a las cargas monofásicas conectadas entre dos fases que producen asimetrías en las redes de alta y media Tensión son las siguientes:

- Hornos de inducción (cuando trabajan a la frecuencia de la red).
- Hornos de fusión de resistencia.
- Instalaciones inductivas por calentamiento.
- Hornos de resistencia para la fabricación de electrodos.
- Instalaciones de calentamiento por arco voltaico.
- Máquinas de soldadura por resistencia.

- Hornos de fusión de acero de arco voltaico.
- Sistemas de tracción eléctrica, por la conexión fase-tierra.

### **Efectos que producen.**

Las Tensiones Asimétricas producen diferentes efectos según cuál sea el tipo de receptor:

- *Transformadores y líneas.* Para una misma carga activa, la intensidad causada por la asimetría puede ser el doble de la que existiría en situación de simetría. Por ello, cuando en la red hay conectadas cargas que producen asimetría, éstos equipos trabajan con unos niveles de utilización máxima del 60%.
- *Motores síncronos y asíncronos.* Las intensidades del sistema inverso generan un campo rotatorio de doble velocidad (que se opone al de excitación) y producen pérdidas adicionales, principalmente en el rotor.
  - En los motores asíncronos, los aumentos de temperatura por calentamiento son significativos para valores de  $U_{asim}$  superiores a un 1%. Y son especialmente perjudiciales cuando se llega al 2% en máquinas totalmente cargadas.
  - En los motores síncronos, se admite una intensidad del sistema inverso equivalente a entre el 5% y el 10% de su intensidad de dimensionamiento, lo cual es tanto como decir que toleran un valor de  $U_{asim}$  de entre un 1% y un 2%.
- *Equipos de regulación y control.* Como señala la norma IEC 146, deben estar preparados para aceptar un grado de asimetría de hasta el 2%. En caso de que éste nivel sea superado, su funcionamiento puede verse afectado de manera significativa.

A continuación está un resumen de los criterios para el lado de la Baja Tensión:

Fenómeno del voltaje de fuente	Límites aceptables	Intervalo de medida	Período de monitoreo	Porcentaje de aceptación
<b>Grado de frecuencia</b>	<b>59.5Hz a 60.5Hz 57Hz a 62Hz</b>	<b>10 s</b>	<b>1 semana</b>	<b>el 95% 100%</b>
Cambios lentos del voltaje	± el 10% de 230 V	10 min	1 semana	el 95%
Huecos de voltaje (≤ 1min)	10 a 1000 veces por año (debajo del 85% del nominal)	10 ms	1 año	100%
Interrupciones Cortas (≤ 3 min)	10 a 100 veces por año (debajo del 1% del nominal)	10 ms	1 año	100%
Interrupciones largas (> 3 min)	10 a 50 veces por año (debajo del 1% del nominal)	10 ms	1 año	100%
Sobrevoltajes temporales (línea a tierra)	En la mayoría de los casos < 1.5 kilovoltios	10 ms	N/A	100%
Transientes de sobrevoltaje (línea a tierra)	En la mayoría de los casos < 6 kilovoltios	N/A	N/A	100%
<b>Desequilibrio de voltaje</b>	<b>En la mayoría de los casos 2% pero ocasionalmente 3%</b>	<b>10 min</b>	<b>1 semana</b>	<b>el 95%</b>
Armonicos de voltaje	8% (THD)	10 min	1 semana	el 95%

Tabla 2.2: "Norma EN 50160".

La tabla 2.2 ha sido adaptada para colocar el valor de la frecuencia con la que se trabaja en nuestro país.

## 2.4 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Existe consenso internacional en establecer unos niveles de compatibilidad en los diferentes ambientes electromagnéticos, niveles que posibiliten el adecuado funcionamiento de los equipos, tanto de aquellos que emiten las perturbaciones como de aquellos que son susceptibles a las mismas. Un ejemplo de ello lo constituye el caso de las perturbaciones que afectan a la onda de Tensión en un

sistema de distribución de Energía Eléctrica (Armónicos, Flícker, Huecos, etc.). Diversas asociaciones y entidades normativas (IEC, IEEE, etc.) han propuesto unos niveles de compatibilidad electromagnética (niveles CEM) para los distintos tipos de perturbación de la onda de Tensión. Éstos niveles coordinan la aptitud de los equipos para soportar unos niveles de perturbación y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. En la Figura 2.6 se puede ver gráficamente. Por un lado se tiene la función de probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir, qué probabilidad tienen de ser inmunes a un nivel de perturbación dado. Se considera que deben tener un 95% de probabilidad de ser inmunes al nivel de inmunidad fijado por los niveles CEM. De ello deben encargarse los fabricantes de equipos, con diseños aptos para funcionar con normalidad con esos niveles de perturbación. Y por otro lado se tiene la función de probabilidad del nivel de perturbaciones existente en el sistema. Se considera que debe haber un 95% de probabilidad de que las perturbaciones sean inferiores al límite de emisión fijado por los niveles CEM. En éste caso deben controlarse todos los emisores de perturbaciones de forma que no se sobrepase ese límite en el sistema eléctrico.

Se utiliza el concepto de distribución de probabilidad debido al carácter altamente aleatorio de la mayoría de las perturbaciones existentes en un sistema. En el caso del suministro de electricidad, se considera imposible o con probabilidad cero suministrar un producto electricidad perfecto. Además, los niveles CEM consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo y en el 95% de los puntos de la red. Incluyen por tanto una componente aleatoria ligada no sólo al tiempo, sino también al espacio. Un cierto nivel de perturbación es inevitable, aunque sea mínimo. Sólo queda determinar cuál es el óptimo económicamente hablando, ya que serán necesarias inversiones ya sea para disminuir o controlar la emisión de perturbaciones, ya sea para elevar el nivel de inmunidad de los equipos.

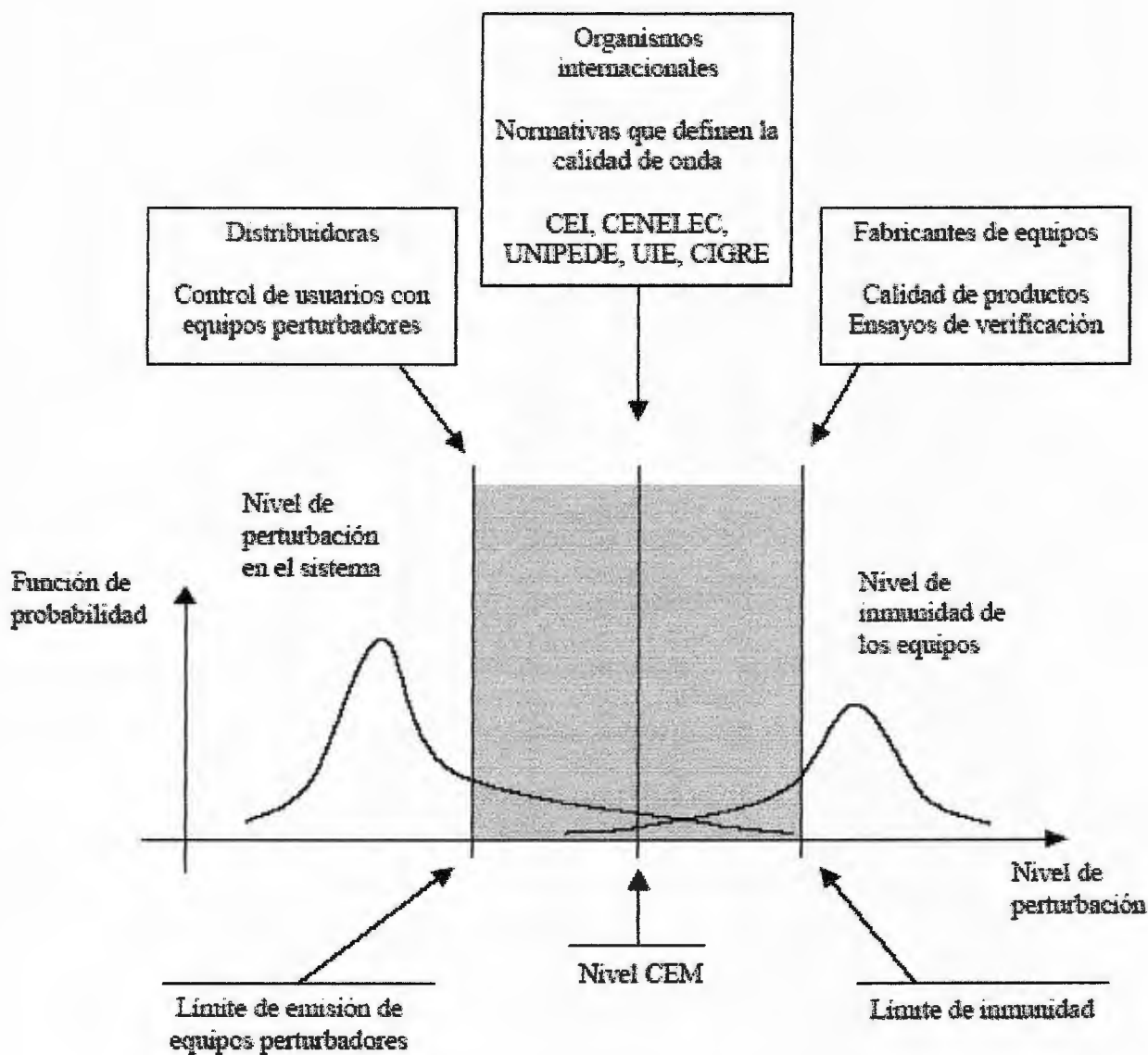


Figura 2.6: Niveles de Compatibilidad ElectroMagnética (niveles CEM).

## 2.5 DESCRIPCION DE LA CURVA CBEMA.

La Asociación de Fabricantes de Equipos Informáticos CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturers Association) publicó hace tiempo una curva que sirviese como guía de tolerancias para sus miembros a la hora de diseñar los sistemas de alimentación para los equipos.

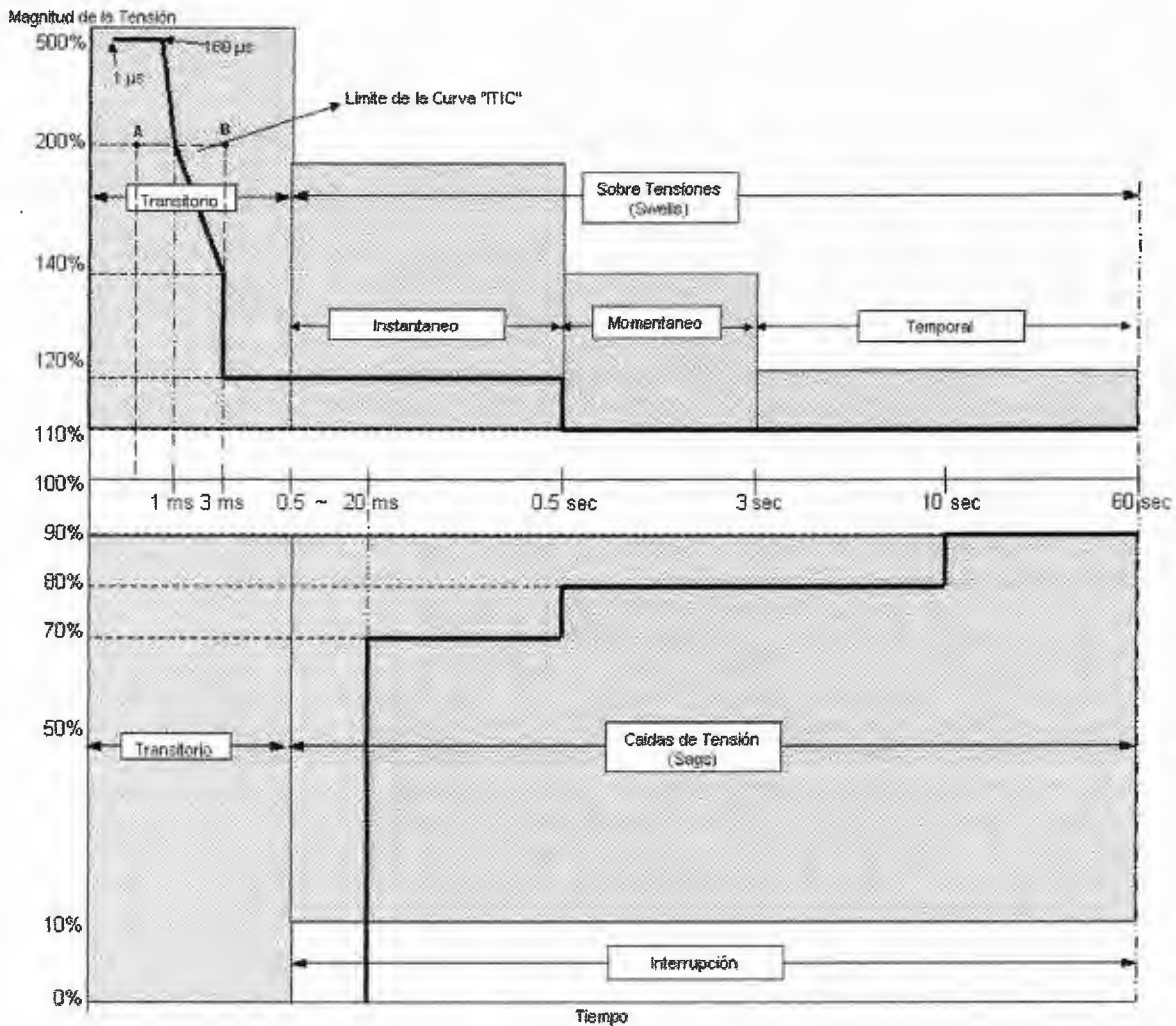


Figura 2.7: Curva CBEMA (ITIC).

En realidad la curva es un perfil de susceptibilidad, cuyo eje vertical es el porcentaje de Tensión aplicado al circuito de alimentación, mientras que el horizontal el tiempo de aplicación (desde milisegundos a algunos segundos). La curva es aplicable a sistemas con un Voltaje nominal de 120 voltios, que se obtienen de conexiones 120V, 208Y/120V y 120/240V a una frecuencia de 60 Hertz. Otro valor de Voltaje y frecuencia no están consideradas.

En la parte central del gráfico se encuentra el área aceptable, siendo las zonas exteriores las de peligro. La superior por el comportamiento de los equipos ante

niveles demasiado elevados de la Tensión y la inferior por la respuesta a una pérdida, más o menos prolongada, de la alimentación.

Para usar correctamente la curva es necesario determinar, en primer lugar, cuáles son las perturbaciones más habituales en el punto de aplicación. Por ejemplo, en caso de que nos encontremos ante Transitorios de Tensión que alcancen una amplitud del 200% sobre la Tensión Nominal, vemos en la figura la diferencia entre el punto A en el que la duración del fenómeno se encuentra en la zona de milisegundos (ms) y el B en el que la duración es superior a 1 milisegundo (ms) y nos coloca dentro de la zona de peligro donde el sistema no funcionará.

## CAPITULO III.

### ***“Recopilación y Manejo de la medición de parámetros eléctricos”.***

*“EL MONITOREO PROVEE INFORMACIÓN VALIOSA, PERO DE CUALQUIER FORMA ÉSTA INFORMACIÓN REQUIERE SER ANALIZADA E INTERPRETADA PARA PODER TENER UN ESTUDIO COMPLETO DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA”.*

### **3.1 METODOLOGÍA.**

La metodología propuesta comprende principalmente cinco etapas: *la recolección de datos, inspección, mediciones y el correspondiente análisis y comparación de los datos obtenidos con la normativa nacional e internacional para llegar a proponer una serie de recomendaciones*, que logren minimizar la presencia de perturbaciones. En la Figura 3.1 se muestra esquemáticamente en forma general la metodología.

- *Recopilación de Datos*: la información básica que debe ser recopilada comienza por conocer los problemas y tipos de carga que posee la instalación eléctrica.
- *Inspección a la Instalación Eléctrica*: algunos de los puntos principales más comunes que se deben realizar en una instalación eléctrica son: el banco de transformadores que alimenta la instalación eléctrica y el tablero eléctrico.
- *Mediciones de Parámetros de la Calidad de la Energía Eléctrica*: para determinar la Calidad de la Energía Eléctrica global del lugar de análisis se realiza la instalación de un registrador, a nivel de la salida del circuito en la Subestación, lo cual da una visión global de la Calidad de la Energía Eléctrica y poder visualizar influencias de cargas perturbadoras. Los parámetros que se pretenden monitorear son *Voltaje, Corriente, Flicker, Distorsión Armónica, Factor de Potencia, Frecuencia* (éstos y otros son verificados por el equipo a utilizar).

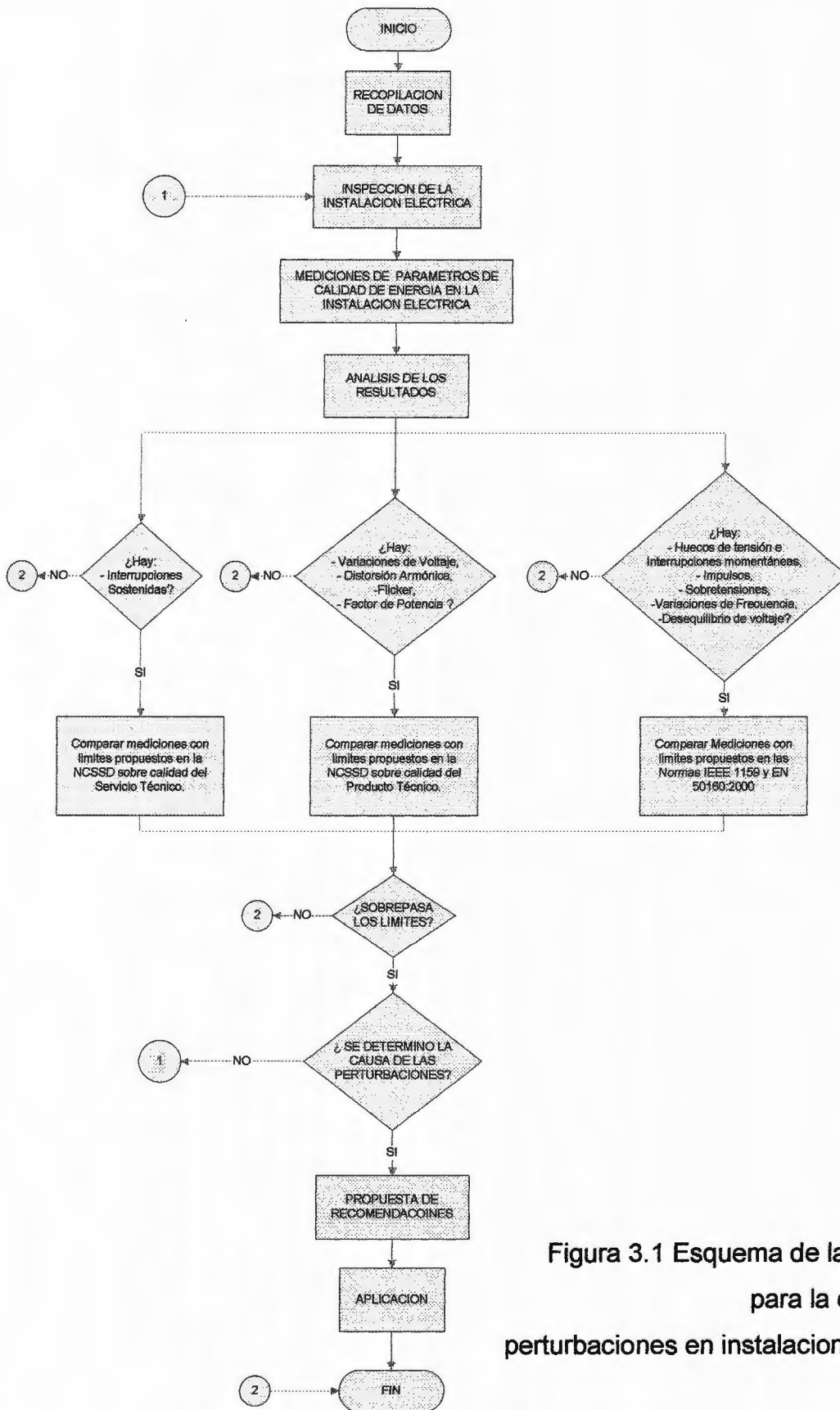


Figura 3.1 Esquema de la metodología para la evaluación de perturbaciones en instalaciones eléctricas.

- *Análisis de los Resultados:* en ésta parte del proceso hay que valerse de herramientas como son la normativa vigente en nuestro país (*Normas de Calidad de los Servicios de los Sistemas de Distribución*), normativas internacionales (como IEEE 1159 y la EN 50160:2000). Esto con el fin de determinar si las perturbaciones que existen en la instalación son perjudiciales o no y también si se encuentran fuera de la normativa, junto con esto presentar un análisis de tipo económico sobre compensaciones.
- *Recomendaciones:* entre las recomendaciones que muchas veces se suelen presentar están: *mover a otras acometidas las cargas con motores de las acometidas que posean cargas sensitivas, la utilización de sistemas ininterrumpibles de energía (UPS), adicionar Supresores de Picos de Tensión, por supuesto todas éstas recomendaciones y otras son aplicables para cada problema en específico.*

La prioridad que se tiene en éste trabajo es, **EN PRIMER LUGAR**, hacer un análisis de la Calidad de la Energía Eléctrica desde el punto de vista **USUARIO**, es decir, con el interés de examinar como incide el funcionamiento de los equipos, dispositivos y cargas en general, en la calidad del servicio. Ésta incidencia puede verse reflejada, por ejemplo, en la generación de Corrientes Armónicas que puedan circular dentro de la instalación e incluso pueden superar la frontera eléctrica de la misma y ser fuente de Distorsión Armónica de Corriente a la red de distribución, pudiendo afectar de igual manera a otras instalaciones.

Los indicadores que se usarán en dicha evaluación son los siguientes:

1. *Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga*, que en función del Voltaje de la instalación y de la potencia demandada por la misma, es así que se tienen las tolerancias permisibles para la Distorsión Armónica TOTAL e INDIVIDUAL de la Corriente, dichas tolerancias se encuentran detalladas en la tabla 1.6<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Ver Capítulo I, apartado 1.4.2.4.

2. *Factor de Potencia*, que se tratara sólo a nivel de información, es decir, para el conocimiento de como se encuentra éste aspecto actualmente dentro de la instalación (no será centro de comparación con valores permitidos, calculo de compensaciones ni propuesta de solución).

**EN SEGUNDO LUGAR**, se hace un análisis, desde el punto de vista de **LA DISTRIBUIDORA**, para verificar el tipo de suministro que la instalación está recibiendo para el adecuado funcionamiento de sus equipos.

Éste análisis se basa en la evaluación de los siguientes índices:

1. *Indicadores de Calidad del Servicio Prestado (globales e individuales)*, que van orientados a registrar la frecuencia, tiempo y duración de las interrupciones (FMIK, TTIK, SAIDI, SAIFI, SAIFI<sub>US</sub>, SAIDI<sub>US</sub>, CAIDI).
2. *Niveles de Tensión*, orientados a la regulación de la Tensión en función de la ventana (márgenes +/-) de funcionamiento aceptable.
3. *Distorsión Armónica en la Tensión*.
4. *Flicker en la Tensión*.

De ésta manera es que se establece la prioridad de los indicadores o índices en el estudio, *usuario y distribuidora*, dentro de los cuales se constituye un orden de los mismos, escogidos bajo el criterio de la importancia dentro de la Calidad de la Energía Eléctrica y de la frecuencia de aparición de los mismos.

Los índices que se manejan, son aquellos que se pueden calcular u obtener directamente de las mediciones, de igual modo son tomados aquellos que nos proporcionan datos de la distribuidora, obtenidos en base a los registros que ellos mismos poseen.

**Y EN TERCER LUGAR**, realizar el estudio de eventos que no son contemplados en la normativa de SIGET, pero que se analizaran bajo la perspectiva

o bajo los lineamientos de las **NORMAS INTERNACIONALES**, detallados a continuación:

- Para los eventos de Sobretensiones (Swells), Huecos (Sags), Interrupciones e Impulsos, se analizarán en base a la IEEE 1159.
- Para los eventos de Desequilibrio de la Tensión y Variaciones de la Frecuencia se tomará la norma europea EN 50160.

### **3.2 EQUIPO DE MEDICIÓN.**

A continuación se muestran las características técnicas que posee este medidor: cuenta con cuatro canales de Tensión para medir las tres fases, además de la Tensión de neutro a tierra, además con cinco canales de Corriente que le permiten monitorear la Corriente de neutro y de tierra, además de las de cada fase. El analizador busca simultáneamente en cada canal y en cada ciclo de red perturbaciones eléctricas como Fluctuaciones, Interrupciones y Transitorios. Registra la Tensión y Corriente RMS, la Frecuencia, los Armónicos, los parámetros de consumo de energía (W, kWh, VA, VAR, FP), los Desequilibrios y Parpadeo de la Tensión (Flicker). Y algo muy importante, es que el software que posee el Analizador de Redes analiza los datos obtenidos conforme a los requisitos del estándar EN 50160. Realiza capturas de Transitorios de hasta 500 ns de duración y 6400 Vpk. Su captura a alta velocidad de formas de onda le permite visualizar transitorios de hasta 500 ns, teniendo la capacidad para almacenar hasta 96,000 eventos. Posee además una interfaz Ethernet que agiliza y facilita las descargas de software y el protocolo TCP/IP que permiten la comunicación por Internet. Éstas y otras características se muestran en la siguiente tabla de especificaciones:

Especificaciones	
Número de canales	Canales de tensión: 4 Canales de corriente: 5
Tensión (fase)	Rango: 100 mV - 600 VRMS, 1000 V de pico Velocidad de muestreo: 6,4 kS/s <sup>1</sup> o 2 MS/s <sup>2</sup> Resolución: 14 bits, 90 mV Precisión: ± (1,5% de lectura + 0,5 V)
Tensión (neutro)	Rango: 10 mV - 70 VRMS, 1000 V de pico Velocidad de muestreo: 6,4 kS/s <sup>1</sup> o 2 MS/s <sup>2</sup> Resolución: 14 bits, 90 mV Precisión: ± (1,5% de lectura + 0,5 V)
Corriente	Rango: Depende del TC (Transformador de corriente) Velocidad de muestreo: 6,4 kS/s <sup>1</sup> Resolución: 14 bits Precisión: ± (0% de lectura + 0,1% del rango de la sonda + incertidumbre de sonda)
Captura de transitorios	Rango: Pico entre 200 y 1000 V Velocidad de muestreo: 6,4 kS/s <sup>1</sup> Resolución: 10 bits, 12 V Precisión: ± (5% de lectura + 36 V)
Captura de transitorios de alta velocidad	Rango: Pico entre 200 y 6000 V Velocidad de muestreo: 6,4 kS/s <sup>1</sup> Resolución: 10 bits, 12 V Precisión: ± (5% de lectura + 36 V)
Notas:	<sup>1</sup> ) Para una frecuencia de red 50 Hz <sup>2</sup> ) Para modelos de alta velocidad Frecuencia nominal del fundamental: 50/60 Hz ± 0,1 Hz Muestreo de tensión y corriente: 128 muestras por ciclo

Tabla 3.1

Especificaciones de ambiente	
Temperatura de trabajo	De 0 ° a 50 °C
Humedad (sin condensación)	90%

Tabla 3.2

Especificaciones mecánicas y generales	
<b>Dimensiones</b>	21,25 x 30 x 7,5 cm
<b>Peso</b>	6 Kg.
<b>Garantía</b>	1 año
<b>Estuche</b>	Carcasa resistente de aluminio
<b>Alimentación</b>	<b>Alimentación:</b> 85 - 264 VCA, 47 - 440 Hz <b>CC:</b> 10 - 15 V con cable 4255 <b>Batería de reserva:</b> NiCd, recarga automática con el equipo conectado a la red. Alimenta el instrumento durante 5 minutos, lo que permite el apagado automático del instrumento. El registro se reanuda <b>Consumo eléctrico:</b> 40 W
<b>Datos de comunicación</b>	Ethernet 10 base T, conector RJ 45 o a través de Internet

Tabla 3.3

Accesorios:

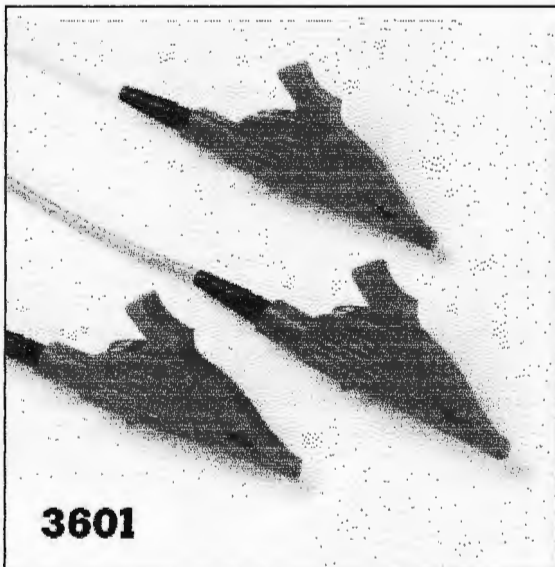


Figura 3.3 Sonda de Tensión flexible tipo cocodrilo.

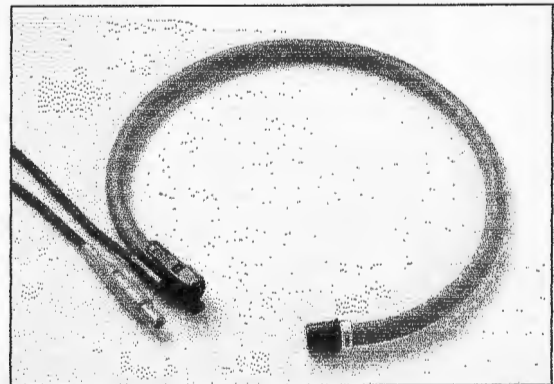


Figura 3.2 Transformador de Corriente tipo Flexible.

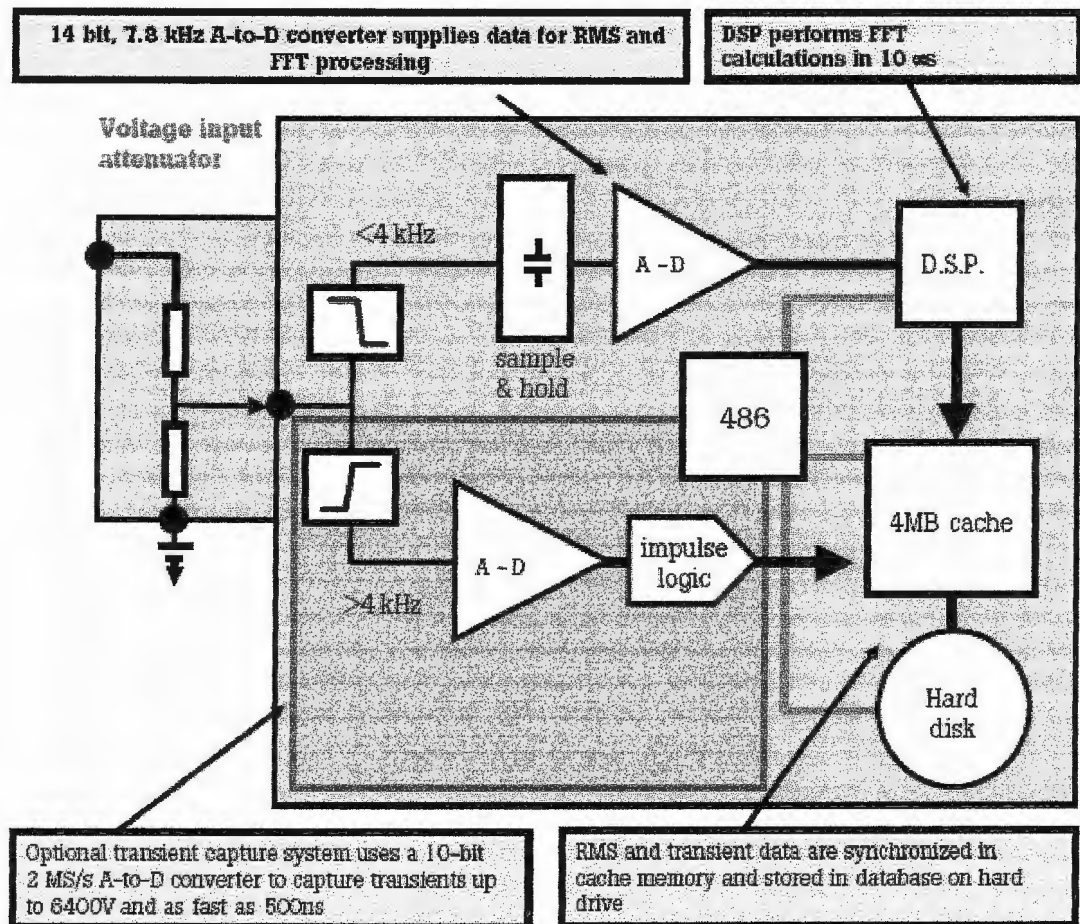


Figura 3.4: "Arquitectura del Power Recorder".

### 3.3 EVALUACIÓN PRELIMINAR.

En compañía del Técnico del Área de Potencia del Hospital de Maternidad se hizo una evaluación física de las instalaciones, la cual proporciona los siguientes resultados: *el Hospital está compuesto por 4 Subestaciones y 3 Plantas de Emergencia; el servicio eléctrico es distribuido por la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS); el nivel de Voltaje de suministro es de 4.16 KV; las Subestaciones 01, 02 y 03 poseen una misma medición y es de tipo primaria, la acometida de éstas se encuentra sobre la 1ª Calle Poniente; la Subestación 04 posee también una medición primaria y su acometida se encuentra sobre la Calle Arce y es de tipo subterránea.*

El inicio del trabajo de campo fue, la elaboración de los Diagramas Unifilares del 'Hospital de Maternidad Raúl Arguello Escolán', para la fácil identificación de los puntos de medición y de las cargas involucradas (un panorama general). Los diagramas a los que nos referimos se muestran en el Apéndice 7.

En segundo lugar, se procedió a realizar las mediciones con el Analizador de Redes, en cada una de las Subestaciones para el monitoreo de los datos que anteriormente<sup>2</sup> hemos definido para su respectivo análisis.

Paralelamente al monitoreo, se realizó la tipificación de la carga presente en el Hospital, con el objetivo de tener un conocimiento más específico de las mismas (la cual es mostrada en el Capítulo IV).

### **3.4 DATOS OBTENIDOS EN LAS MEDICIONES.**

Mediante un Analizador de Redes Eléctricas, se realizaron mediciones en las cuatro Subestaciones que posee el Hospital por un lapso de 24 horas para cada Subestación, con la finalidad de determinar la presencia de las variables y parámetros que a lo largo de éste trabajo se han definido:

- Tensión, de la cual se analizan lo siguiente: *Niveles de Tensión, Flicker en la Tensión, Sobretensiones (Swells), Huecos de Tensión (Sag), Interrupciones, Impulsos, Desequilibrio de la Tensión.*
- Corriente.
- Distorsión Armónica de Corriente y de Voltaje.
- Factor de Potencia.
- Frecuencia.

El período de medición del monitoreo realizado, se detalla a continuación: *Subestación 01* (desde las 10:56 del 20 de Mayo hasta las 09:05 del 21 de Mayo), *Subestación 02* (desde las 09:07 del 19 de Mayo hasta las 10:49 del 20 de Mayo),

---

<sup>2</sup> Ver Capítulo III, apartado 3.1.

*Subestación 03* (desde las 09:13 del 30 de Julio hasta las 09:13 del 02 de Agosto) y *Subestación 04* (desde las 09:31 del 30 de Julio hasta las 09:31 del 02 de Agosto). Para las Subestaciones 01 y 02, el intervalo de medición del muestreo de las variables y parámetros eléctricos se realizó cada minuto, con excepción de las mediciones de *Flicker en la Tensión* que se realizó cada diez minutos. Para las Subestaciones 03 y 04, el intervalo de medición del muestreo de las variables y parámetros eléctricos se realizó cada tres minutos, con excepción de las mediciones de *Flicker en la Tensión* que se realizó cada diez minutos.

El formato de presentación de las mediciones es a través de gráficos de líneas, gráficos de barra y en tablas en las cuales se resumen de los datos más importantes.

### **3.5 GRÁFICOS DE PARÁMETROS Y ANALISIS DE DATOS (COMPARACIÓN CON NORMATIVA).**

#### **3.5.1 Parámetros del Usuario.**

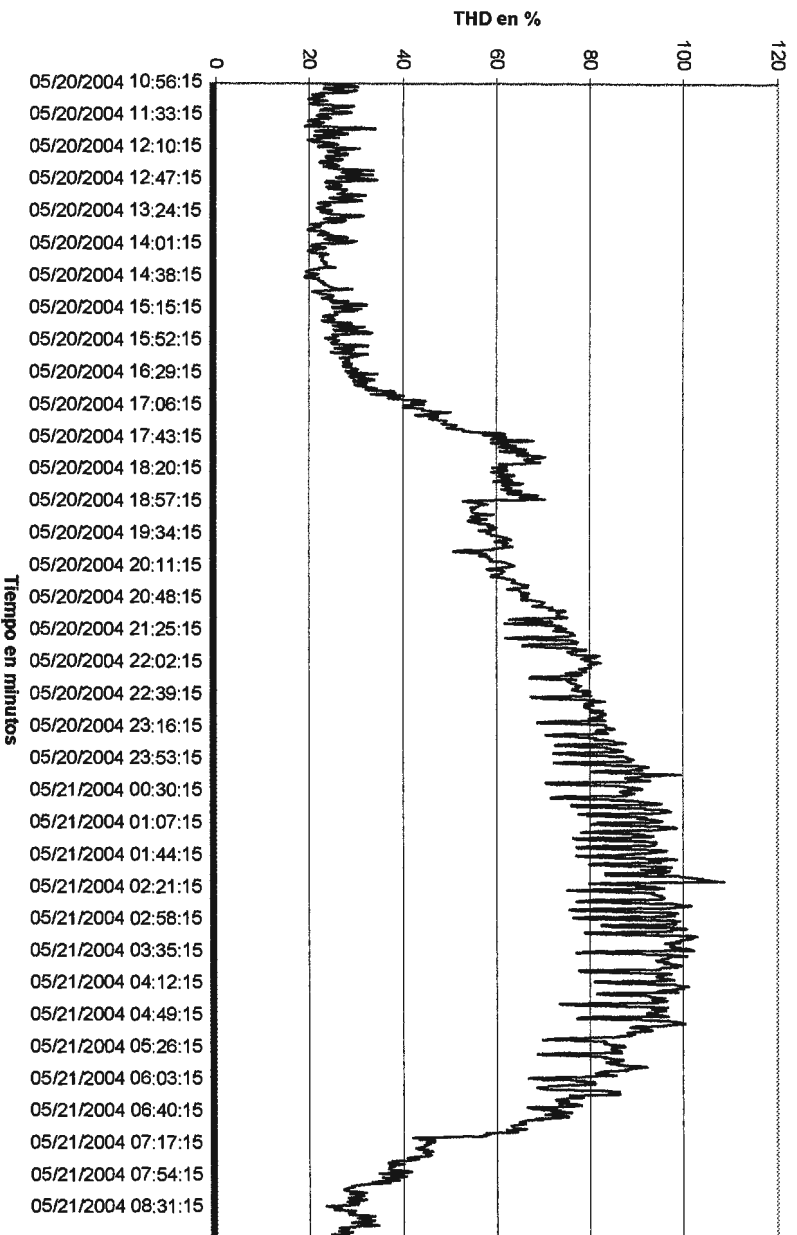
##### **3.5.1.1 Subestación 01.**

###### **3.5.1.1.1 Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.**

*En primer lugar*, se analizarán los factores de Distorsión Armónica Total de Corriente para cada fase de la Subestación 01, si éstos sobrepasan la tolerancia permitida del 20%, *entonces* se analizará la Distorsión Armónica Individual de Corriente, para conocer cual de las componentes individuales está sobrepasando su respectivo límite.

## Fase A.

Distorsión armónica total de corriente - Fase A - Subestación 01.



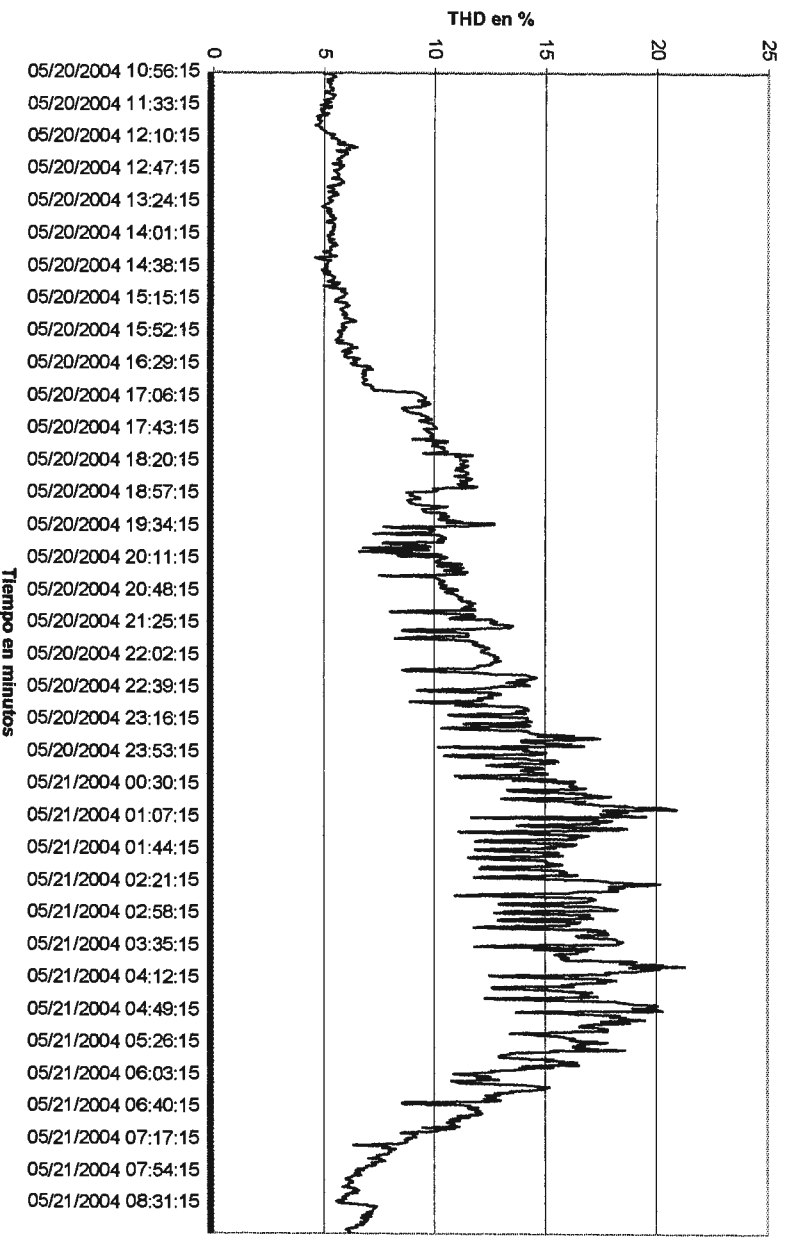
Gráfica 3.1

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	108.690002
Valor promedio	59.512105
Valor mínimo	19.09
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	1317
Eventos que superan la norma	99 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.4

## Fase B.

Distorsión armónica total de corriente - Fase B - Subestación 01.



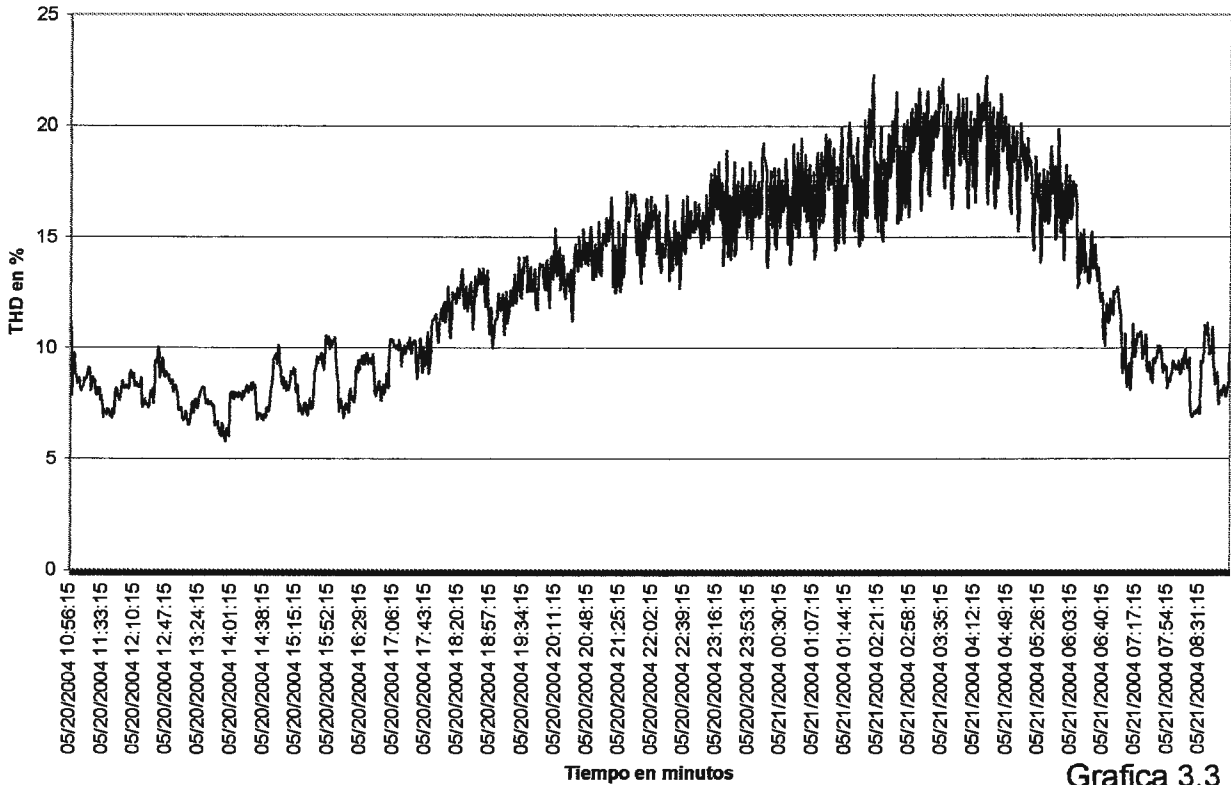
Grafica 3.2

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	21.299999
Valor promedio	10.622022
Valor mínimo	4.59
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	12
Eventos que superan la norma	0.902 %
Condición	O.K.

Tabla 3.5

## Fase C.

### Distorsión armónica total de corriente - Fase C - Subestación 01.



Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	22.309999
Valor promedio	12.816616
Valor mínimo	5.78
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	60
Eventos que superan la norma	4.51 %
Condición	O.K.

**Tabla 3.6**

De las tablas 3.4, 3.5 y 3.6 podemos leer de la casilla *Eventos que superan la norma* que para la Fase A hay un 99%, para la Fase B hay un 0.902% y para la Fase C hay un 4.51%. Al comparar éstos porcentajes con los niveles CEM los cuales consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, es decir, que durante el 5% restante es permitido cierto grado de perturbación en la red, observamos que la Fase B y la Fase C se mantienen dentro de ése 5% que es permitido, sólo la Fase A lo sobrepasa, por tal razón, se procede a hacer un análisis

individual de la distorsión para dicha fase, para conocer cual de ellas influye más en la distorsión para que una vez identificada, proponer cual será el método de solución más apropiado.

A continuación se muestra el análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente, para la Fase A:

Orden de la Armónica	Valor Máximo de THDI	Valor Promedio de THDI	Valor Mínimo de THDI	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>3</sup>	Eventos que superan la norma <sup>4</sup>	Condición
2	30.0	0.68	0.00	10	21	1.579 %	O.K.
<b>3</b>	<b>40.0</b>	<b>20.7</b>	<b>8.96</b>	<b>16.6</b>	<b>933</b>	<b>70.2 %</b>	<b>NO O.K.</b>
4	28.0	0.40	0.00	2.5	64	4.81 %	O.K.
<b>5</b>	<b>103.6</b>	<b>44.8</b>	<b>4.76</b>	<b>12</b>	<b>1103</b>	<b>82.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>6</b>	<b>32.8</b>	<b>0.58</b>	<b>0.00</b>	<b>1</b>	<b>175</b>	<b>13.16 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>7</b>	<b>40.0</b>	<b>19.16</b>	<b>5.66</b>	<b>8.5</b>	<b>1156</b>	<b>86.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>8</b>	<b>21.6</b>	<b>0.26</b>	<b>0.00</b>	<b>0.8</b>	<b>80</b>	<b>6.02 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>9</b>	<b>21.6</b>	<b>7.89</b>	<b>1.587</b>	<b>2.2</b>	<b>1259</b>	<b>94.7 %</b>	<b>NO O.K.</b>
10	16.00	0.18	0.00	0.8	64	4.81 %	O.K.
<b>11</b>	<b>15.22</b>	<b>4.60</b>	<b>0.00</b>	<b>4.3</b>	<b>551</b>	<b>41.4 %</b>	<b>NO O.K.</b>
12	13.04	0.16	0.00	0.3	57	4.28 %	O.K.
<b>13</b>	<b>17.39</b>	<b>6.23</b>	<b>1.587</b>	<b>3</b>	<b>986</b>	<b>74.1 %</b>	<b>NO O.K.</b>
14	18.18	0.14	0.00	0.3	43	3.23 %	O.K.
<b>15</b>	<b>13.64</b>	<b>3.23</b>	<b>0.00</b>	<b>0.6</b>	<b>1289</b>	<b>96.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
16	13.04	0.10	0.00	0.3	38	2.86 %	O.K.
<b>17</b>	<b>15.22</b>	<b>3.34</b>	<b>1.492</b>	<b>2.7</b>	<b>844</b>	<b>63.4 %</b>	<b>NO O.K.</b>
18	13.04	0.08	0.00	0.3	30	2.26 %	O.K.
<b>19</b>	<b>13.04</b>	<b>1.962</b>	<b>0.00</b>	<b>1.9</b>	<b>827</b>	<b>62.2 %</b>	<b>NO O.K.</b>
20	13.04	0.07	0.00	0.3	29	2.18 %	O.K.
<b>21</b>	<b>10.87</b>	<b>1.163</b>	<b>0.00</b>	<b>0.4</b>	<b>451</b>	<b>33.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
22	13.04	0.07	0.00	0.3	32	2.41 %	O.K.
<b>23</b>	<b>13.04</b>	<b>0.89</b>	<b>0.00</b>	<b>1.6</b>	<b>415</b>	<b>31.2 %</b>	<b>NO O.K.</b>
24	13.04	0.06	0.00	0.3	26	1.955 %	O.K.
<b>25</b>	<b>13.04</b>	<b>0.72</b>	<b>0.00</b>	<b>1.6</b>	<b>334</b>	<b>25.1 %</b>	<b>NO O.K.</b>

Tabla 3.7

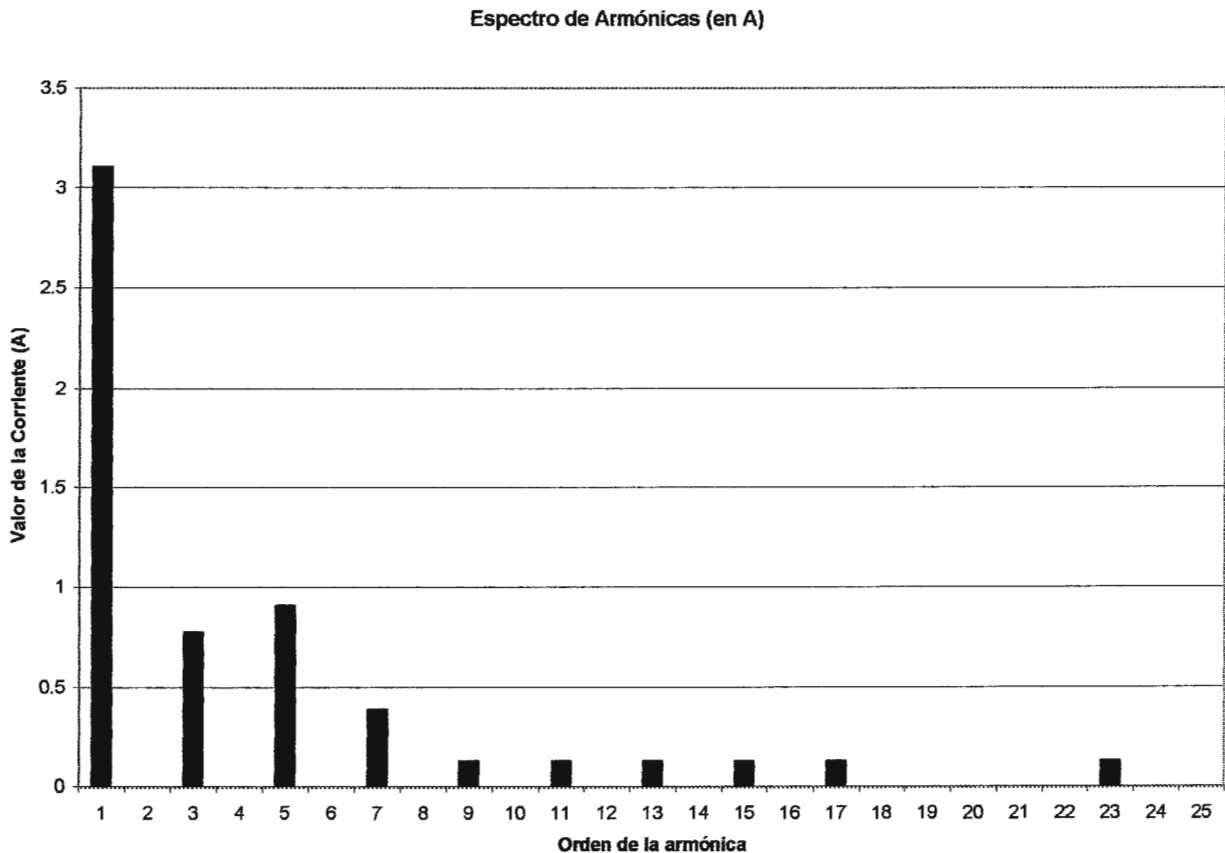
En resumen, de la tabla 3.7 se concluye de que, existen problemas en las siguientes Armónicas: *tercera, quinta, sexta, séptima, octava, novena, undécima, decimotercera, decimoquinta, decimoséptima, decimonovena, vigésimo primera, vigésimo tercera y vigésimo quinta.*

<sup>3</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la Armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

<sup>4</sup> Éste porcentaje es obtenido ante una muestra de 1330 mediciones.

Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fuera de norma, haremos otra muestra (llamada *Espectro de Armónicas*), con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente, para la Fase A:

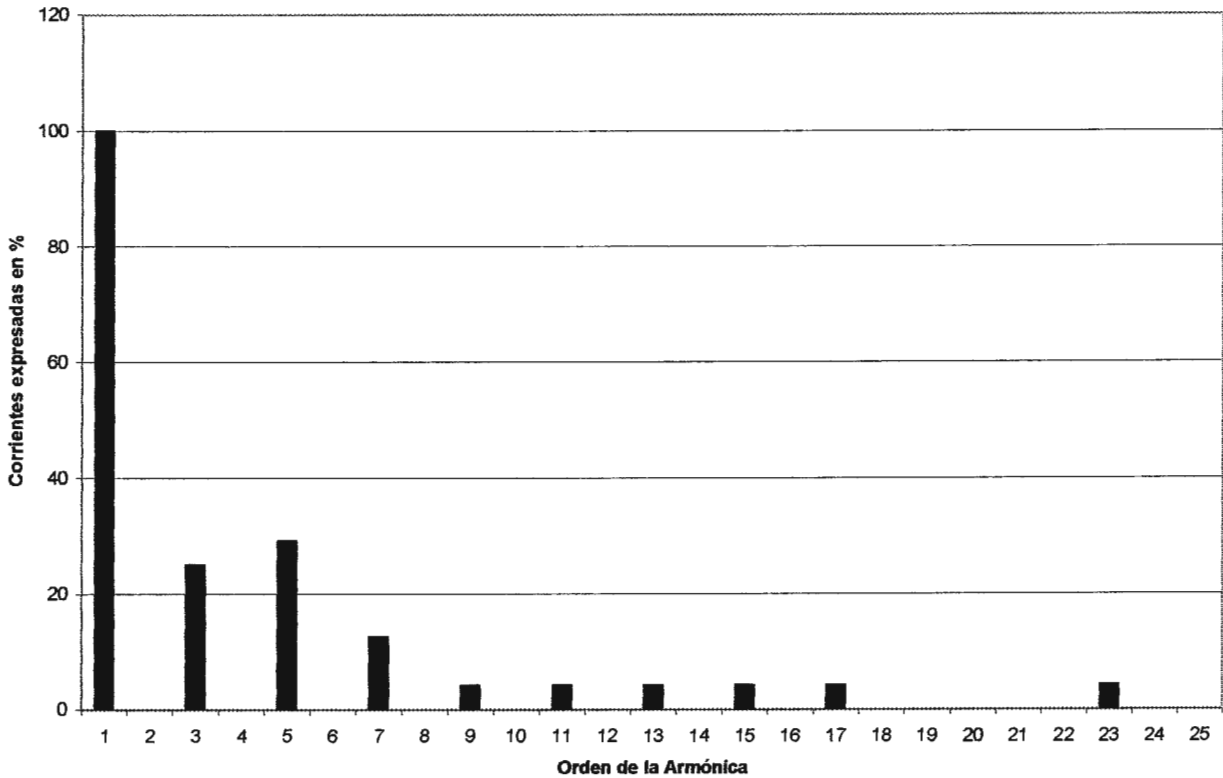


Grafica 3.4

Ahora, veamos el espectro pero expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.
- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

### Espectro de Armónicas (en %)



Grafica 3.5

Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
3	25.0
5	29.2
7	12.50
9	4.17
11	4.17
13	4.17
15	4.17
17	4.17
23	4.17

Tabla 3.8

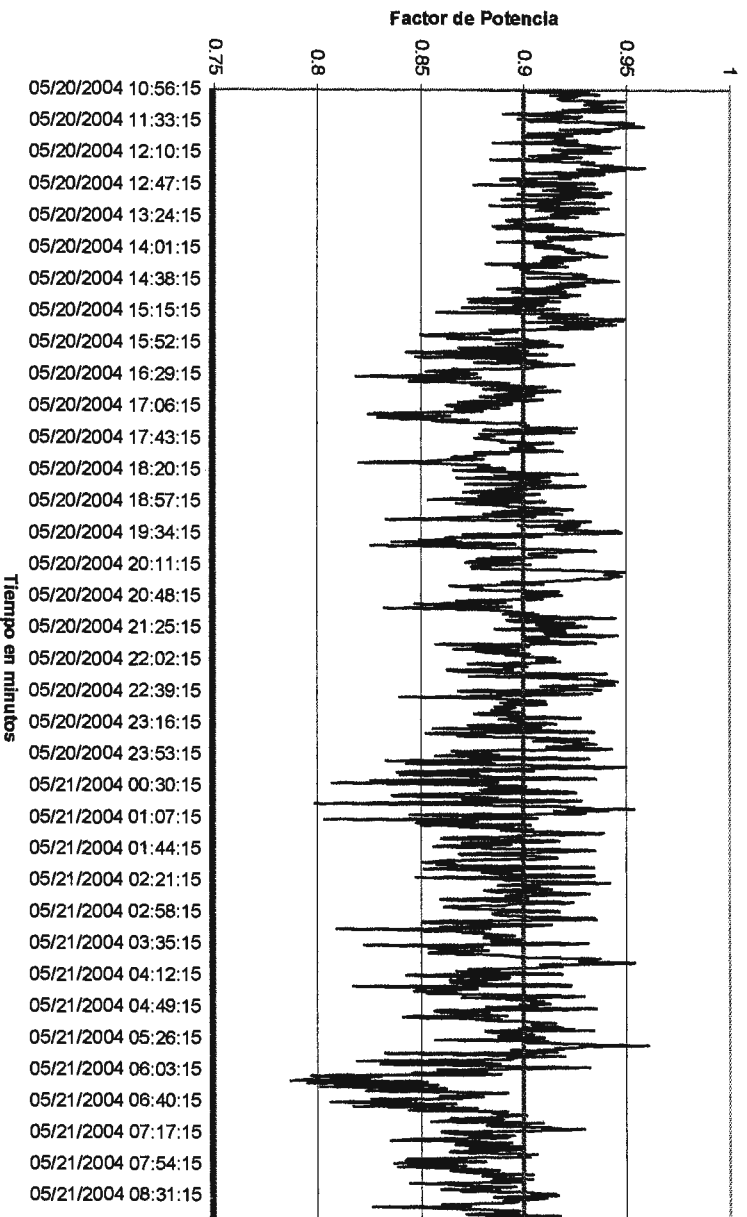
El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: “Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>5</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado”. Los métodos de optimización, se

<sup>5</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud, daño y contribución a la fundamental tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.4 y 3.5).

enfocaran a las Armónicas de Corriente siguientes: *tercera* (25.0%), *quinta* (29.2%), *séptima* (12.50%), *novena* (4.17%), *undécima* (4.17%) y *decimotercera* (4.17%).

### 3.5.1.1.2 Factor de Potencia.

Factor de Potencia - SEP 01.



Grafica 3.6

Parámetro: Factor de Potencia	
Valor Máximo	0.960665
Valor Promedio	0.895385
Valor Mínimo	0.786892
Total de Mediciones	1330

Tabla 3.9

A nivel de comentario, se puede apreciar que existe un número considerable de mediciones que están por debajo del valor de 0.9, esto implica que en efecto el Hospital estaría siendo (en éstos momentos) objeto de Penalización por bajo Factor de Potencia en la factura de Energía Eléctrica y para evitar éste tipo de situación se debe contemplar el instalar un Banco de Condensadores acorde a las necesidades de la instalación.

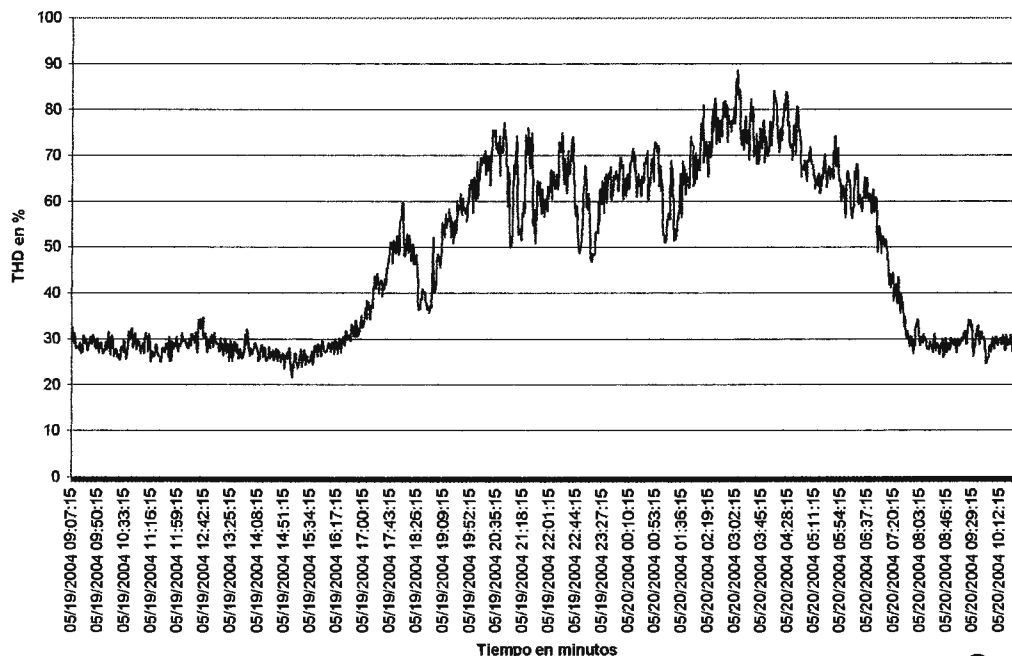
### 3.5.1.2 Subestación 02.

#### 3.5.1.2.1 Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.

En primer lugar, se analizarán los factores de Distorsión Armónica Total de Corriente para cada fase de la Subestación 02, si éstos sobrepasan la tolerancia permitida del 20%, entonces se analizará la Distorsión Armónica Individual de Corriente, para conocer cual de las componentes individuales está sobrepasando su respectivo límite.

#### Fase A.

Distorsión armónica total de corriente - Fase A - Subestación 02.



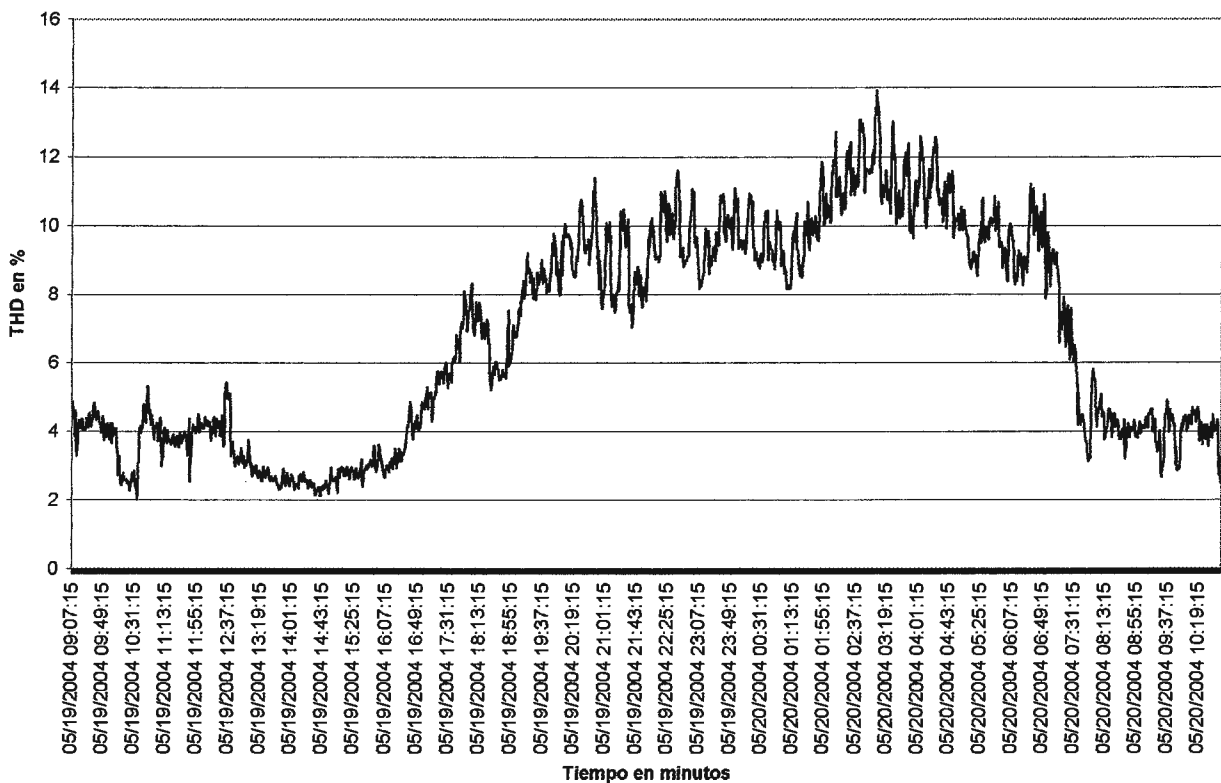
Gráfica 3.7

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	88.510002
Valor promedio	47.594005
Valor mínimo	21.57
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	1543
Eventos que superan la norma	100 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.10

Fase B.

**Distorsión armónica total de corriente - Fase B - Subestación 02.**



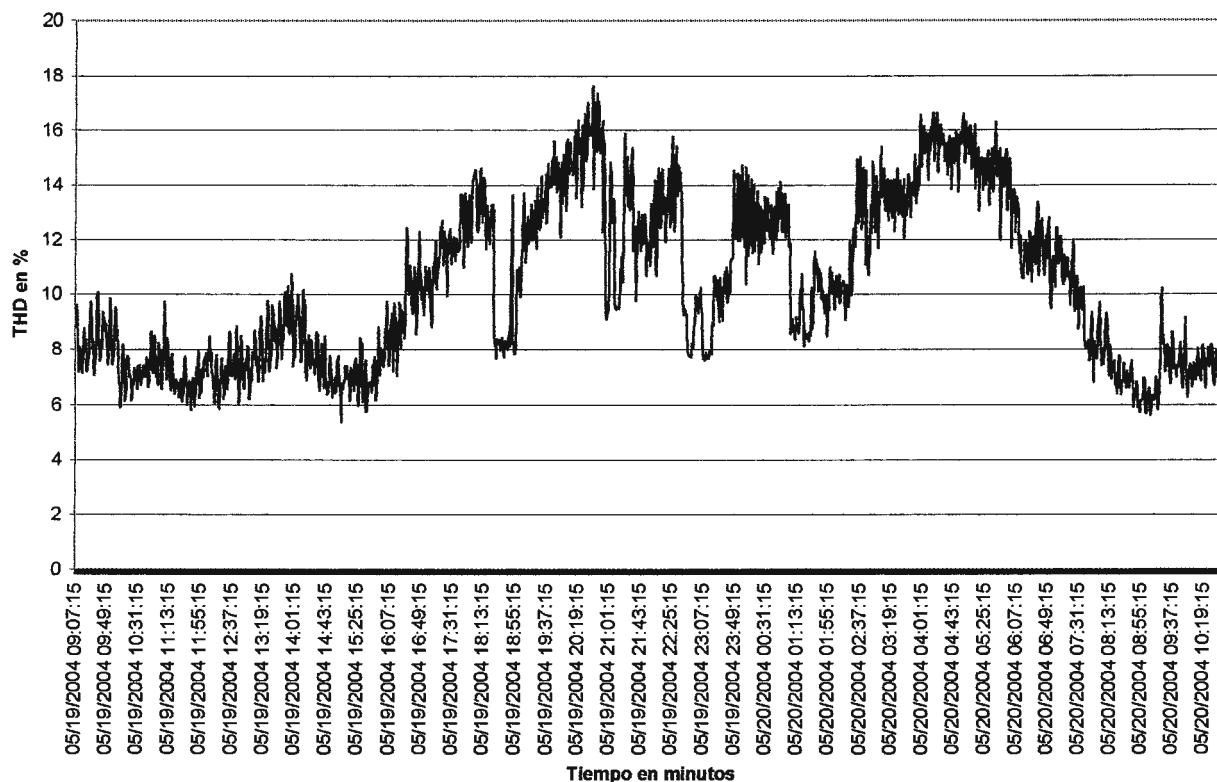
Grafica 3.8

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	13.91
Valor promedio	6.813850
Valor mínimo	2.01
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.11

## Fase C.

### Distorsión armónica total de corriente - Fase C - Subestación 02.



Grafica 3.9

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	17.639999
Valor promedio	10.392113
Valor mínimo	5.38
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.12

De las tablas 3.10, 3.11 y 3.12 podemos leer de la casilla *Eventos que superan la norma* que para la Fase A hay un 100%, para la Fase B hay un 0% y para la Fase C hay un 0%. Al comparar éstos porcentajes con los niveles CEM los cuales consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, es decir, que durante el 5% restante es permitido cierto grado de perturbación en la red, observamos que la Fase B y la Fase C se mantienen dentro de ése 5% que es

permitido, sólo la Fase A lo sobrepasa, por tal razón, se procede a hacer un análisis individual de la distorsión para dicha fase, para conocer cual de ellas influye más en la distorsión para que una vez identificada, proponer cual será el método de solución más apropiado.

A continuación se muestra en análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente para la Fase A:

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>6</sup>	Eventos que superan la norma <sup>7</sup>	Condición
2	26.0	2.51	0.94	10	19	1.231 %	O.K.
<b>3</b>	<b>45.2</b>	<b>18.89</b>	<b>10.42</b>	<b>16.6</b>	<b>1168</b>	<b>75.7 %</b>	<b>NO O.K.</b>
4	24.6	1.665	0.00	2.5	66	4.28 %	O.K.
<b>5</b>	<b>75.0</b>	<b>31.6</b>	<b>4.21</b>	<b>12</b>	<b>1141</b>	<b>73.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>6</b>	<b>21.9</b>	<b>1.3882</b>	<b>0.00</b>	<b>1</b>	<b>1286</b>	<b>83.3 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>7</b>	<b>29.6</b>	<b>15.94</b>	<b>6.32</b>	<b>8.5</b>	<b>1438</b>	<b>93.2 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>8</b>	<b>23.3</b>	<b>0.68</b>	<b>0.00</b>	<b>0.8</b>	<b>584</b>	<b>37.8 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>9</b>	<b>26.0</b>	<b>6.69</b>	<b>2.00</b>	<b>2.2</b>	<b>1523</b>	<b>98.7 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>10</b>	<b>21.9</b>	<b>0.58</b>	<b>0.00</b>	<b>0.8</b>	<b>537</b>	<b>34.8 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>11</b>	<b>21.9</b>	<b>3.51</b>	<b>1.010</b>	<b>4.3</b>	<b>396</b>	<b>25.7 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>12</b>	<b>21.9</b>	<b>0.61</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>569</b>	<b>36.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>13</b>	<b>23.3</b>	<b>3.99</b>	<b>1.111</b>	<b>3</b>	<b>1194</b>	<b>77.4 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>14</b>	<b>21.9</b>	<b>0.29</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>220</b>	<b>14.26 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>15</b>	<b>24.6</b>	<b>3.44</b>	<b>0.97</b>	<b>0.6</b>	<b>1543</b>	<b>100 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>16</b>	<b>20.5</b>	<b>0.44</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>411</b>	<b>26.6 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>17</b>	<b>21.9</b>	<b>2.17</b>	<b>0.00</b>	<b>2.7</b>	<b>364</b>	<b>23.6 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>18</b>	<b>20.5</b>	<b>0.30</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>243</b>	<b>15.75 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>19</b>	<b>19.18</b>	<b>2.65</b>	<b>0.92</b>	<b>1.9</b>	<b>1138</b>	<b>73.8 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>20</b>	<b>19.18</b>	<b>0.22</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>149</b>	<b>9.66</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>21</b>	<b>21.9</b>	<b>4.01</b>	<b>1.852</b>	<b>0.4</b>	<b>1543</b>	<b>100 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>22</b>	<b>20.5</b>	<b>0.22</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>157</b>	<b>10.17 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>23</b>	<b>19.18</b>	<b>2.22</b>	<b>0.00</b>	<b>1.6</b>	<b>965</b>	<b>62.5 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>24</b>	<b>19.18</b>	<b>0.26</b>	<b>0.00</b>	<b>0.3</b>	<b>237</b>	<b>15.36 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>25</b>	<b>20.5</b>	<b>1.633</b>	<b>0.00</b>	<b>1.6</b>	<b>608</b>	<b>39.4 %</b>	<b>NO O.K.</b>

Tabla 3.13

En resumen, de la tabla 3.13 se concluye de que, existen problemas en las siguientes Armónicas: 3ra, 5ta, 6ta, 7ma, 8va, 9na, 10ma, 11ma, 12da, 13ra, 14ta, 15ta, 16ta, 17ma, 18va, 19na, 20ma, 21ra, 22da, 23ra, 24ta, 25ta.

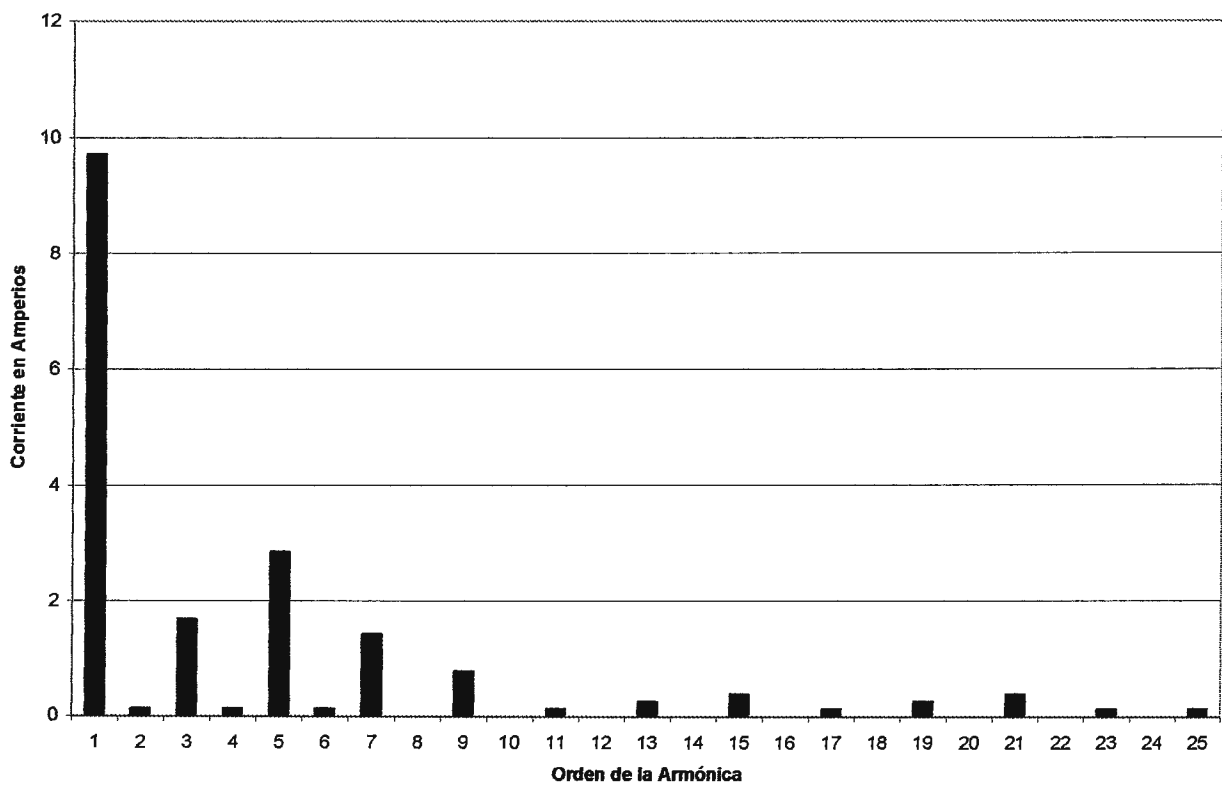
<sup>6</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la Armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

<sup>7</sup> Éste porcentaje es obtenido ante una muestra de 1543 mediciones.

Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fueran de norma, haremos otra muestra que contenga solo a éstas, con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente:

Espectro de Armónicas (en corriente)

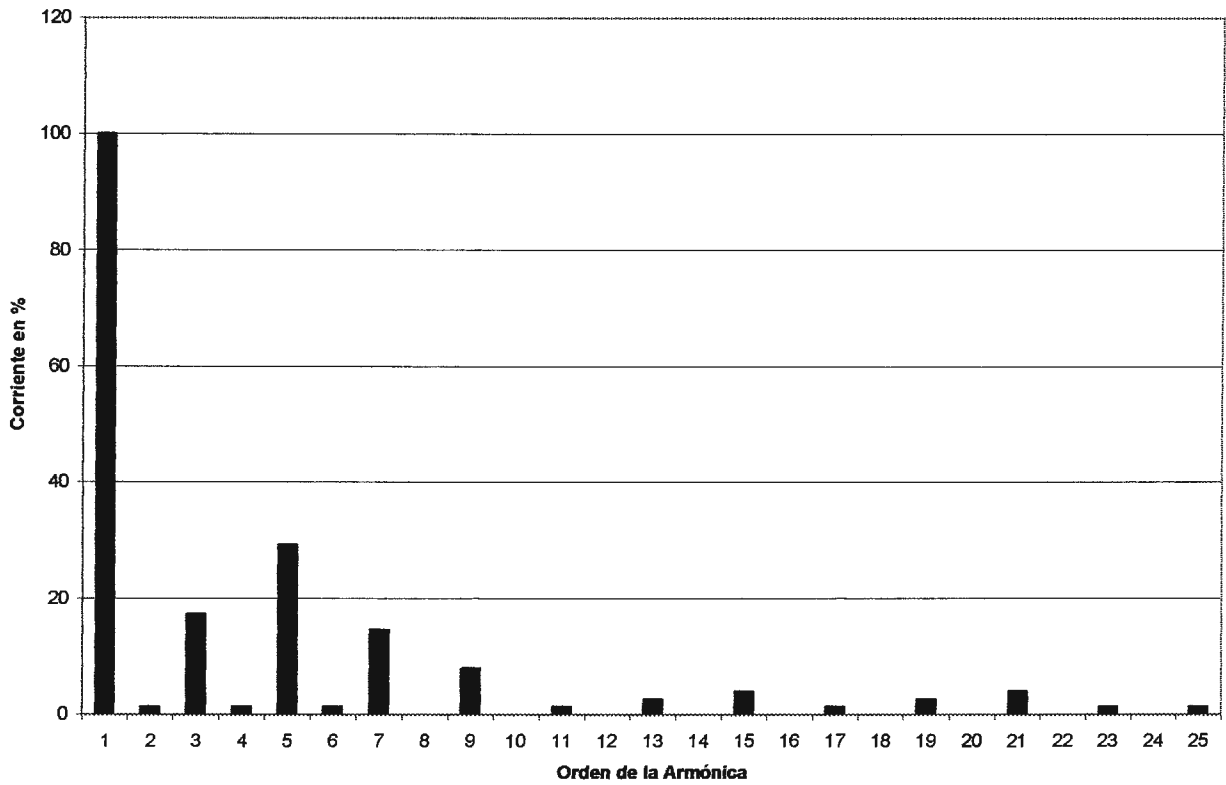


Grafica 3.10

Ahora, veamos el espectro pero ahora expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.
- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

**Espectro de Armónicas (en %)**



**Grafica 3.11**

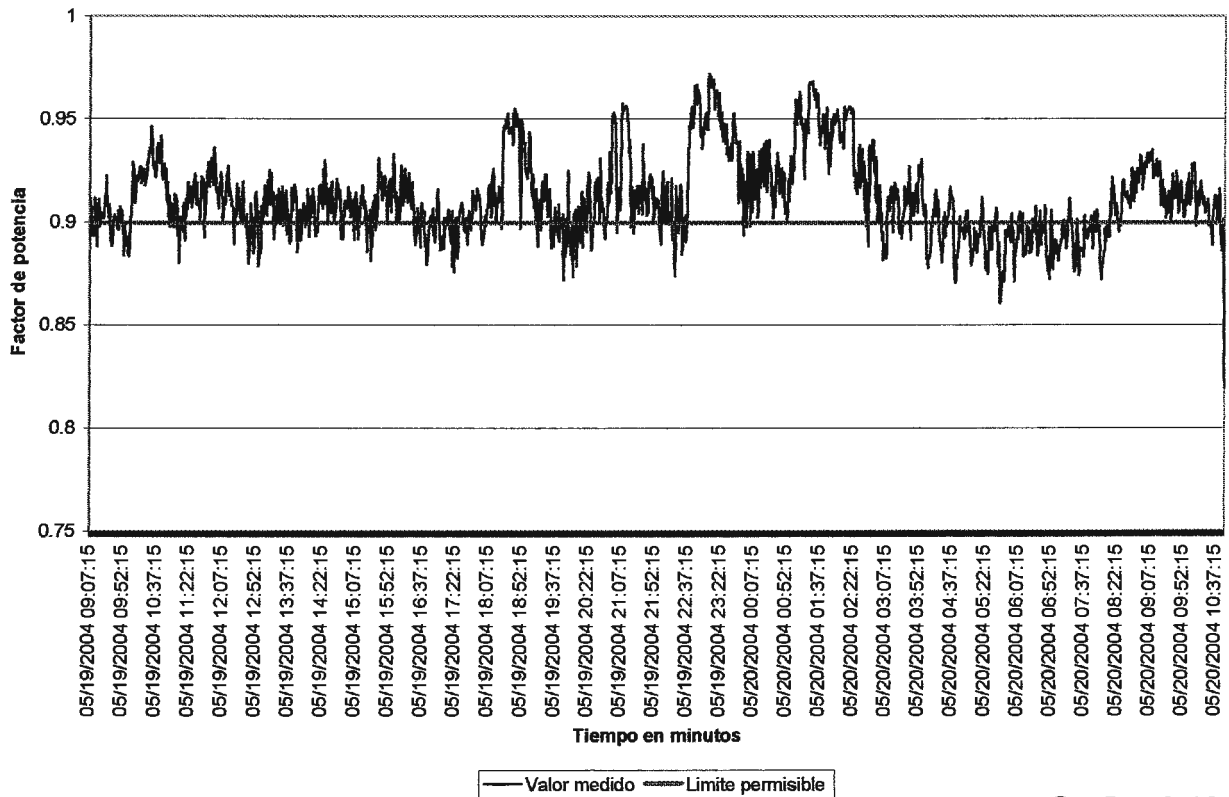
Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
2	1.333
3	17.33
4	1.333
5	29.3
6	1.333
7	14.67
9	8.00
11	1.333
13	2.67
15	4.00
17	1.333
19	2.67
21	4.00
23	1.333
25	1.333

**Tabla 3.14**

El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: “Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>8</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado”. Los métodos de optimización, se enfocaran a las Armónicas de Corriente siguientes: *segunda (1.333%), tercera (17.33%), cuarta (1.333%), quinta (29.3%), sexta (1.333%), séptima (14.67%), novena (8.00%), undécima (1.333%) y decimotercera (2.67%)*.

### 3.5.1.2.2 Factor de Potencia.

Factor de potencia - SEP 02.



Grafica 3.12

<sup>8</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud y daño tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.10 y 3.11).

Parámetro: Factor de Potencia	
Valor Máximo	0.972153
Valor Promedio	0.911975
Valor Mínimo	0.819520
Total de Mediciones	1543

Tabla 3.15

A nivel de comentario, se puede apreciar que existe una mínima cantidad de datos que están por debajo del valor de 0.9, esto implica que por esos valores menor al permitido el Hospital estaría siendo (en éstos momentos) objeto de Penalización por bajo Factor de Potencia en la factura de Energía Eléctrica y para evitar éste tipo de situación se debe contemplar el instalar un Banco de Condensadores acorde a las necesidades de la instalación.

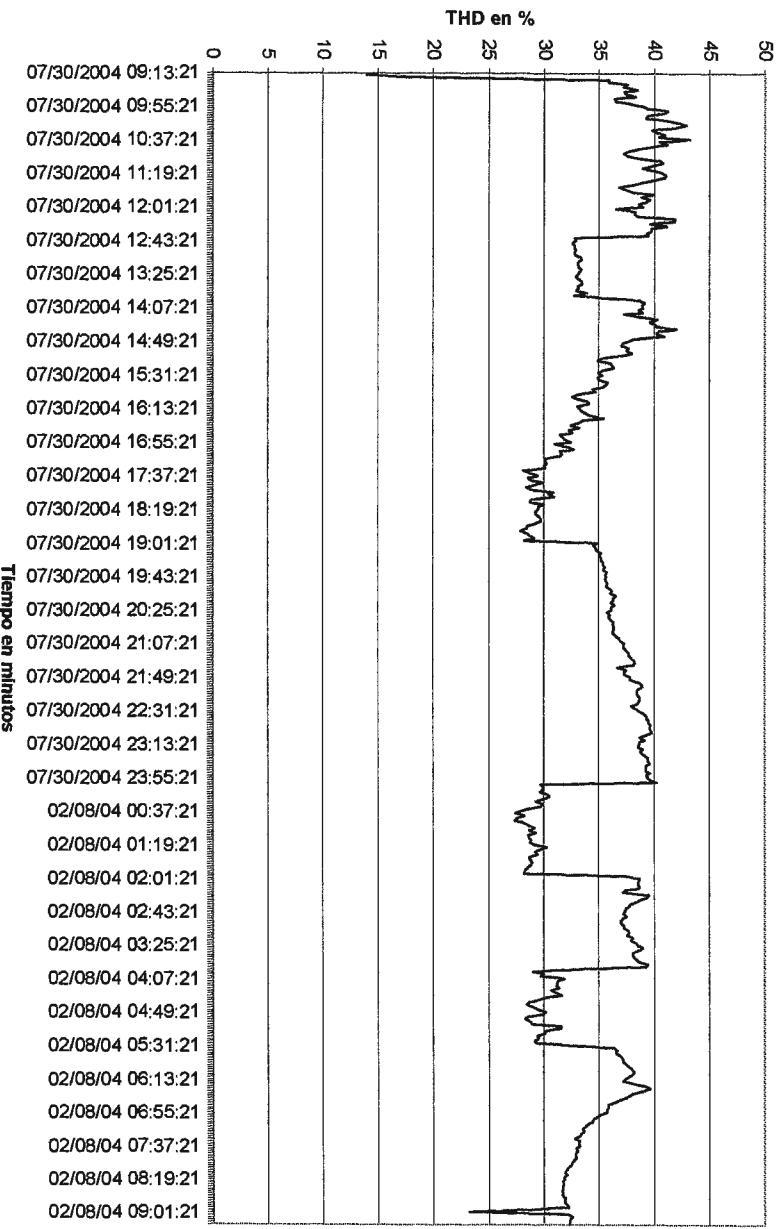
### 3.5.1.3 Subestación 03.

#### 3.5.1.3.1 Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.

*En primer lugar*, se analizarán los factores de Distorsión Armónica Total de Corriente para cada fase de la Subestación 03, si éstos sobrepasan la tolerancia permitida del 20%, *entonces* se analizará la Distorsión Armónica Individual de Corriente, para conocer cual de las componentes individuales está sobrepasando su respectivo límite.

### Fase A.

Distorsión armónica total de corriente - Fase A - Subestación 03.



Gráfica 3.13

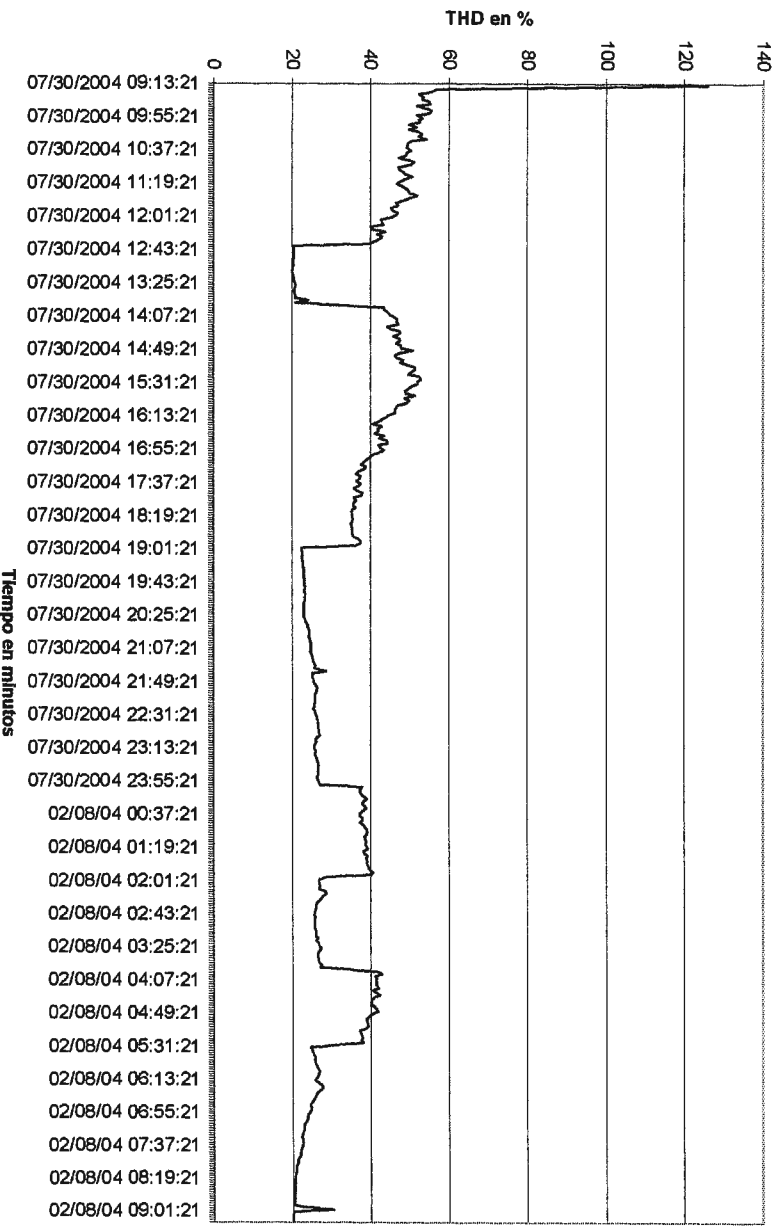
Tiempo en minutos

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	43.209999
Valor promedio	34.915676
Valor mínimo	13.95
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	479
Eventos que superan la norma	99.6 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.16

### Fase B.

Distorsión armónica total de corriente - Fase B - Subestación 03.



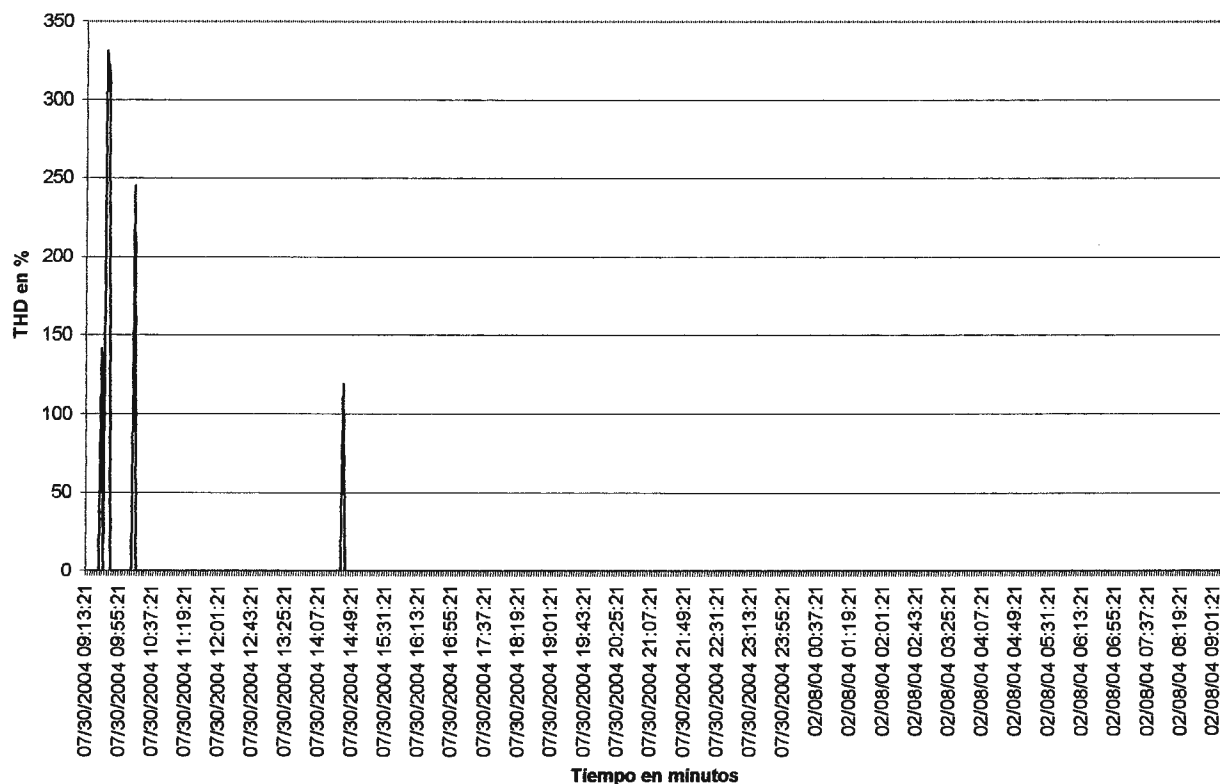
Grafica 3.14

Orden de la Armónica		TODAS
Valor máximo		125.82
Valor promedio		34.116757
Valor mínimo		20.120001
Total de mediciones		481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET		481
Eventos que superan la norma		100 %
Condición		NO O.K.

Tabla 3.17

## Fase C.

### Distorsión armónica total de corriente - Fase C - Subestación 03.



Grafica 3.15

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	331.662479
Valor promedio	2.398135085
Valor mínimo	0
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	5
Eventos que superan la norma	1.040 %
Condición	O.K.

Tabla 3.18

De las tablas 3.16, 3.17 y 3.18 podemos leer de la casilla *Eventos que superan la norma* que para la Fase A hay un 99.6%, para la Fase B hay un 100% y para la Fase C hay un 1.040%. Al comparar éstos porcentajes con los niveles CEM los cuales consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, es decir, que durante el 5% restante es permitido cierto grado de perturbación en la red, observamos que las Fases A y B no se mantienen dentro de

ése 5% que es permitido, por tal razón, se procede a hacer un análisis individual de la distorsión para cada fase, para conocer cual de ellas influye más en la distorsión para que una vez identificada, proponer cual será el método de solución más apropiado.

A continuación se muestra en análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente para la Fase A:

Orden de la Armónica	Valor Máximo de THDI	Valor Promedio de THDI	Valor Mínimo de THDI	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>9</sup>	Eventos que superan la norma <sup>10</sup>	Condición
<b>2</b>	<b>76.3</b>	<b>2.15</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>30</b>	<b>6.24 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>3</b>	<b>42.9</b>	<b>28.0</b>	<b>2.73</b>	<b>16.6</b>	<b>474</b>	<b>98.5 %</b>	<b>NO O.K.</b>
4	42.4	0.55	0	2.5	22	4.57 %	O.K.
<b>5</b>	<b>33.3</b>	<b>20.8</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>444</b>	<b>92.3 %</b>	<b>NO O.K.</b>
6	23.7	0.16	0	1	5	1.040 %	O.K.
<b>7</b>	<b>33.3</b>	<b>5.45</b>	<b>0</b>	<b>8.5</b>	<b>162</b>	<b>33.7 %</b>	<b>NO O.K.</b>
8	11.49	0.06	0	0.8	3	0.62 %	O.K.
9	12.50	0.13	0	2.2	6	1.247 %	O.K.
10	10.17	0.04	0	0.8	3	0.62 %	O.K.
11	10.00	0.08	0	4.3	4	0.83 %	O.K.
12	10.00	0.03	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
13	10.00	0.07	0	3	7	1.455 %	O.K.
14	10.00	0.03	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
15	3.45	0.02	0	0.6	5	1.040 %	O.K.
16	10.00	0.04	0	0.3	4	0.83 %	O.K.
17	10.00	0.07	0	2.7	5	1.040 %	O.K.
18	2.30	0.01	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
19	3.45	0.03	0	1.9	3	0.62 %	O.K.
20	1.695	0.01	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
21	1.695	0.01	0	0.4	2	0.42 %	O.K.
22	2.30	0.01	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
23	1.695	0.01	0	1.6	1	0.21 %	O.K.
24	10.00	0.02	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
25	1.695	0.01	0	1.6	1	0.21 %	O.K.

Tabla 3.19

En resumen, de la tabla se concluye de que, existen problemas en las siguientes Armónicas: *segunda, tercera, quinta y séptima*.

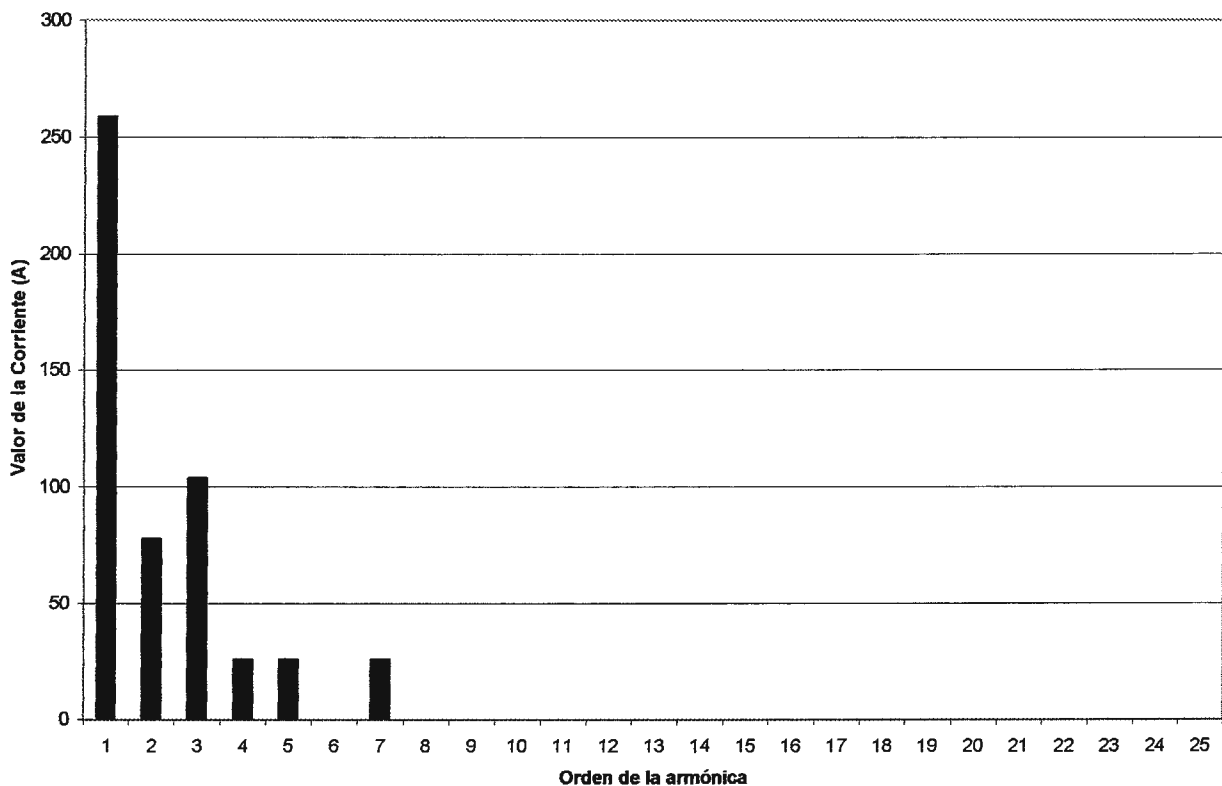
<sup>9</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la Armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

<sup>10</sup> Éste porcentaje es obtenido ante una muestra de 481 mediciones.

Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fueran de norma, haremos otra muestra que contenga solo a éstas, con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente:

Espectro de Armónicas (en A)

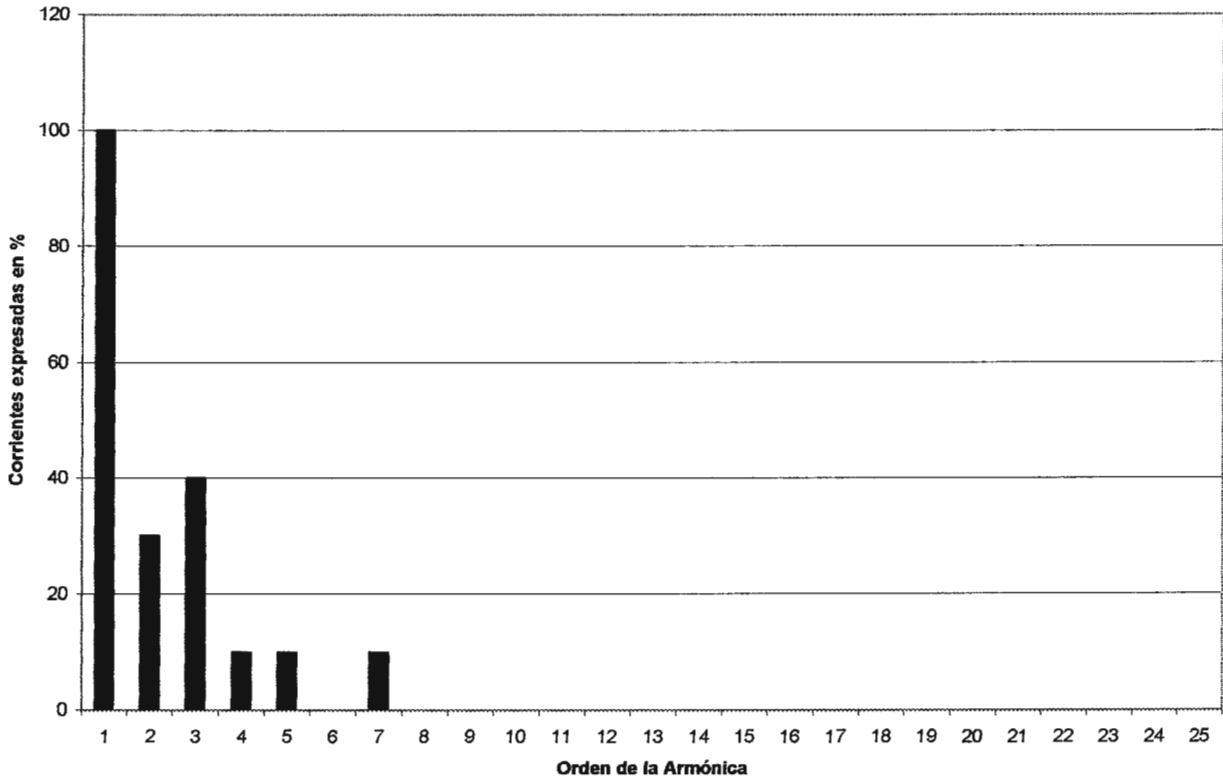


Grafica 3.16

Ahora, veamos el espectro pero ahora expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.
- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

**Espectro de Armónicas (en %)**



**Grafica 3.17**

Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
2	30.0
3	40.0
4	10.00
5	10.00
7	10.00

**Tabla 3.20**

El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: “Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>11</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado”. Los métodos de optimización, se enfocaran a las Armónicas de Corriente siguientes: *segunda (30.0%), tercera (40.0%), cuarta (10.00%), quinta (10.00%) y séptima (10.00%)*.

<sup>11</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud y daño tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.16 y 3.17).

A continuación se muestra en análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente para la Fase B:

Orden de la Armónica	Valor Máximo de THDI	Valor Promedio de THDI	Valor Mínimo de THDI	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>12</sup>	Eventos que superan la norma <sup>13</sup>	Condición
2	78.6	0.75	0	10	10	2.08 %	O.K.
<b>3</b>	<b>50.0</b>	<b>26.8</b>	<b>1.031</b>	<b>16.6</b>	<b>475</b>	<b>98.8 %</b>	<b>NO O.K.</b>
4	42.8	0.26	0	2.5	5	1.040 %	O.K.
<b>5</b>	<b>36.0</b>	<b>11.02</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>318</b>	<b>66.1 %</b>	<b>NO O.K.</b>
6	26.7	0.15	0	1	5	1.040 %	O.K.
<b>7</b>	<b>16.67</b>	<b>6.02</b>	<b>0</b>	<b>8.5</b>	<b>184</b>	<b>38.2 %</b>	<b>NO O.K.</b>
8	13.33	0.07	0	0.8	3	0.62 %	O.K.
9	10.00	0.06	0	2.2	3	0.62 %	O.K.
10	10.00	0.04	0	0.8	3	0.62 %	O.K.
11	10.00	0.08	0	4.3	3	0.62 %	O.K.
12	10.00	0.04	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
13	10.00	0.07	0	3	7	1.455 %	O.K.
14	10.00	0.03	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
15	10.00	0.04	0	0.6	7	1.455 %	O.K.
16	10.00	0.04	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
17	10.00	0.08	0	2.7	6	1.247 %	O.K.
18	5.33	0.02	0	0.3	3	0.62 %	O.K.
19	5.33	0.03	0	1.9	1	0.21 %	O.K.
20	1.786	0.01	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
21	1.786	0.01	0	0.4	2	0.42 %	O.K.
22	4.00	0.01	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
23	1.887	0.02	0	1.6	4	0.83 %	O.K.
24	2.67	0.01	0	0.3	2	0.42 %	O.K.
25	1.786	0.01	0	1.6	1	0.21 %	O.K.

Tabla 3.21

En resumen, de la tabla se concluye de que, existen problemas en las siguientes Armónicas: *tercera, quinta y séptima*.

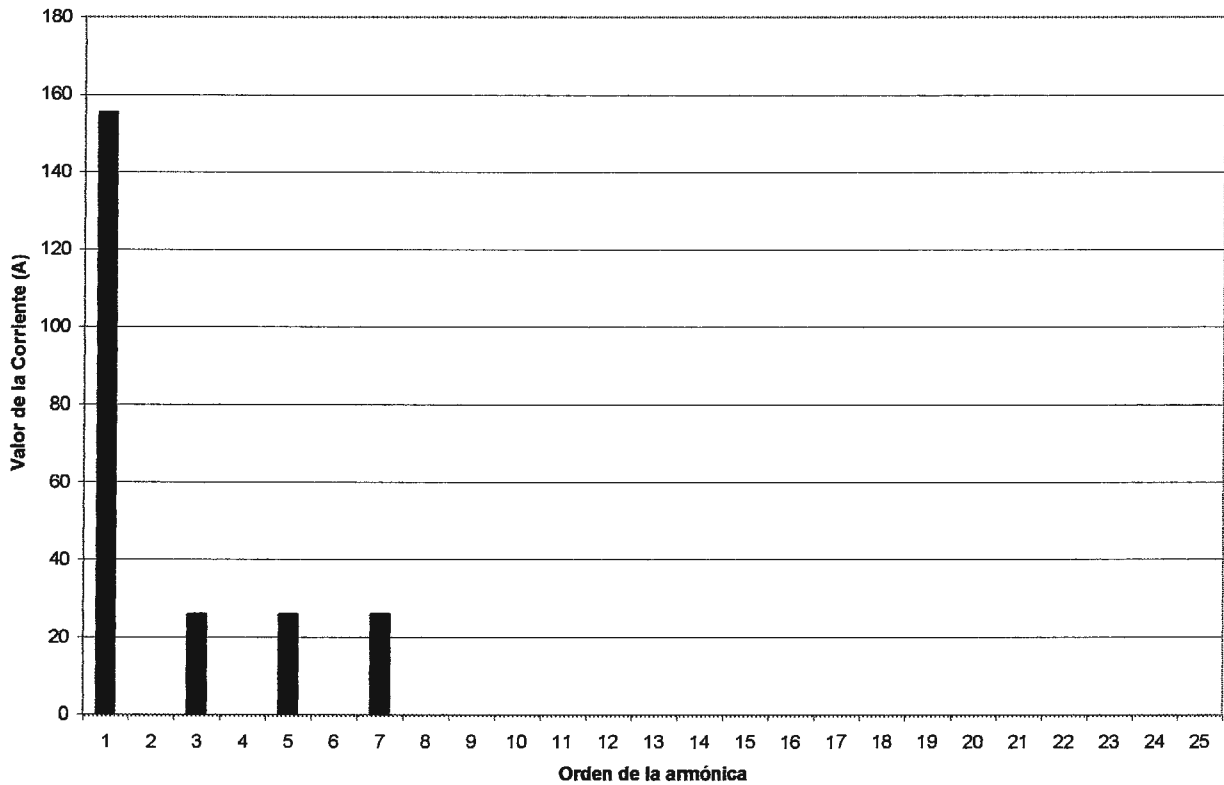
Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fueran de norma, haremos otra muestra que contenga solo a éstas, con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

<sup>12</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la Armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

<sup>13</sup> Este porcentaje es obtenido ante una muestra de 481 mediciones.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente:

Espectro de Armónicas (en A)

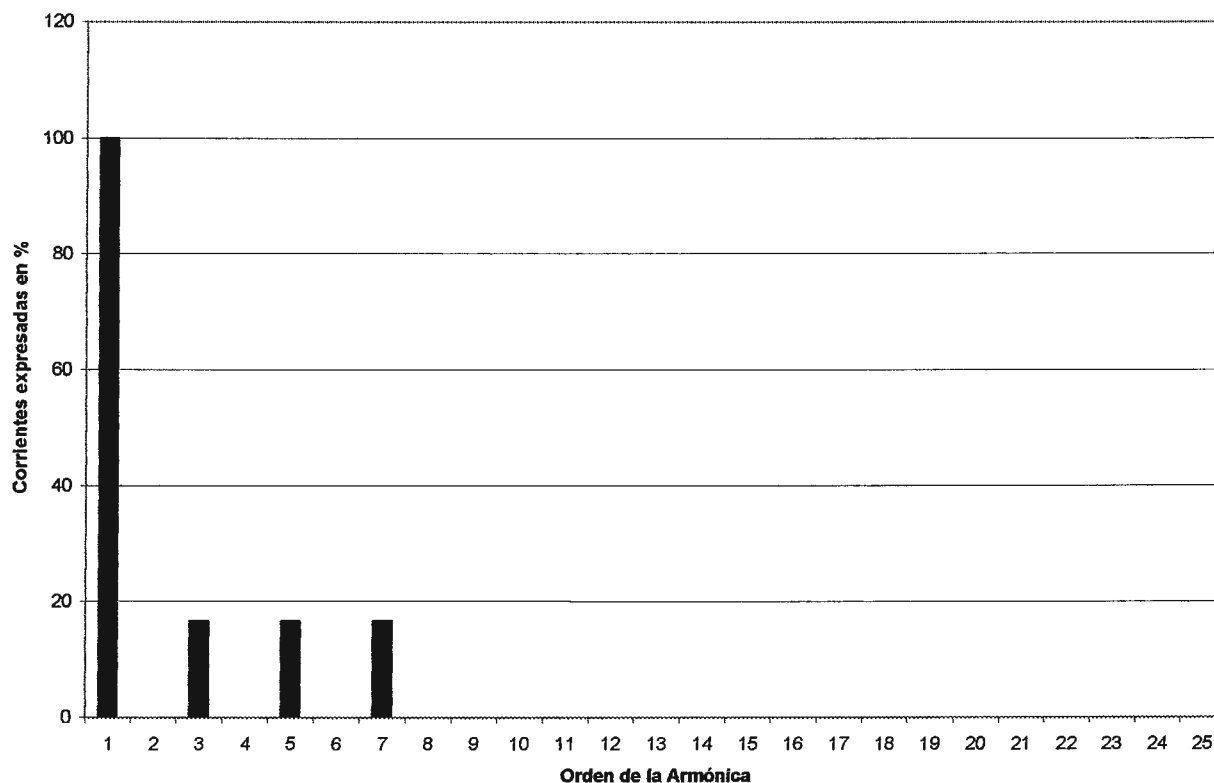


Grafica 3.18

Ahora, veamos el espectro pero ahora expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.
- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

Espectro de Armónicas (en %)



Grafica 3.19

Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
3	16.67
5	16.67
7	16.67

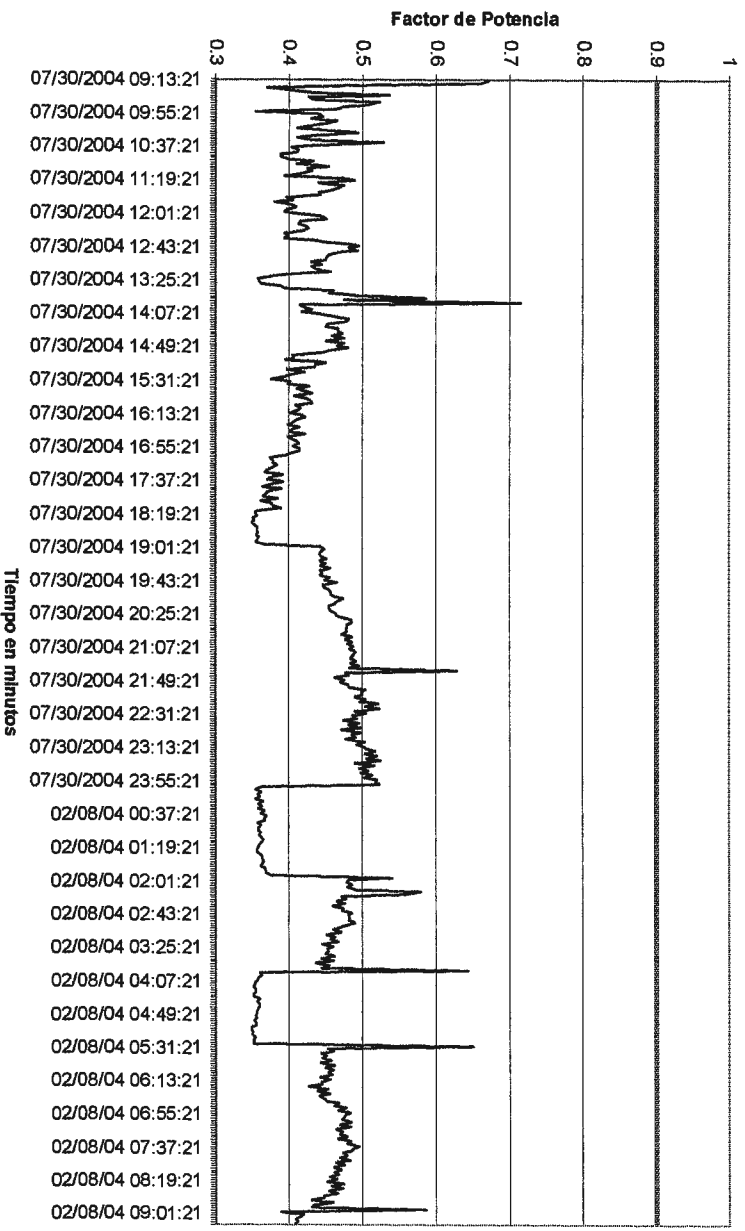
Tabla 3.22

El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: “Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>14</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado”. Los métodos de optimización, se enfocaran a las Armónicas de Corriente siguientes: *tercera (16.67%)*, *quinta (16.67%)* y *séptima (16.67%)*.

<sup>14</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud y daño tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.18 y 3.19).

### 3.5.1.3.2 Factor de Potencia.

Factor de Potencia - SEP 03.



Grafica 3.20

Parámetro: Factor de Potencia	
Valor Máximo	0.714966
Valor Promedio	0.437713594
Valor Mínimo	0.349172
Total de Mediciones	481

Tabla 3.23

A nivel de comentario, se puede apreciar que durante el periodo de medición no existe ningún valor que iguale o sobrepase el valor de 0.9, el valor máximo

corresponde a 0.71, esto implica que por esos valores el Hospital estaría siendo (en éstos momentos) objeto de Penalización por bajo Factor de Potencia en la factura de Energía Eléctrica y para evitar éste tipo de situación se debe contemplar el instalar un Banco de Condensadores acorde a las necesidades de la instalación.

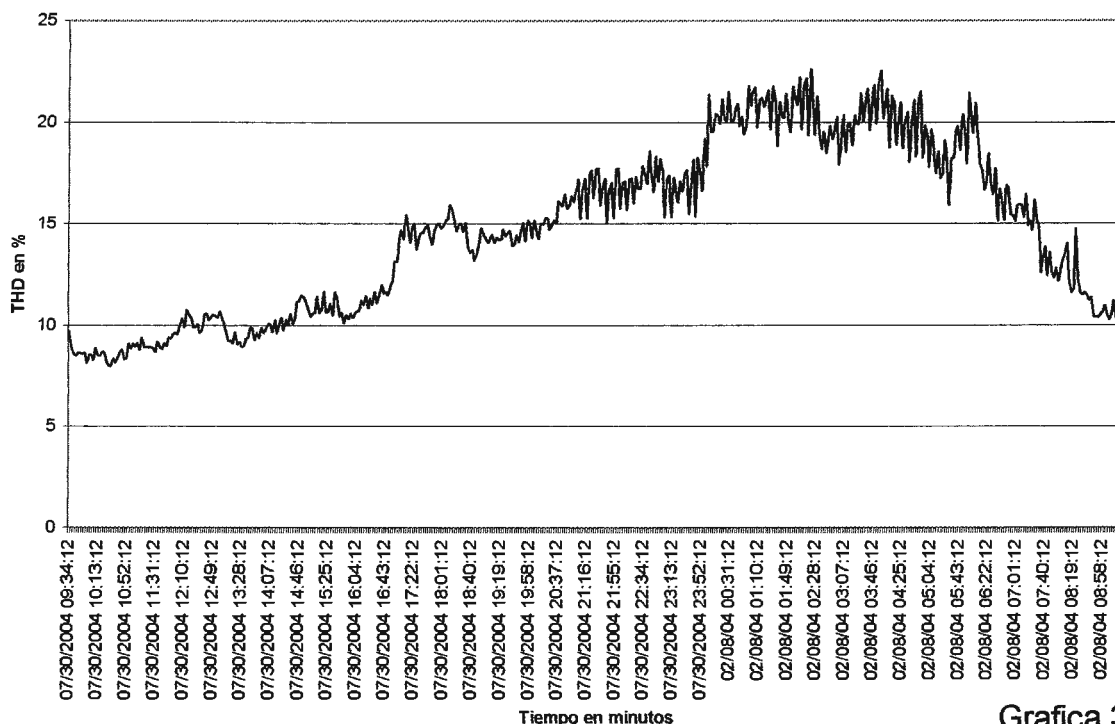
### 3.5.1.4 Subestación 04.

#### 3.5.1.4.1 Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.

En primer lugar, se analizarán los factores de Distorsión Armónica Total de Corriente para cada fase de la Subestación 04, si éstos sobrepasan la tolerancia permitida del 20%, entonces se analizará la Distorsión Armónica Individual de Corriente, para conocer cual de las componentes individuales está sobrepasando su respectivo límite.

#### Fase A.

Distorsión armónica total de corriente - Fase A - Subestación 04.



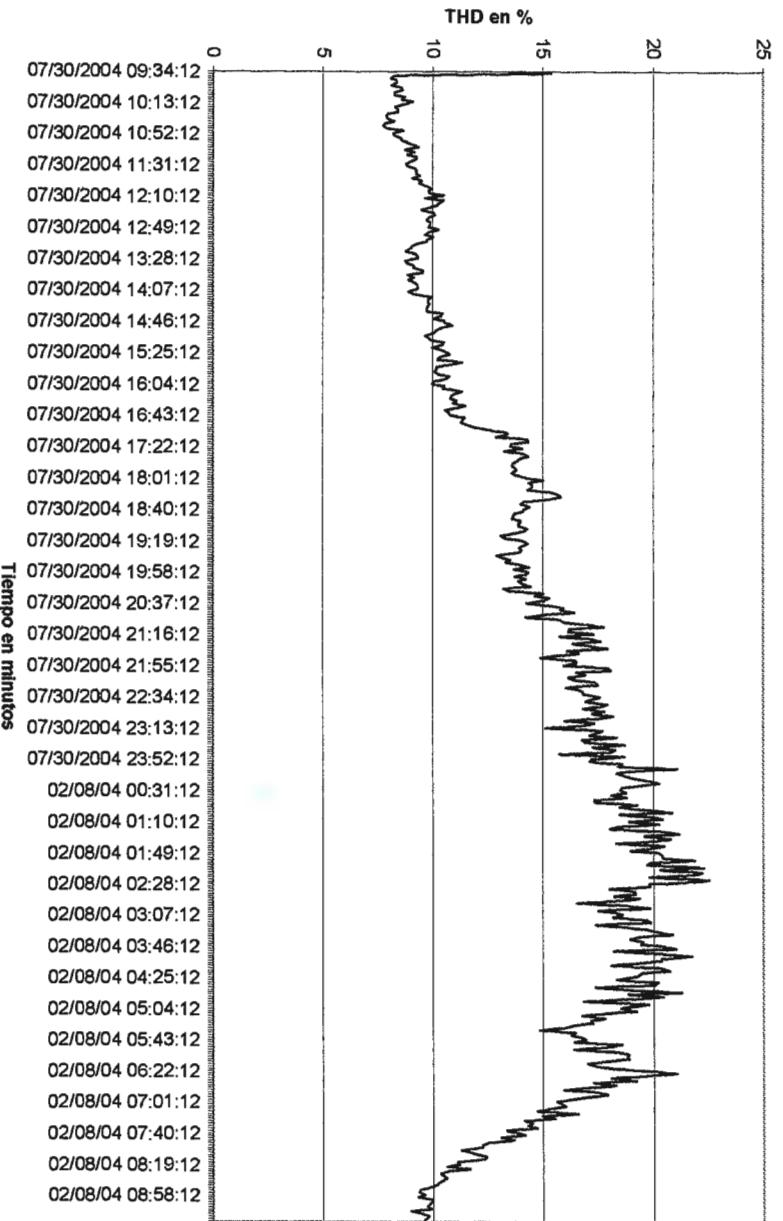
Grafica 3.21

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	22.610001
Valor promedio	15.483118
Valor mínimo	7.96
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	65
Eventos que superan la norma	13.51 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.24

Fase B.

Distorsión armónica total de corriente - Fase B - Subestación 04.



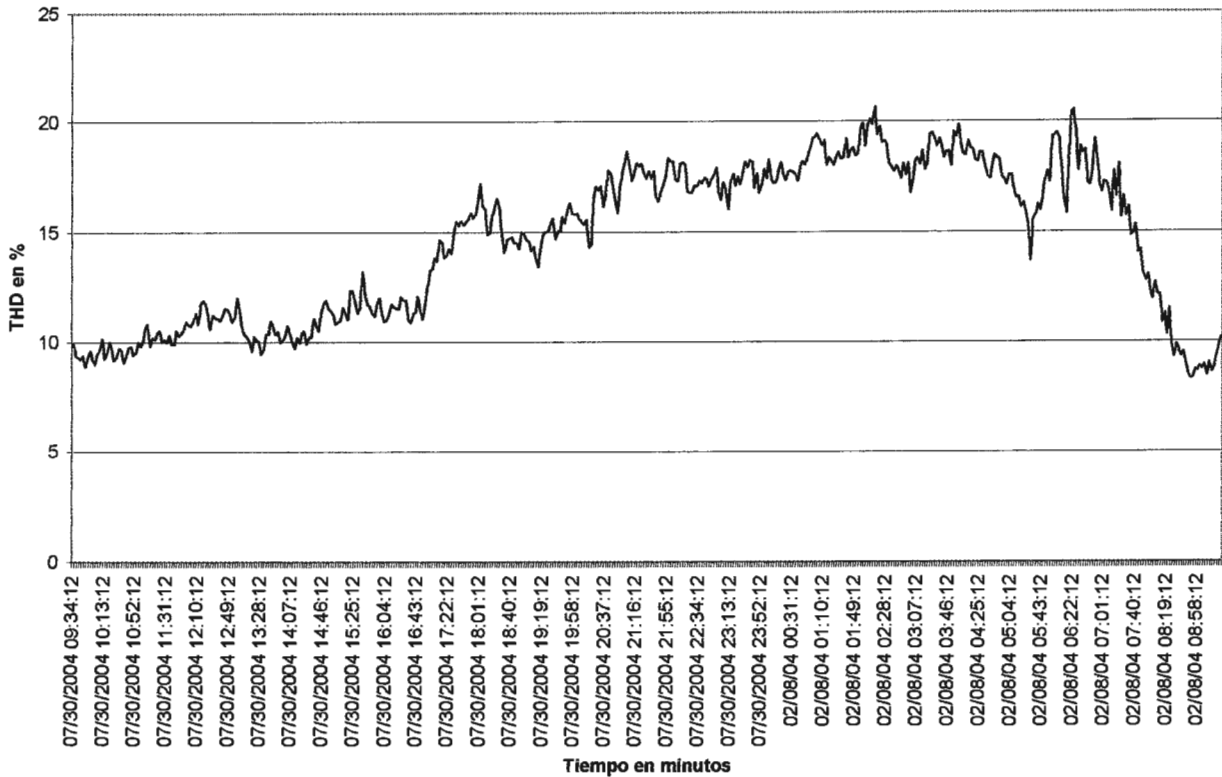
Grafica 3.22

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	22.530001
Valor promedio	15.177048
Valor mínimo	7.75
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	35
Eventos que superan la norma	7.28 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.25

## Fase C.

### Distorsión armónica total de corriente - Fase C - Subestación 04.



Grafica 3.23

Orden de la Armónica	TODAS
Valor máximo	20.67
Valor promedio	15.424449
Valor mínimo	8.33
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 20 % permitido por SIGET	4
Eventos que superan la norma	0.83 %
Condición	O.K.

Tabla 3.26

De las tablas 3.24, 3.25 y 3.26 podemos leer de la casilla *Eventos que superan la norma* que para la Fase A hay un 13.51%, para la Fase B hay un 7.28% y para la Fase C hay un 0.83%. Al comparar éstos porcentajes con los niveles CEM los cuales consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, es decir, que durante el 5% restante es permitido cierto grado de perturbación en la red, observamos que la Fase C se mantiene dentro de ése 5% que es permitido, sólo

la Fase A y la Fase B lo sobrepasan, por tal razón, se procede a hacer un análisis individual de la distorsión para dichas fases, para conocer cual de ellas influye más en la distorsión para que una vez identificada, proponer cual será el método de solución más apropiado.

A continuación se muestra en análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente para la Fase A:

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>15</sup>	Eventos que superan la norma <sup>16</sup>	Condición
2	50.0	1.598	0.25	10	7	1.455 %	O.K.
3	50.0	5.97	3.04	16.6	1	0.21 %	O.K.
4	8.67	0.52	0	2.5	8	1.663 %	O.K.
<b>5</b>	<b>22.0</b>	<b>10.07</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>141</b>	<b>29.3 %</b>	<b>NO O.K.</b>
6	6.94	0.41	0	1	20	4.16 %	O.K.
7	4.62	0.98	0	8.5	0	0 %	O.K.
8	6.36	0.28	0	0.8	17	3.53 %	O.K.
9	2.89	0.55	0	2.2	4	0.83 %	O.K.
10	3.47	0.21	0	0.8	9	1.871 %	O.K.
11	2.89	0.57	0	4.3	0	0 %	O.K.
<b>12</b>	<b>2.89</b>	<b>0.12</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>34</b>	<b>7.07 %</b>	<b>NO O.K.</b>
13	50.0	0.61	0.16	3	2	0.42 %	O.K.
<b>14</b>	<b>2.31</b>	<b>0.10</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>38</b>	<b>7.90 %</b>	<b>NO O.K.</b>
15	2.89	0.32	0	0.6	24	4.99 %	O.K.
<b>16</b>	<b>2.31</b>	<b>0.08</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>32</b>	<b>6.65 %</b>	<b>NO O.K.</b>
17	1.734	0.26	0	2.7	0	0 %	O.K.
18	2.31	0.07	0	0.3	24	4.99 %	O.K.
19	1.734	0.30	0	1.9	0	0 %	O.K.
20	2.31	0.05	0	0.3	17	3.53 %	O.K.
<b>21</b>	<b>1.734</b>	<b>0.22</b>	<b>0</b>	<b>0.4</b>	<b>115</b>	<b>23.9 %</b>	<b>NO O.K.</b>
22	1.734	0.04	0	0.3	18	3.74 %	O.K.
23	1.734	0.09	0	1.6	1	0.21 %	O.K.
24	1.734	0.04	0	0.3	14	2.91 %	O.K.
25	1.734	0.07	0	1.6	1	0.21 %	O.K.

Tabla 3.27

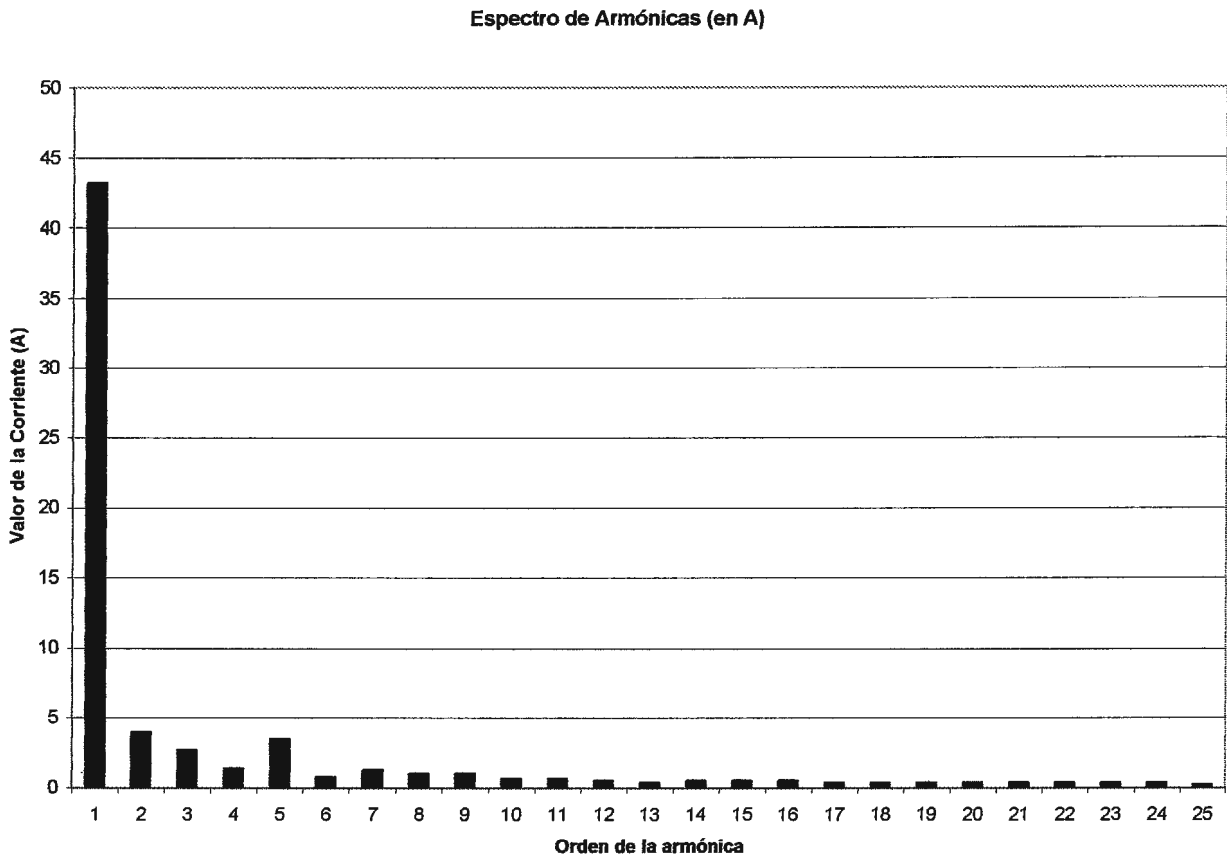
En resumen, de la tabla 3.27 se concluye de que, existen problemas en las siguientes Armónicas: 5ta, 12da, 14ta, 16ta y 21ra.

<sup>15</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la Armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

<sup>16</sup> Éste porcentaje es obtenido ante una muestra de 481 mediciones.

Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fueran de norma, haremos otra muestra que contenga solo a éstas, con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente:

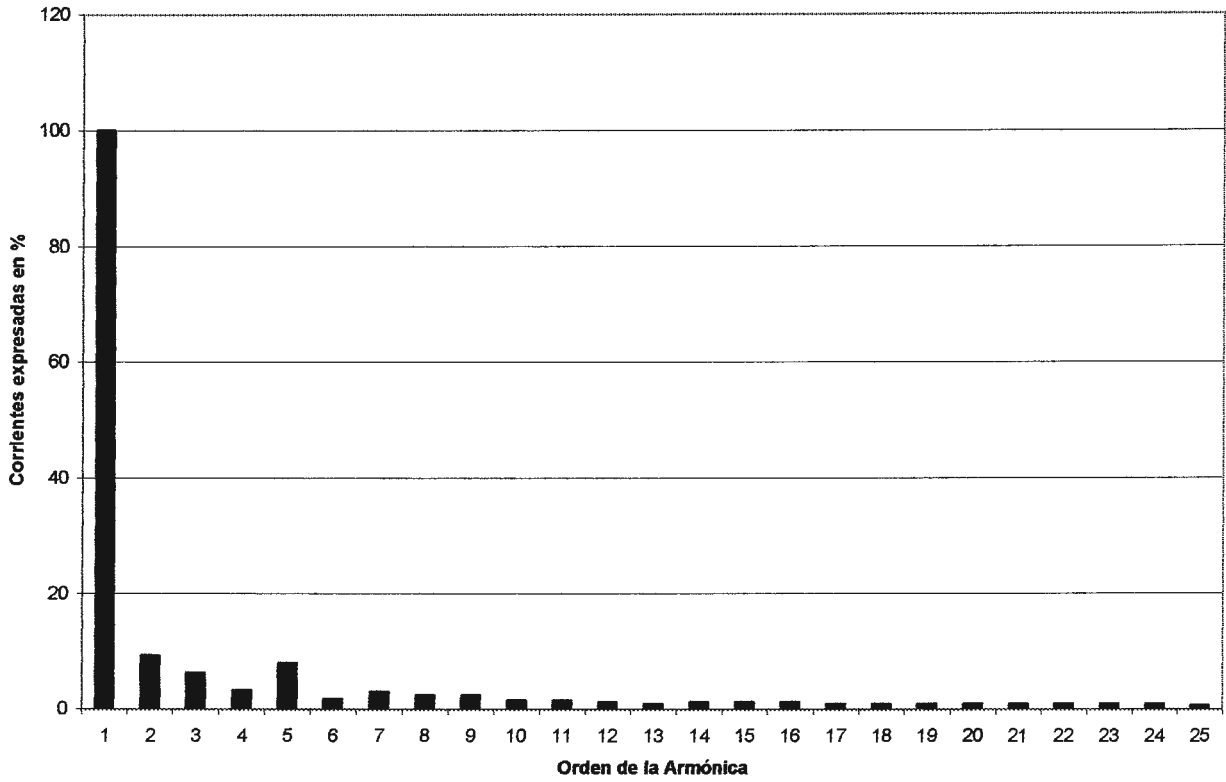


Grafica 3.24

Ahora, veamos el espectro pero ahora expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.
- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

**Espectro de Armónicas (en %)**



**Grafica 3.25**

Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
2	8.98
3	6.09
4	3.18
5	7.83
6	1.739
7	2.90
8	2.32
9	2.32
10	1.449
11	1.449
12	1.159
13	0.87
14	1.159
15	1.159
16	1.159
17 a 24	0.87
25	0.58

**Tabla 3.28**

El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: "Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>17</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado". Los métodos de optimización, se enfocaran a las Armónicas desde la 2da hasta la 13ra, esto es en función de los porcentajes que se observan en la Tabla 3.28.

A continuación se muestra en análisis individual de Distorsión Armónica de Corriente para la Fase B:

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Tolerancia Permitida (%)	Número de mediciones que superan la norma <sup>18</sup>	Eventos que superan la norma <sup>19</sup>	Condición
2	29.2	1.801	0	10	10	2.08 %	O.K.
3	17.73	5.33	0	16.6	1	0.21 %	O.K.
4	9.94	0.67	0	2.5	12	2.49 %	O.K.
<b>5</b>	<b>21.4</b>	<b>10.50</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>161</b>	<b>33.5 %</b>	<b>NO O.K.</b>
<b>6</b>	<b>6.39</b>	<b>0.44</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>32</b>	<b>6.65 %</b>	<b>NO O.K.</b>
7	4.68	1.227	0	8.5	0	0 %	O.K.
<b>8</b>	<b>4.80</b>	<b>0.31</b>	<b>0</b>	<b>0.8</b>	<b>26</b>	<b>5.40 %</b>	<b>NO O.K.</b>
9	3.98	0.78	0	2.2	7	1.455 %	O.K.
10	3.74	0.27	0	0.8	15	3.12 %	O.K.
11	2.57	0.79	0	4.3	0	0 %	O.K.
<b>12</b>	<b>3.16</b>	<b>0.21</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>42</b>	<b>8.73 %</b>	<b>NO O.K.</b>
13	2.34	0.53	0	3	0	0 %	O.K.
<b>14</b>	<b>2.92</b>	<b>0.17</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>48</b>	<b>9.98 %</b>	<b>NO O.K.</b>
15	2.34	0.28	0	0.6	18	3.74 %	O.K.
<b>16</b>	<b>2.46</b>	<b>0.15</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>42</b>	<b>8.73 %</b>	<b>NO O.K.</b>
17	2.22	0.23	0	2.7	0	0 %	O.K.
<b>18</b>	<b>2.34</b>	<b>0.13</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>30</b>	<b>6.24 %</b>	<b>NO O.K.</b>
19	2.22	0.21	0	1.9	1	0.21 %	O.K.
<b>20</b>	<b>2.10</b>	<b>0.12</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>27</b>	<b>5.61 %</b>	<b>NO O.K.</b>
21	1.871	0.19	0	0.4	19	3.95 %	O.K.
<b>22</b>	<b>1.988</b>	<b>0.12</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>25</b>	<b>5.20 %</b>	<b>NO O.K.</b>
23	1.754	0.15	0	1.6	2	0.42 %	O.K.
<b>24</b>	<b>1.871</b>	<b>0.11</b>	<b>0</b>	<b>0.3</b>	<b>22</b>	<b>5.47 %</b>	<b>NO O.K.</b>
25	1.871	0.14	0	1.6	1	0.21 %	O.K.

Tabla 3.29

<sup>17</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud y daño tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.24 y 3.25).

<sup>18</sup> Se hace referencia a la tolerancia permitida para cada orden de la armónica (ver tabla 14.6, Capítulo I).

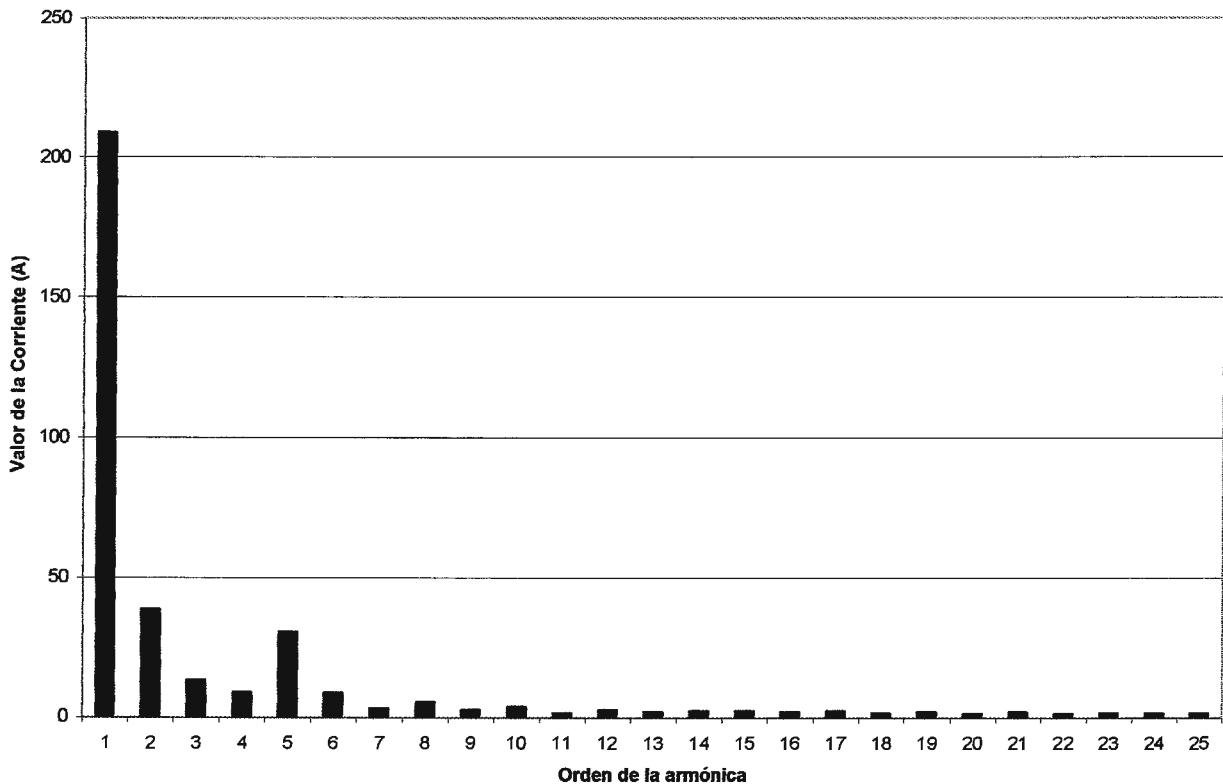
<sup>19</sup> Éste porcentaje es obtenido ante una muestra de 481 mediciones.

En resumen, de la Tabla 3.29 se concluye que, existen problemas en las siguientes Armónicas: 5ta, 6ta, 8va, 12da, 14ta, 16ta, 18va, 20ma, 22da y 24ta.

Ahora, que ya conocemos cuales son las Armónicas de Corriente que están fueran de norma, haremos otra muestra que contenga solo a éstas, con el objetivo de conocer cuales son las que contribuyen con una mayor distorsión para que una vez identificadas, las propuestas de mejora irán enfocadas a ellas.

Veamos el siguiente grafico, que representa el Espectro de Armónicas, expresado en términos del valor de la Corriente:

Espectro de Armónicas (en A)



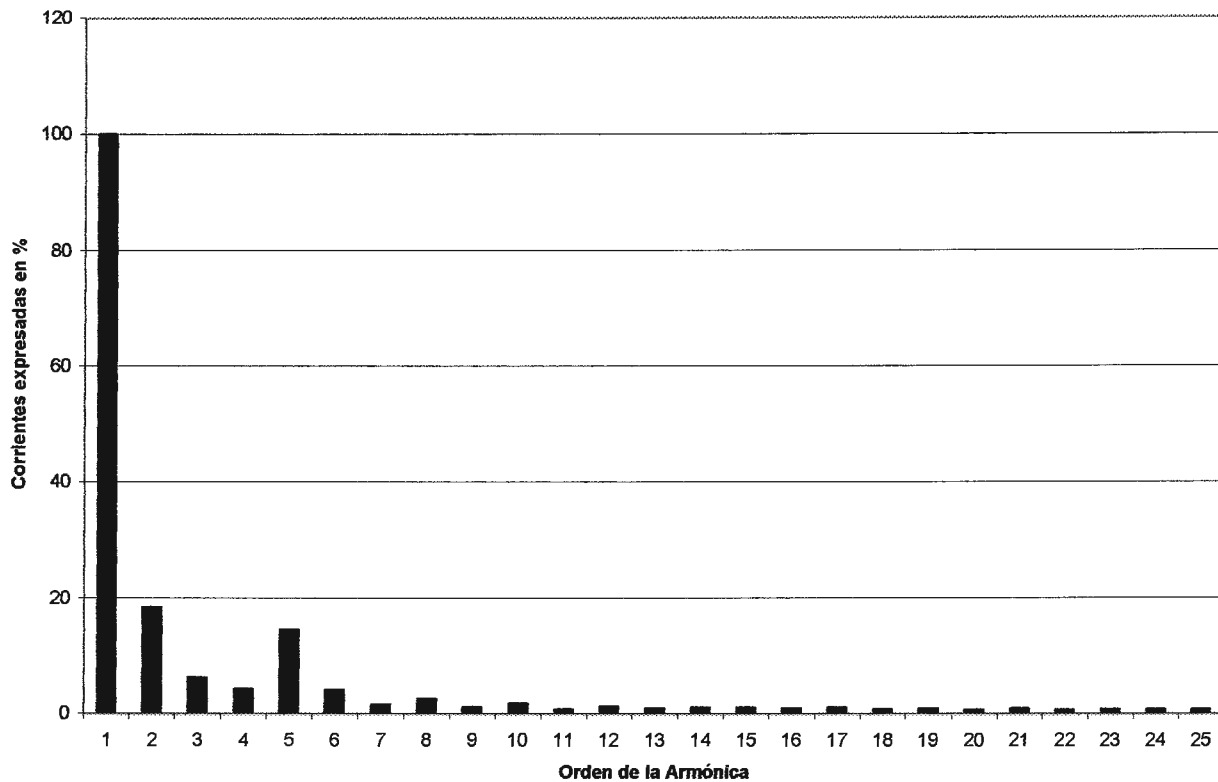
Grafica 3.26

Ahora, veamos el espectro pero ahora expresado en términos de porcentaje, con dos objetivos:

- Conocer como contribuye cada orden de Armónica a la fundamental.

- En función del orden de la Armónica, decir cuales son las posibles causas de su presencia.

**Espectro de Armónicas (en %)**



**Grafica 3.27**

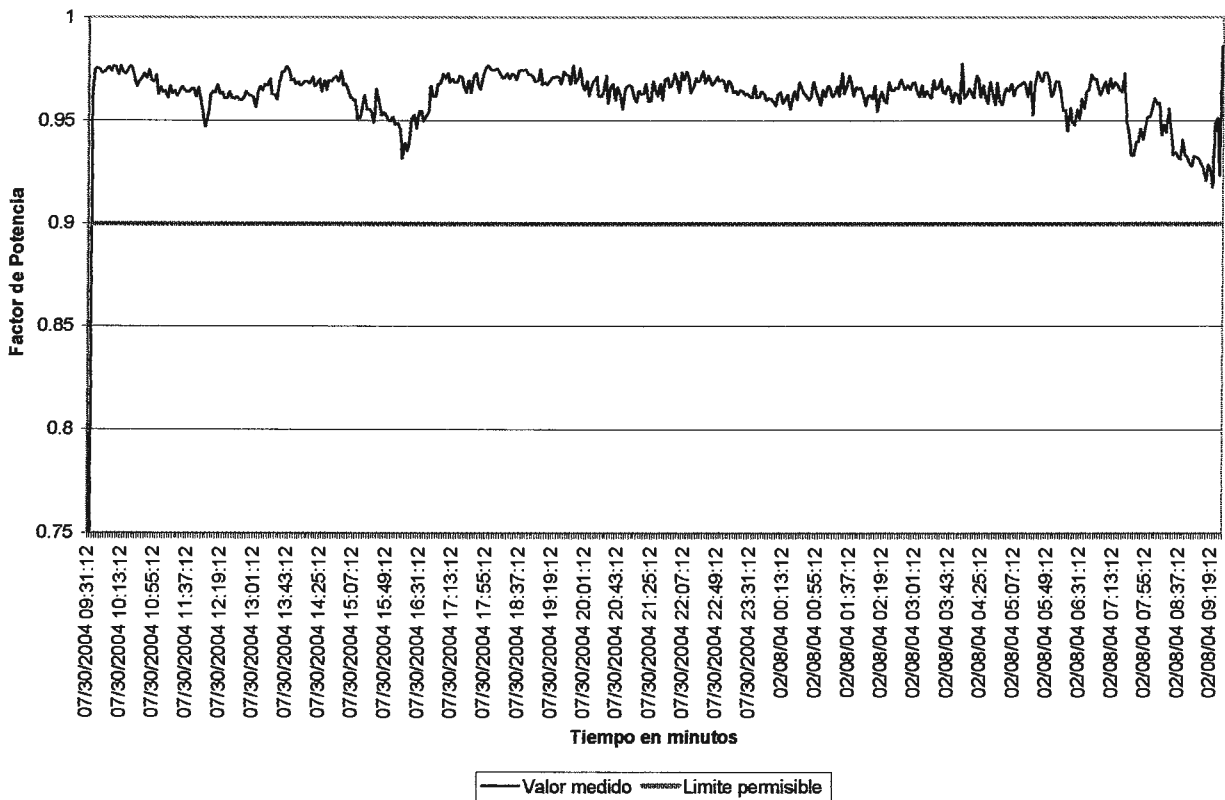
Orden de la Armónica	Contribución a la fundamental en %
2	18.41
3	6.31
4	4.28
5	14.57
6	4.15
7	1.550
8	2.60
9	1.178
10	1.798
11	0.74
12	1.302
13	0.93
14	1.054
15	1.054
16	0.93
17	1.054
18	0.74
19	0.93
20	0.62
21	0.87
22	0.62
23	0.74
24	0.68
25	0.74

**Tabla 3.30**

El criterio a utilizar, para enfocar los métodos de optimización es: "Todo orden de Armónica menor o igual a la 13ra<sup>20</sup>, será objeto de estudio para su reducción en base a equipo corrector existente en el mercado". Los métodos de optimización, se enfocaran a las Armónicas desde la 2da hasta la 13ra, esto es en función de los porcentajes que se observan en la Tabla 3.30.

### 3.5.1.4.2 Factor de Potencia.

Factor de Potencia - SEP 04.



Grafica 3.28

<sup>20</sup> Se analiza hasta ese orden de Armónica, debido a que cuanto mayor es el orden de la misma, su amplitud y daño tienden a disminuir (como se muestra en la grafica 3.26 y 3.27).

Parámetro: Factor de Potencia	
Valor Máximo	0.986307667
Valor Promedio	0.962282451
Valor Mínimo	0.497813
Total de Mediciones	481

Tabla 3.31

A nivel de comentario, se puede apreciar que en el inicio del periodo de medición se da el valor mínimo de Factor de Potencia, durante el resto de la medición los valores sobrepasan el valor que es permitido de 0.9, por lo que podemos asegurar que, en ésta Subestación no existen problemas del Factor de Potencia.

### 3.5.2 Parámetros de la Distribuidora.

#### 3.5.2.1 Indicadores de Calidad del Servicio Prestado.

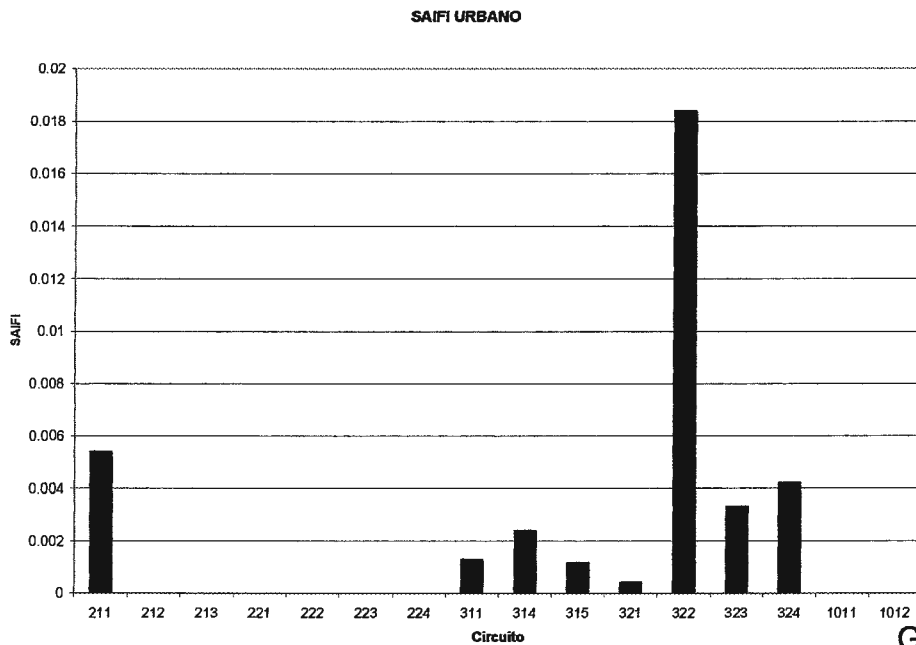
##### 3.5.2.1.1 Indicadores Globales.

En éste apartado se presentan los siguientes indicadores: *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)*, *Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI)*, *Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK)* y *Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK)*. De los cuales se muestra el valor correspondiente de cada uno para el circuito aledaño al Hospital y finalmente se obtendrá el valor global de cada indicador. Se tendrá presente cuales son los límites permitidos para los indicadores antes mencionados en virtud de la etapa de implementación en la cual nos encontramos (etapa transitoria):

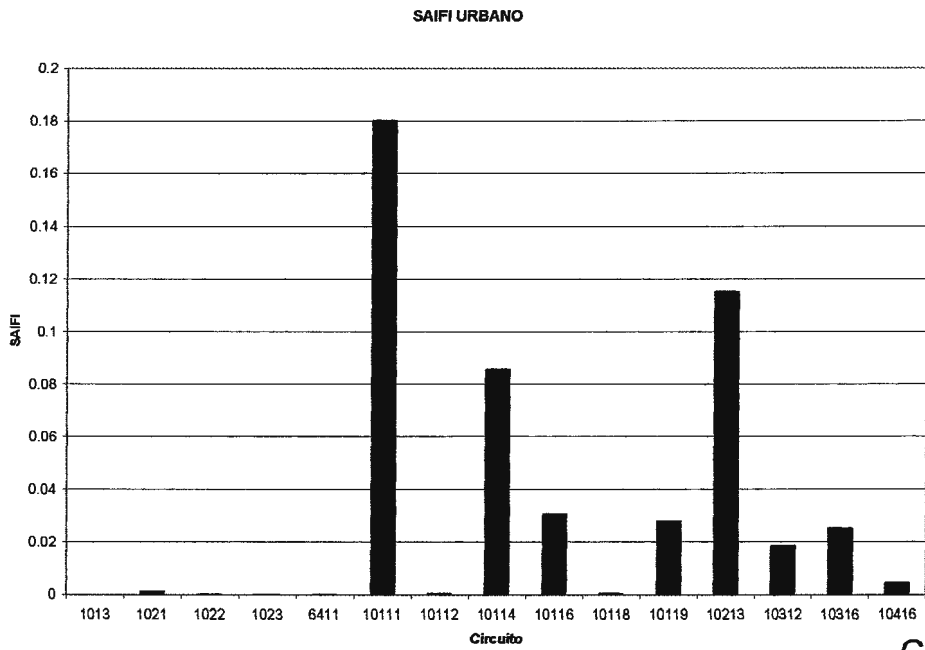
Indicador	Unidad	FECHAS DE IMPLEMENTACION	
		Etapa Transitoria	Etapa de Régimen
FMIK	Global Int. / año / KVA	3	2.5
TTIK	Global horas/año/KVA	10	8
SAIFI	Global Int. / año	10	9
SAIDI	Global horas / año	20	15

Tabla 3.32

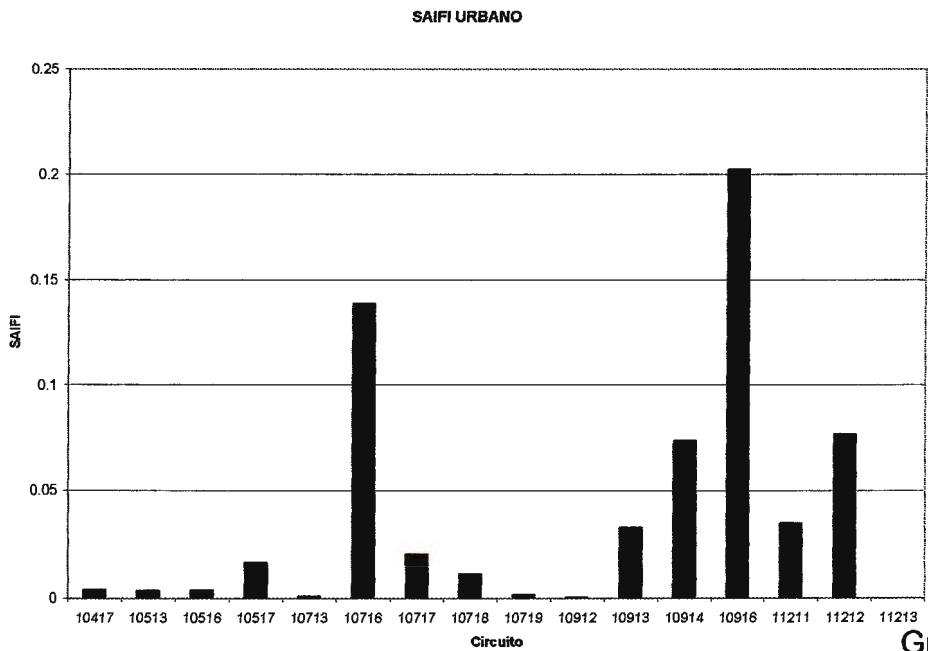
Para cada uno de ellos, se elaboran cuatro graficas para que se pueda observar de una mejor manera el valor del indicador así como también su respectivo circuito. A continuación se muestran las graficas correspondientes al Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI):



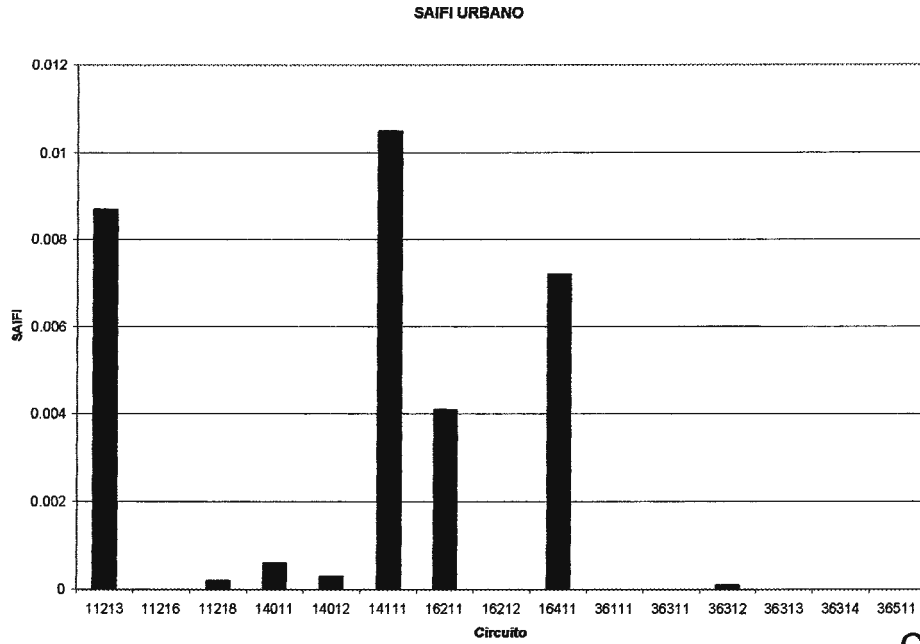
Gráfica 3.29



Gráfica 3.30

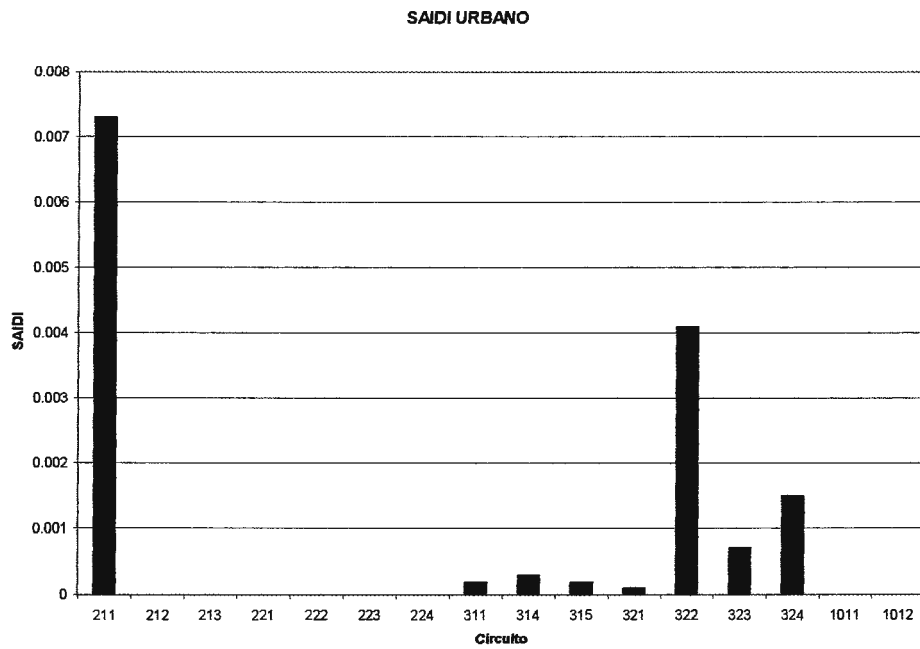


Gráfica 3.31

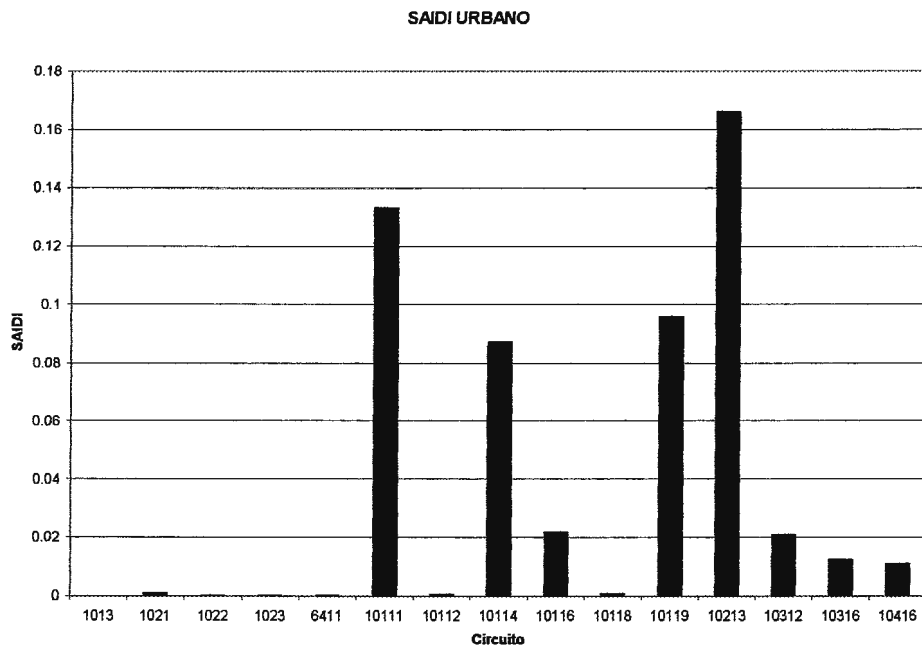


Gráfica 3.32

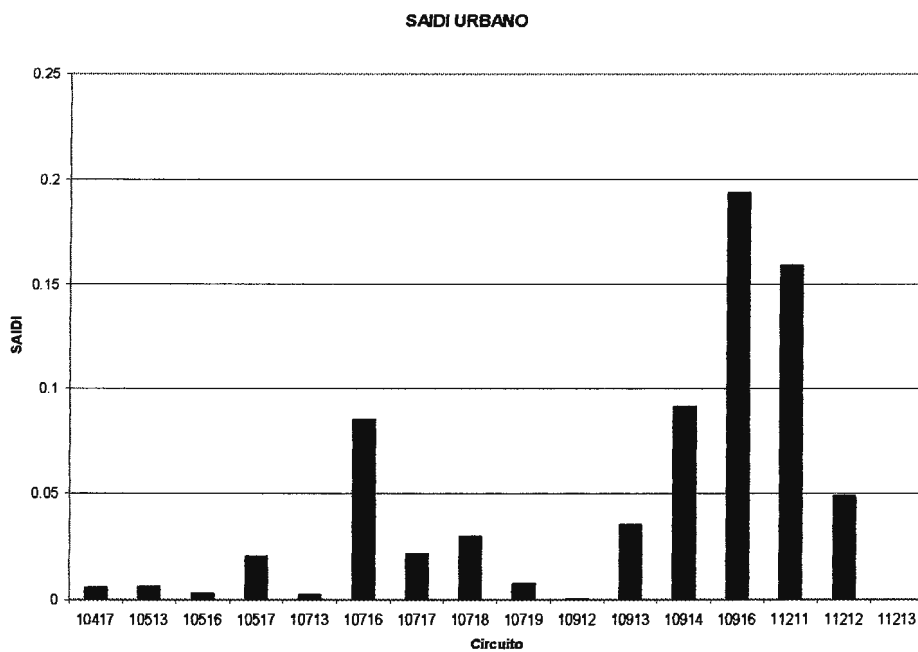
Ahora se muestra el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI):



Gráfica 3.33

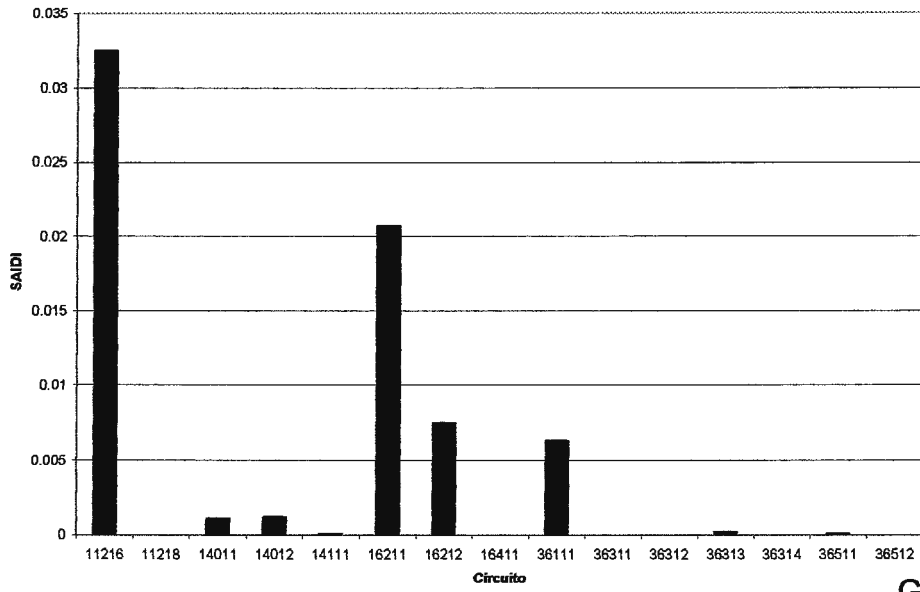


Gráfica 3.34



Gráfica 3.35

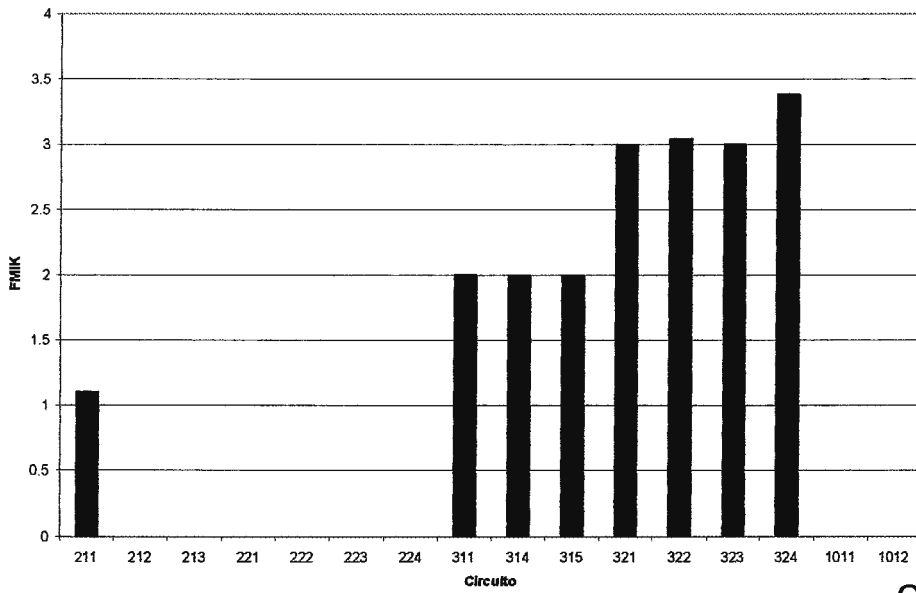
SAIDI URBANO



Gráfica 3.36

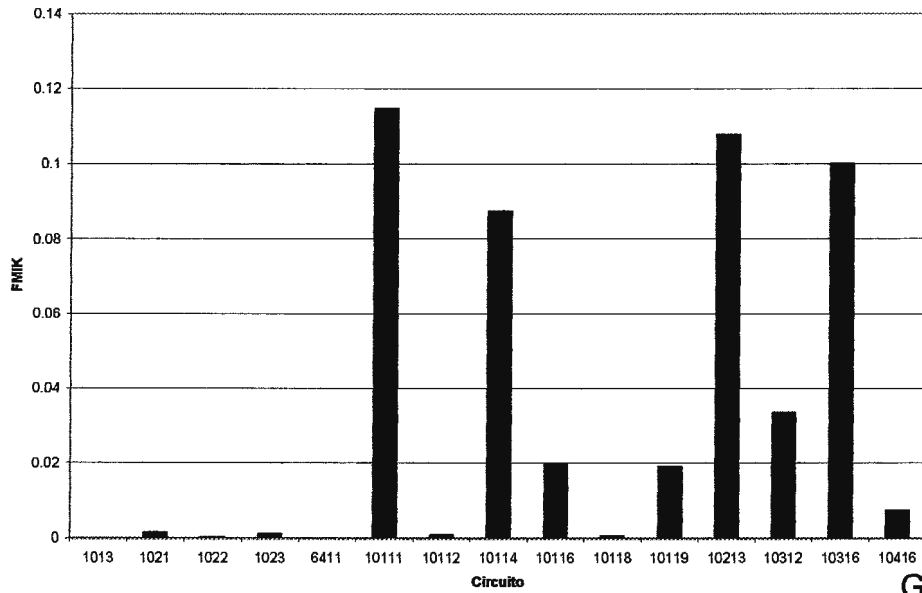
Se continúa con la Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK):

FMIK URBANO



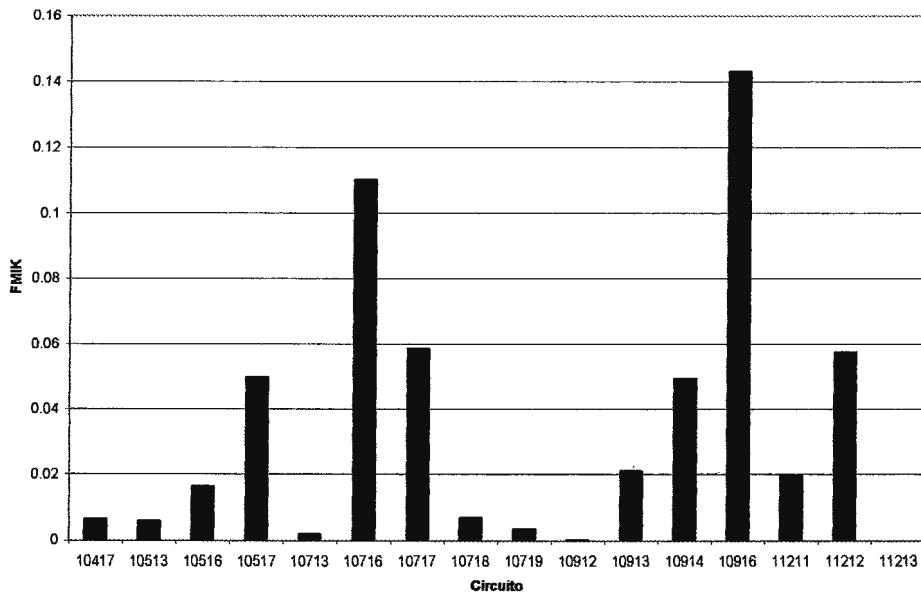
Gráfica 3.37

FMIK URBANO

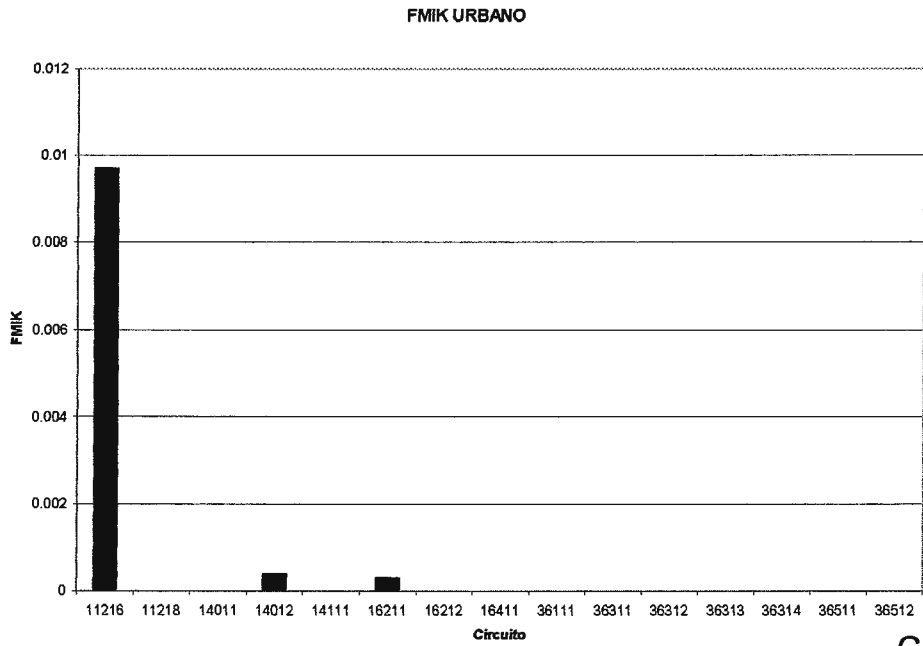


Gráfica 3.38

FMIK URBANO

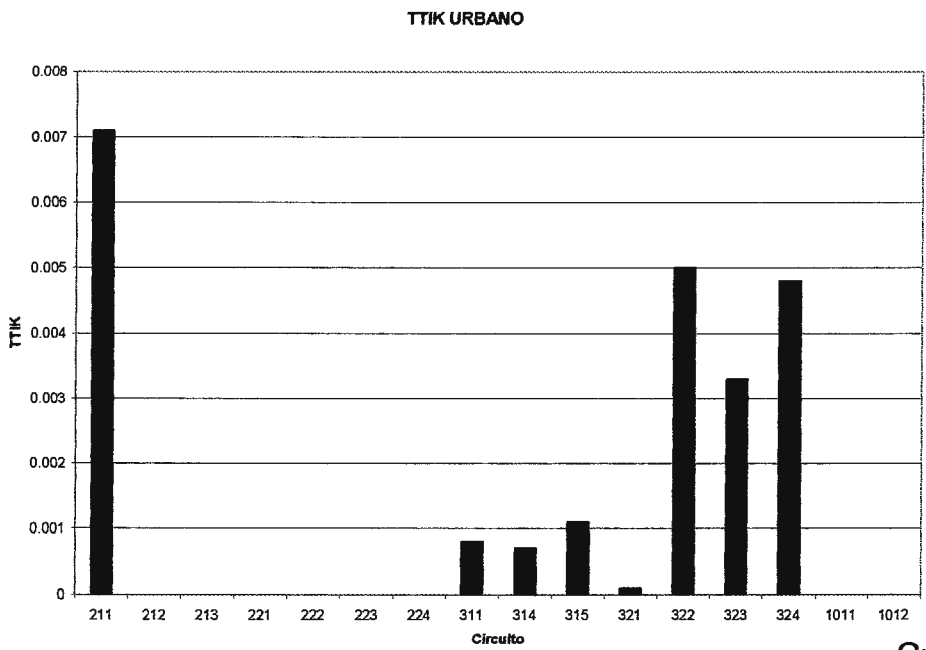


Gráfica 3.39

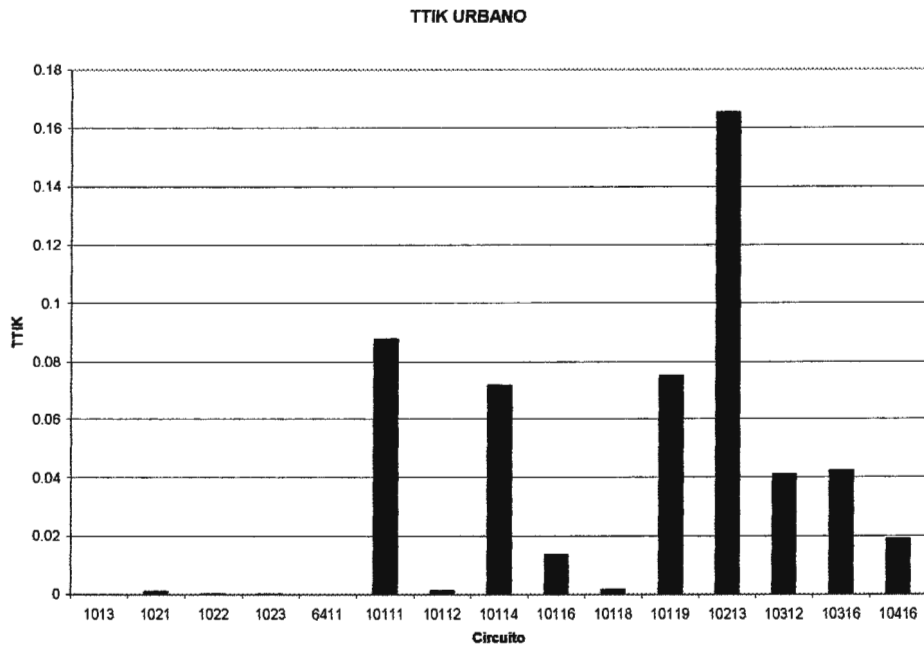


Gráfica 3.40

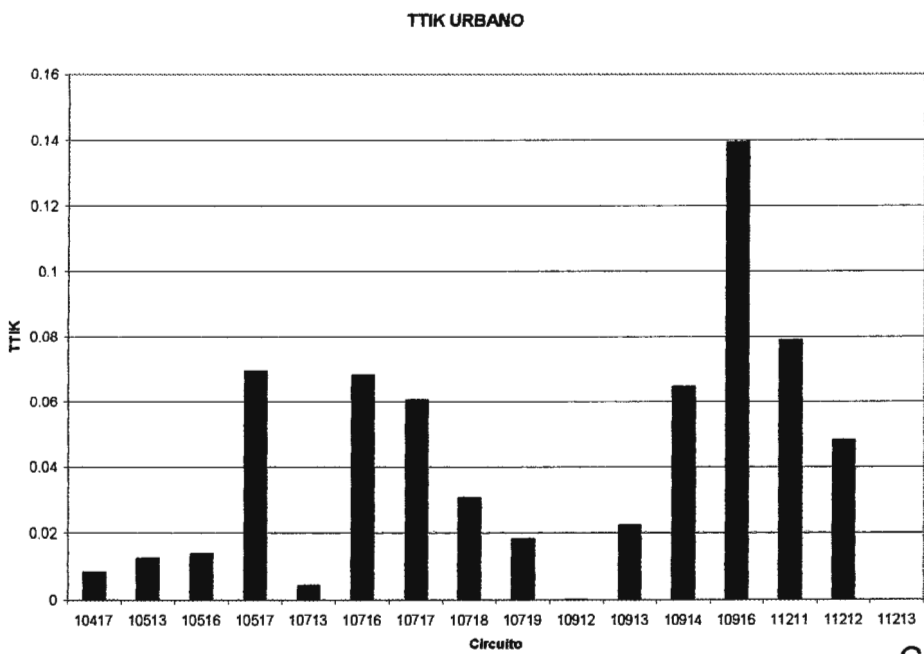
Y finalmente el Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK):



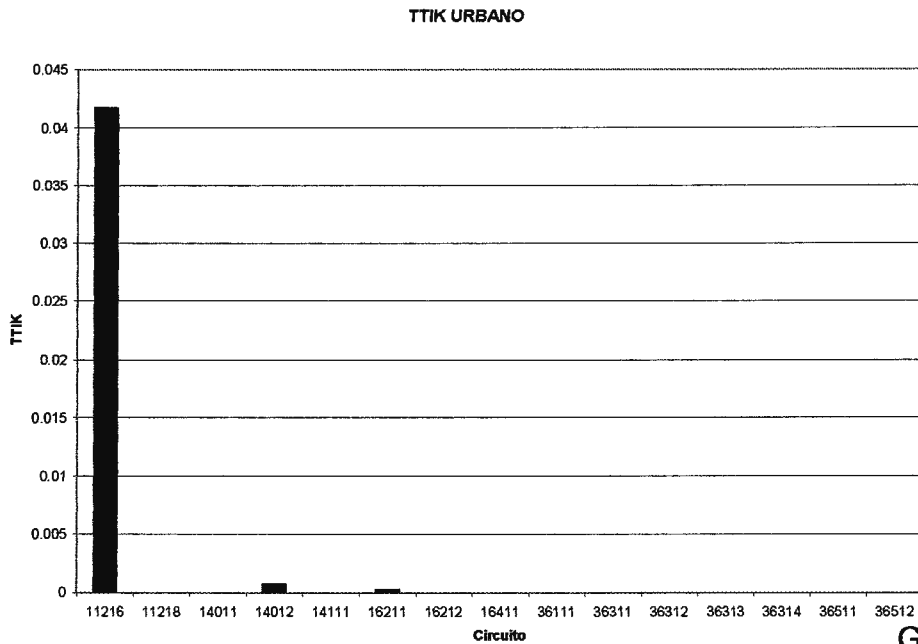
Gráfica 3.41



Gráfica 3.42

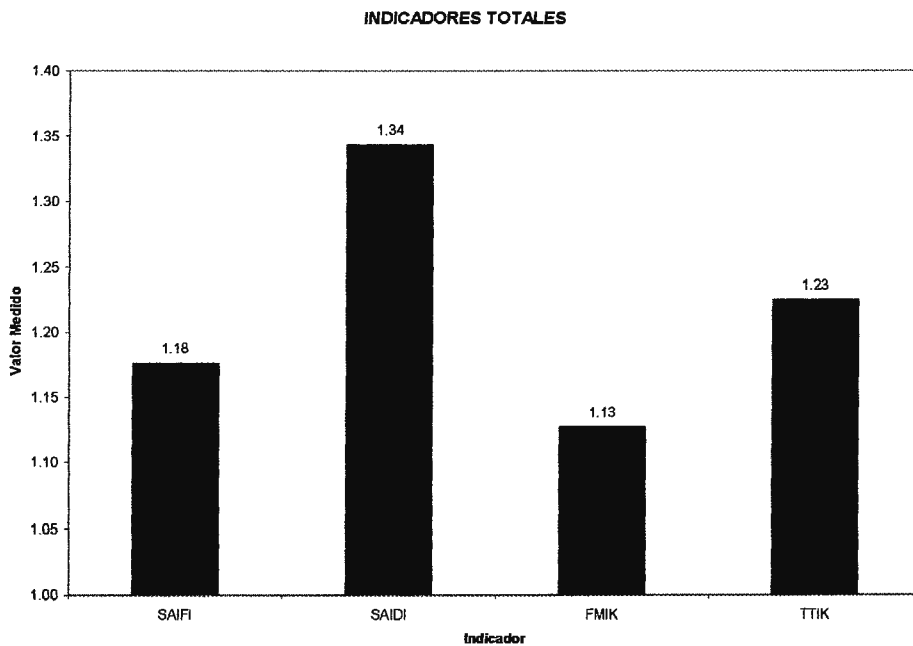


Gráfica 3.43



Gráfica 3.44

Las 16 graficas anteriores, son valores individuales de los indicadores para cada circuito, lógicamente la suma de ellos da como resultado el Indicador de Calidad Global para la red que se está analizando, lo cual se muestra en la siguiente grafica:



Gráfica 3.45

Para poder hacer la comparación de las mediciones realizadas para cada indicador y de las tolerancias permisibles por la norma nacional<sup>21</sup> se tendrá como base la siguiente Tabla:

Indicador Global	Tolerancia Permissible (Etapa Transitoria)	Valor Medido
FMIK	3	1.13
TTIK	10	1.23
SAIFI	10	1.18
SAIDI	20	1.34

Tabla 3.33

Al hacer la comparación de las columnas 2 y 3 de la Tabla 3.33 se concluye que ninguno de los indicadores monitoreados sobrepasa la tolerancia permitida para la etapa en la cual nos encontramos. Por lo que los Indicadores Globales de la Calidad del Servicio Técnico están en buenas condiciones.

### 3.5.2.1.2 Indicadores Individuales.

Los Indicadores Individuales o por usuario que se controlarán serán los que se detallan a continuación: *Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio por Usuario (SAIFI<sub>US</sub>)*; *Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario (horas / usuarios / año) (SAIDI<sub>US</sub>)* e *Índice de Duración de Interrupción Promedio por Usuario (horas / interrupción del usuario) (CAIDI)*.

En virtud de las acometidas que posee el Hospital, es que se puede identificar el número de circuito al cual pertenece dicha instalación, así: *Acometida 1* se encuentra sobre la 1ª Calle Poniente, su identificación es C13565 y el número de

<sup>21</sup> Acuerdo 20-E-2002: "Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución".

circuito correspondiente es el 00311; *Acometida 2* se encuentra sobre la Calle Arce, su identificación es C17365 y el número de circuito correspondiente es el 00323.

En las graficas 3.29 y 3.33, se puede observar los valores de SAIFI<sub>US</sub> y SAIDI<sub>US</sub>, correspondientes a los circuitos que se han mencionado en el párrafo anterior y el valor del CAIDI se obtiene con relación al SAIFI<sub>US</sub> y al SAIDI<sub>US</sub>, sus límites y mediciones se muestran a continuación:

Indicador Individual	Tolerancia Permisible (Etapa Transitoria)	Valor Medido Circuito 00311 (C13565)	Valor Medido Circuito 00323 (C17365)
SAIFI <sub>US</sub>	10	0.0013	0.0033
SAIDI <sub>US</sub>	20	0.0002	0.0007
CAIDI	2	0.1538	0.2121

Tabla 3.34

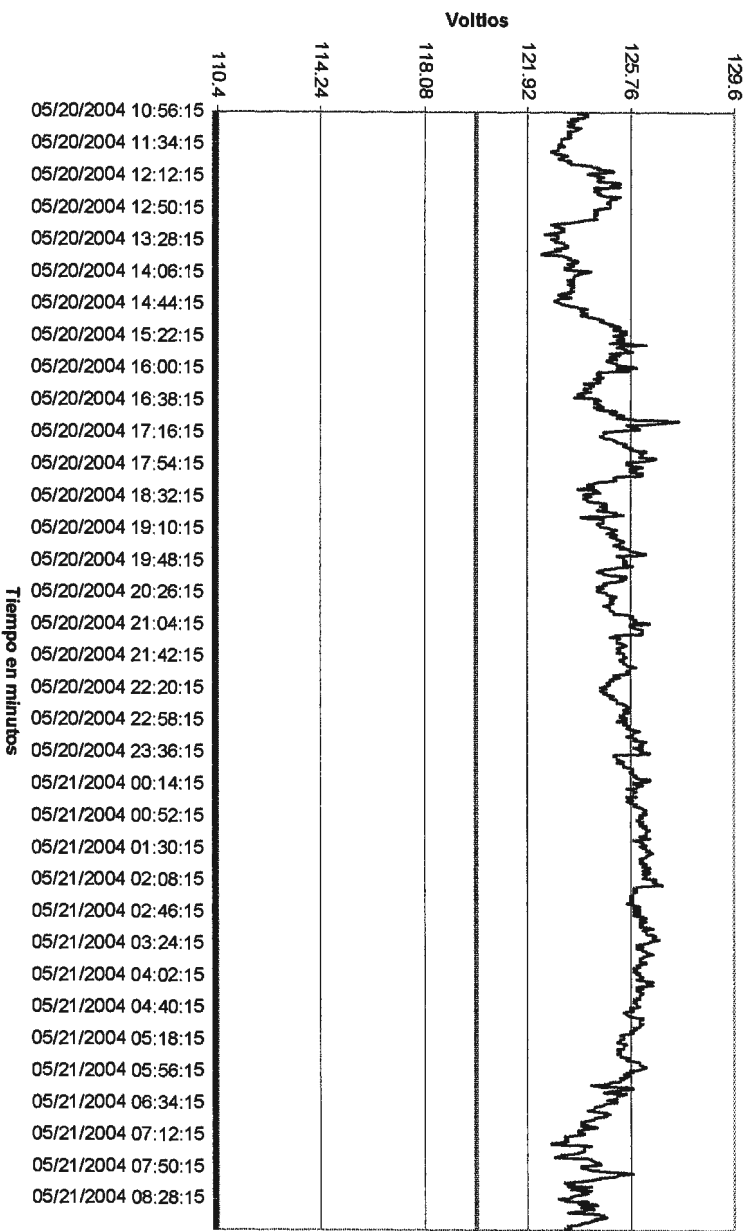
Al realizar la comparación entre las columnas 3 y 4 con la columna 2, se observa que ninguno de los indicadores sobrepasa los límites asignados, por lo que al igual que con los Indicadores Globales se concluye que Indicadores Individuales de la Calidad del Servicio Técnico están en buenas condiciones.

### 3.5.2.2 Niveles de Tensión.

Para el análisis de los Niveles de Tensión, utilizaremos la tabla 3 del artículo 23 del Acuerdo 20-E-2002, en el tipo de servicio URBANO y el nivel de Voltaje de Baja Tensión, el cual da una ventana de operación del  $\pm 8$  V para la etapa en la cual nos encontramos (etapa transitoria). El  $\pm 8$  V a un Voltaje Nominal de 120 V, corresponde a 110.4 V (- 8%) y a 129.6 V (+ 8%).

### 3.5.2.2.1 Subestación 01.

Voltaje RMS - Fase A - Sep. 01.

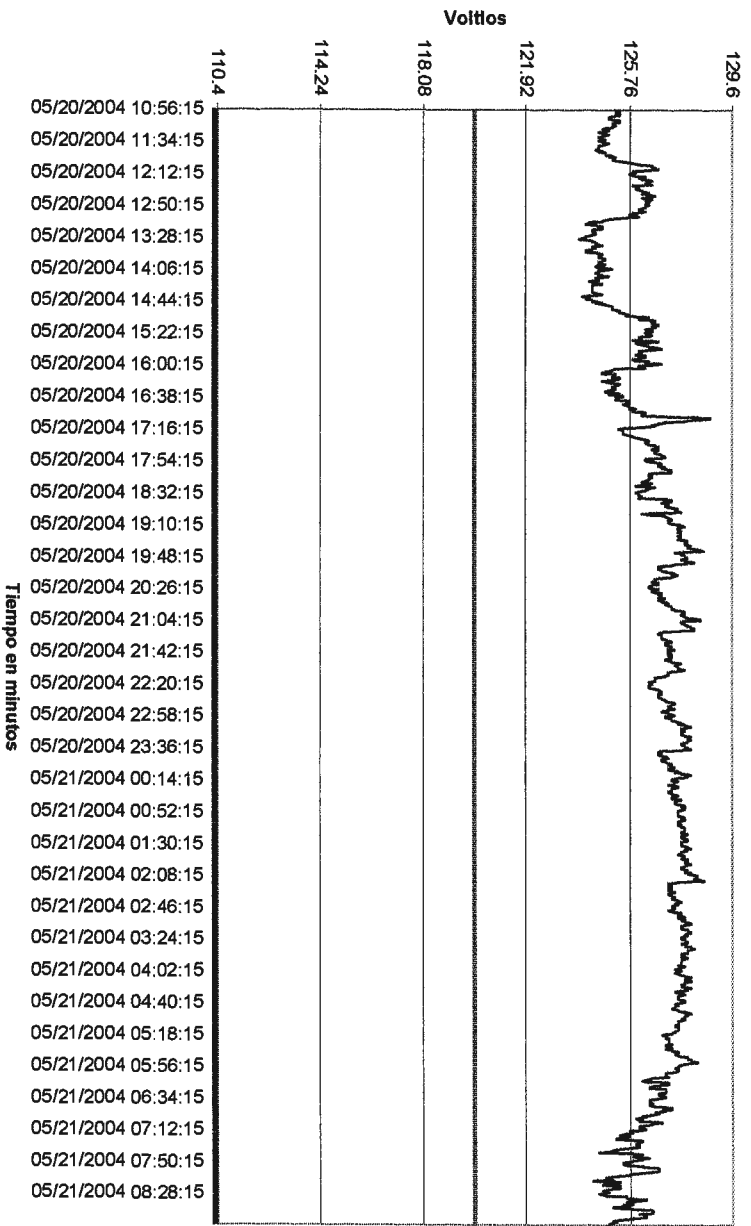


Grafica 3.46

Variable	VOLTAJE - FASE A - SEP 01.
Valor máximo	127.571266
Valor promedio	125.081978
Valor mínimo	122.443993
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.35

Voltaje RMS - Fase B - Sep. 01.

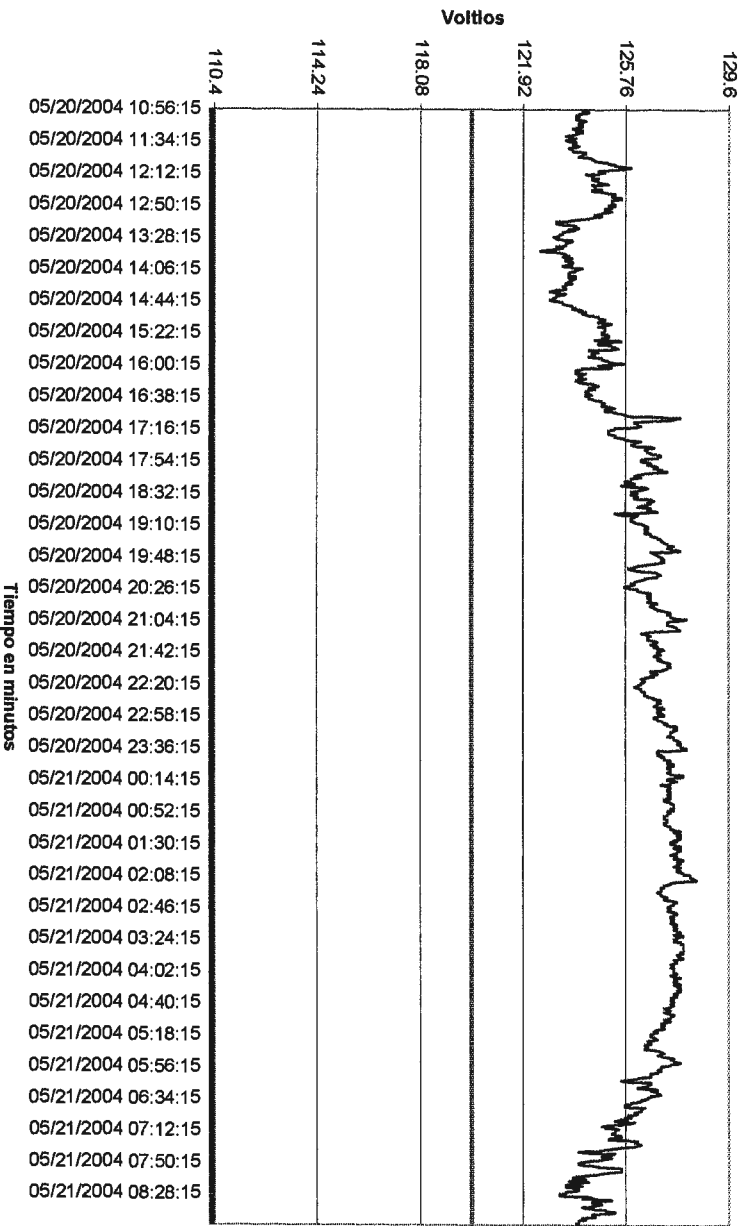


Grafica 3.47

Variable	VOLTAJE - FASE B - SEP 01.
Valor máximo	128.792038
Valor promedio	126.668071
Valor mínimo	123.908928
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.36

Voltaje RMS - Fase C - Sep. 01.



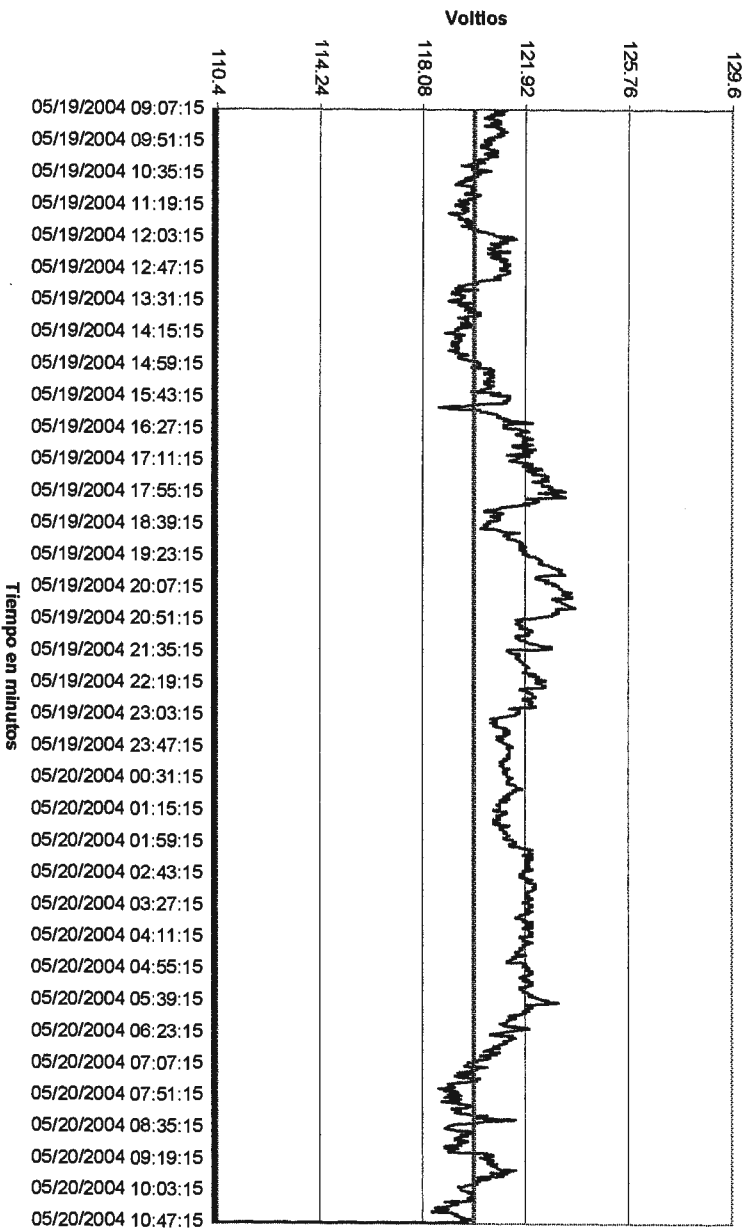
Grafica 3.48

Variable	VOLTAJE - FASE C - SEP 01.
Valor máximo	128.425812
Valor promedio	126.084485
Valor mínimo	122.566071
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.37

### 3.5.2.2.2 Subestación 02.

Voltaje RMS - Fase A - Sep. 02.

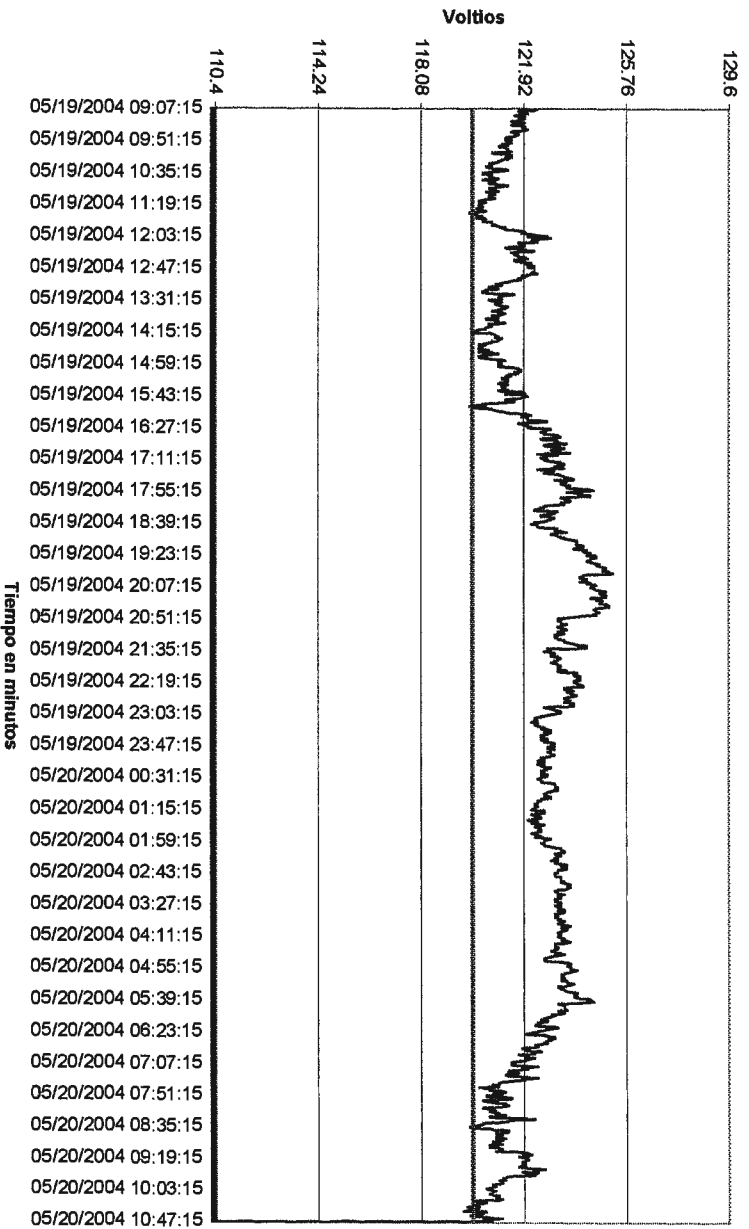


Grafica 3.49

Variable	VOLTAJE - FASE A - SEP 02.
Valor máximo	123.786850
Valor promedio	121.063695
Valor mínimo	118.415428
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.38

Voltaje RMS - Fase B - Sep. 02.

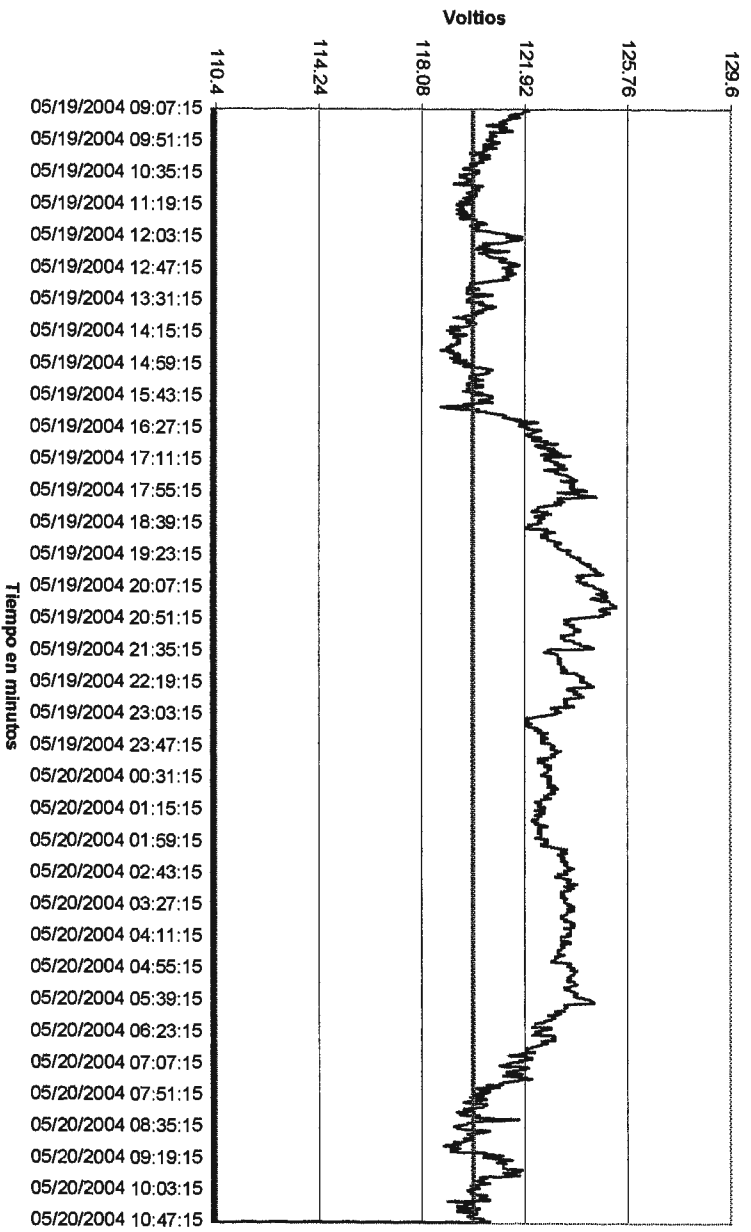


Grafica 3.50

Variable	VOLTAJE - FASE B - SEP 02.
Valor máximo	125.251785
Valor promedio	122.357940
Valor mínimo	119.636208
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.39

Voltaje RMS - Fase C - Sep. 02.



— Voltaje Medido    — Voltaje Nominal

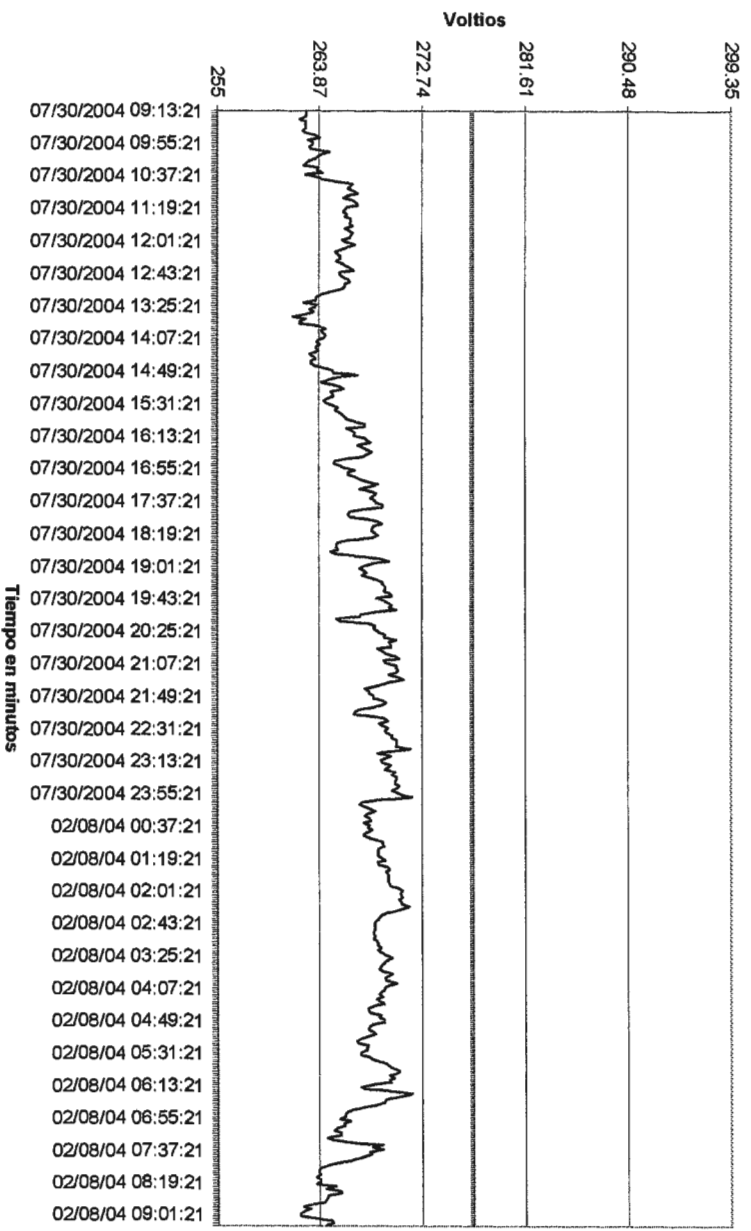
Grafica 3.51

Variable	VOLTAJE - FASE C - SEP 02.
Valor máximo	125.373863
Valor promedio	122.009915
Valor mínimo	118.781662
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.40

### 3.5.2.2.3 Subestación 03.

Voltaje RMS - Fase A - Sep 03.

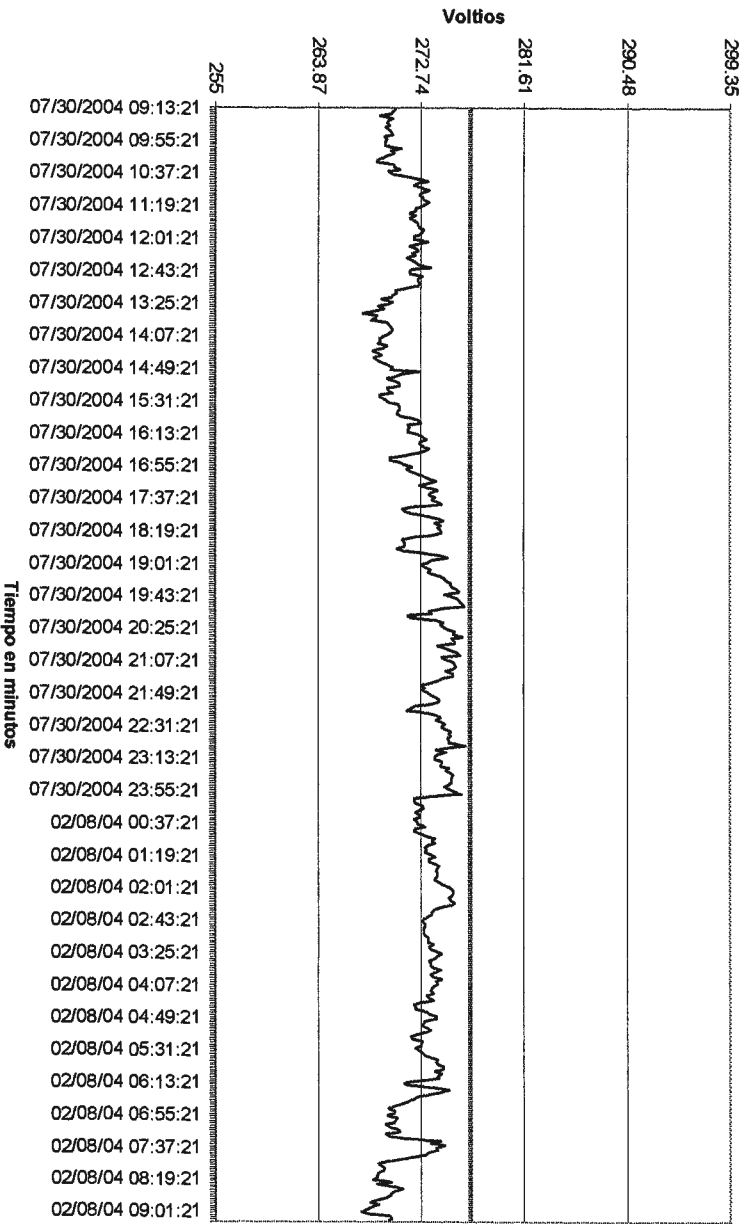


Grafica 3.52

Variable	VOLTAJE – FASE A – SEP 03.
Valor máximo	271.867188
Valor promedio	267.3515702
Valor mínimo	261.61264
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.41

Voltaje RMS - Fase B - Sep 03.

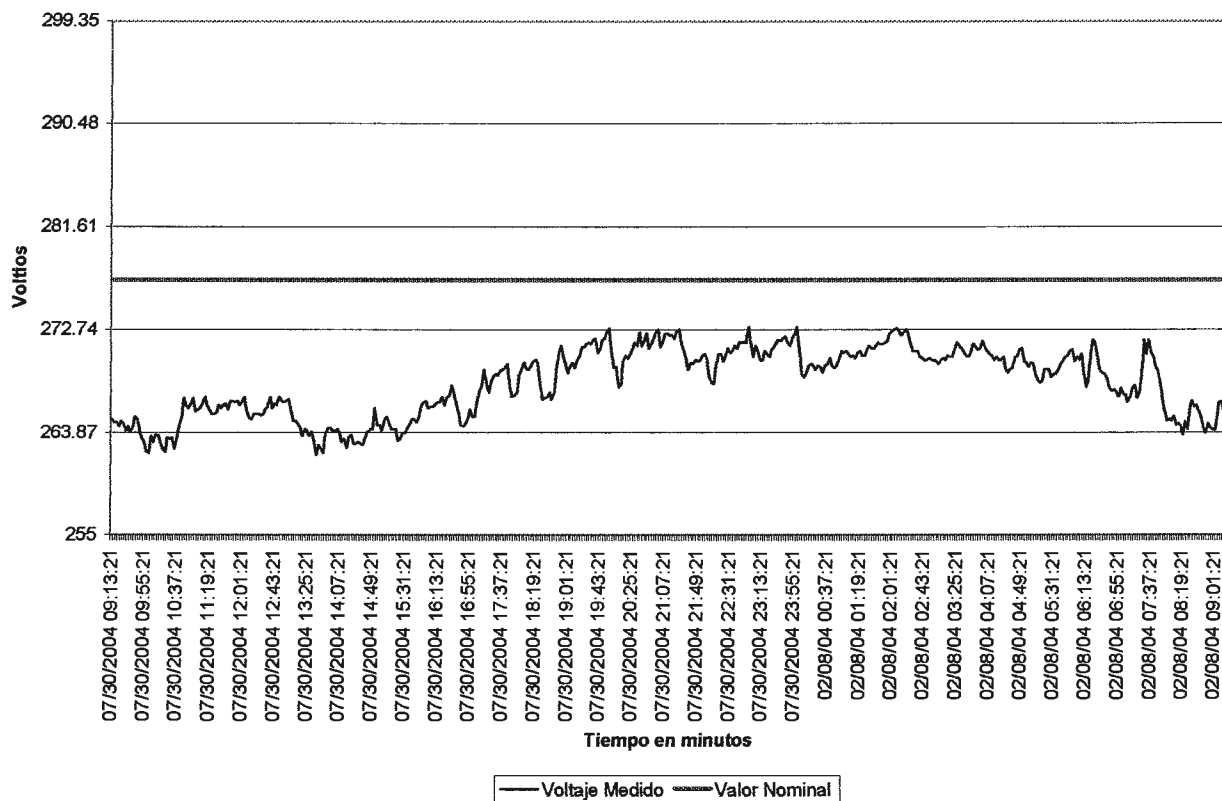


Grafica 3.53

Variable	VOLTAJE - FASE B - SEP 03.
Valor máximo	276.628204
Valor promedio	272.5592907
Valor mínimo	267.594452
Total de mediciones	481
Numero de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.42

**Voltaje RMS - Fase C - Sep 03.**



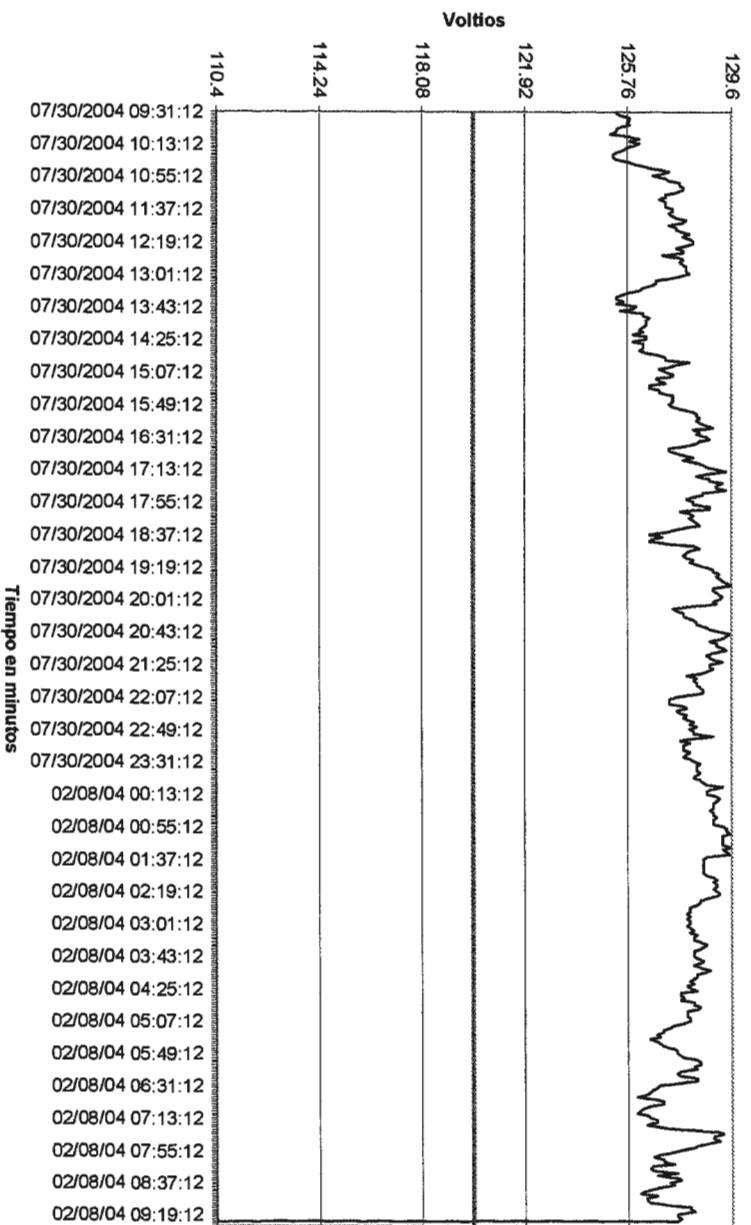
**Grafica 3.54**

Variable	VOLTAJE – FASE C – SEP 03.
Valor máximo	272.965881
Valor promedio	268.1837807
Valor mínimo	261.978882
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

**Tabla 3.43**

### 3.5.2.2.4 Subestación 04.

Voltaje RMS - Fase A - Sep 04.

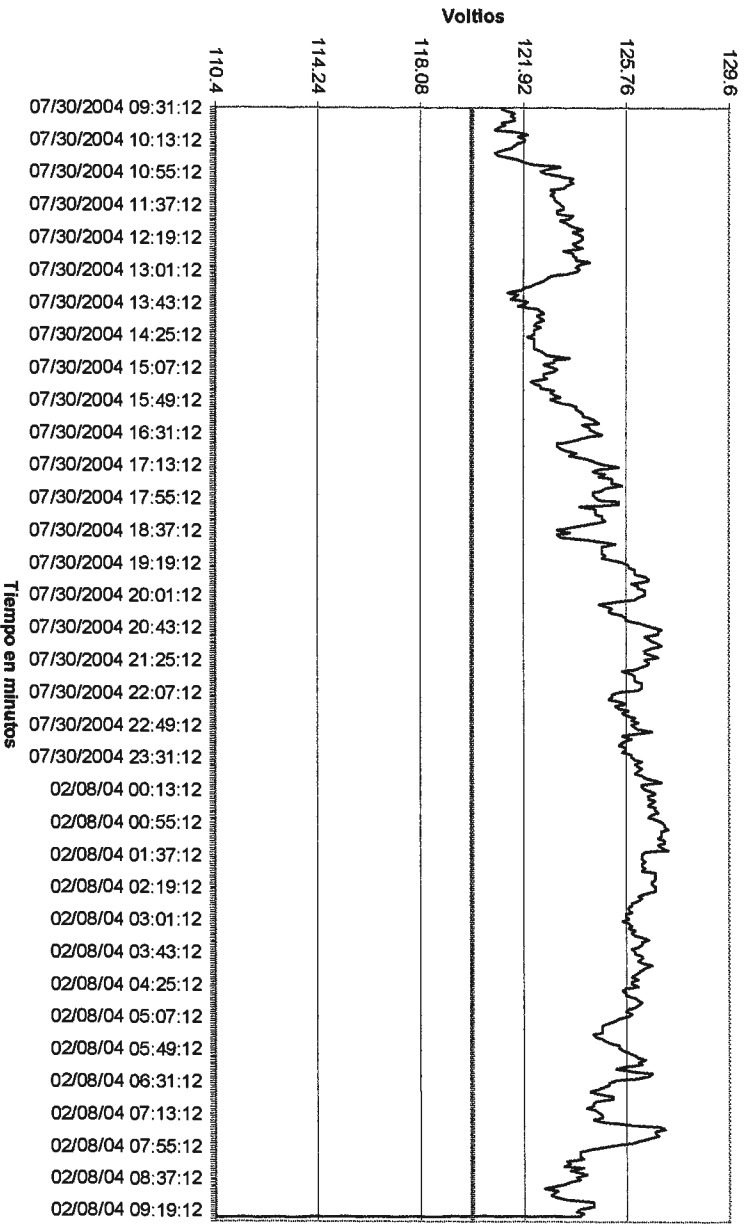


Grafica 3.55

Variable	VOLTAJE – FASE A – SEP 04.
Valor máximo	129.646591
Valor promedio	127.4590839
Valor mínimo	0.122078
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	0.42 %
Condición	O.K.

Tabla 3.44

Voltaje RMS - Fase B - Sep 04.

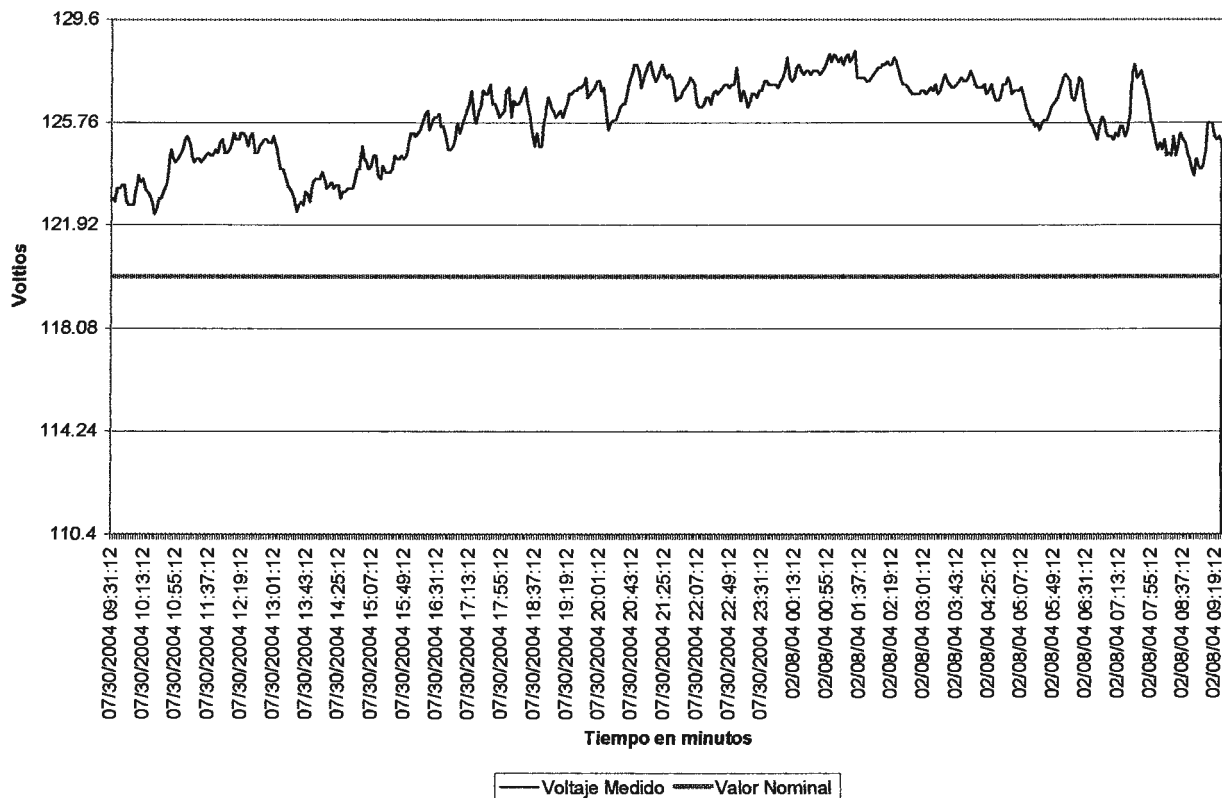


Grafica 3.56

Variable	VOLTAJE - FASE B - SEP 04.
Valor máximo	127.32711
Valor promedio	124.5028218
Valor mínimo	0
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	0.42 %
Condición	O.K.

Tabla 3.45

Voltaje RMS - Fase C - Sep 04.



Grafica 3.57

Variable	VOLTAJE – FASE C – SEP 04.
Valor máximo	128.425812
Valor promedio	125.6116739
Valor mínimo	0
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el $\pm 8\%$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	0.42 %
Condición	O.K.

Tabla 3.46

### Conclusión de las Graficas de Tensión.

Las variaciones típicas del Voltaje en un sistema de distribución, depende principalmente de las cargas conectadas al mismo. Ésta carga varía de acuerdo a las necesidades de los consumidores, pues no todos ellos necesitan conectar sus aparatos eléctricos en determinado momento, lo cual trae consigo variabilidad de la demanda. Lo anteriormente expuesto lo podemos observar en las mediciones

realizadas para cada una de las Subestaciones, así: la Subestación 01 tiene un consumo (promedio) de corriente de 298 A, el de la Subestación 02 es de 672 A, el de la Subestación 03 de 2018 A y el de la Subestación 04 corresponde a 877 A.

Por las cargas conectadas a cada Subestación y el consumo de Corriente de las mismas, es que se observa ese tipo de variación en la Tensión desde la Grafica 3.46 hasta la Grafica 3.57. Para las tres fases de la Subestación 01 se observa que el nivel de Voltaje está por arriba del Voltaje Nominal de 120 V variando entre los 122 V y 126 V (Fase A), 124 V y 127 V (Fase B) y 122 V y 126 V (Fase C), debido a lo que se mencionaba anteriormente el número de cargas conectadas a la Subestación y la utilización que se hace de las mismas. Se observa también que el intervalo de Máxima Tensión y Mínima Tensión cambia a partir de las 16:00 horas de un día hasta las 08:00 del día siguiente, así: para la Fase A entre 123 V y 128 V, para la Fase B entre 125 V y 129 V y para la Fase C entre 124 V y 128 V, es debido a que ese horario coincide con la hora de salida y entrada las oficinas o lugares del Hospital en las que no se trabaja las 24 horas (por ejemplo: Talleres y Oficina de Neonatos).

Un análisis parecido se hace para las Subestaciones restantes, en la Tabla 3.47 se muestran los intervalos de Máxima Tensión y Mínima Tensión en función de las horas de entrada y salida del personal que labora en el Hospital.

	Desde las 08:00 hasta las 15:59			Desde las 16:00 hasta las 07:59		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Subestación 01	[122, 126] V	[124, 127] V	[122, 126] V	[123, 128] V	[125, 129] V	[124, 128] V
Subestación 02	[118, 122] V	[120, 123] V	[119, 122] V	[119, 124] V	[120, 125] V	[120, 125] V
Subestación 03	[262, 268] V	[268, 274] V	[262, 267] V	[264, 272] V	[269, 277] V	[264, 273] V
Subestación 04 <sup>22</sup>	[125, 129] V	[121, 125] V	[122, 126] V	[126, 130] V	[123, 127] V	[124, 128] V

Tabla 3.47

Por último, se puede decir que aunque existan éstas variaciones de acuerdo al horario, solamente en las tres fases de la Subestación 04, dos mediciones por fase

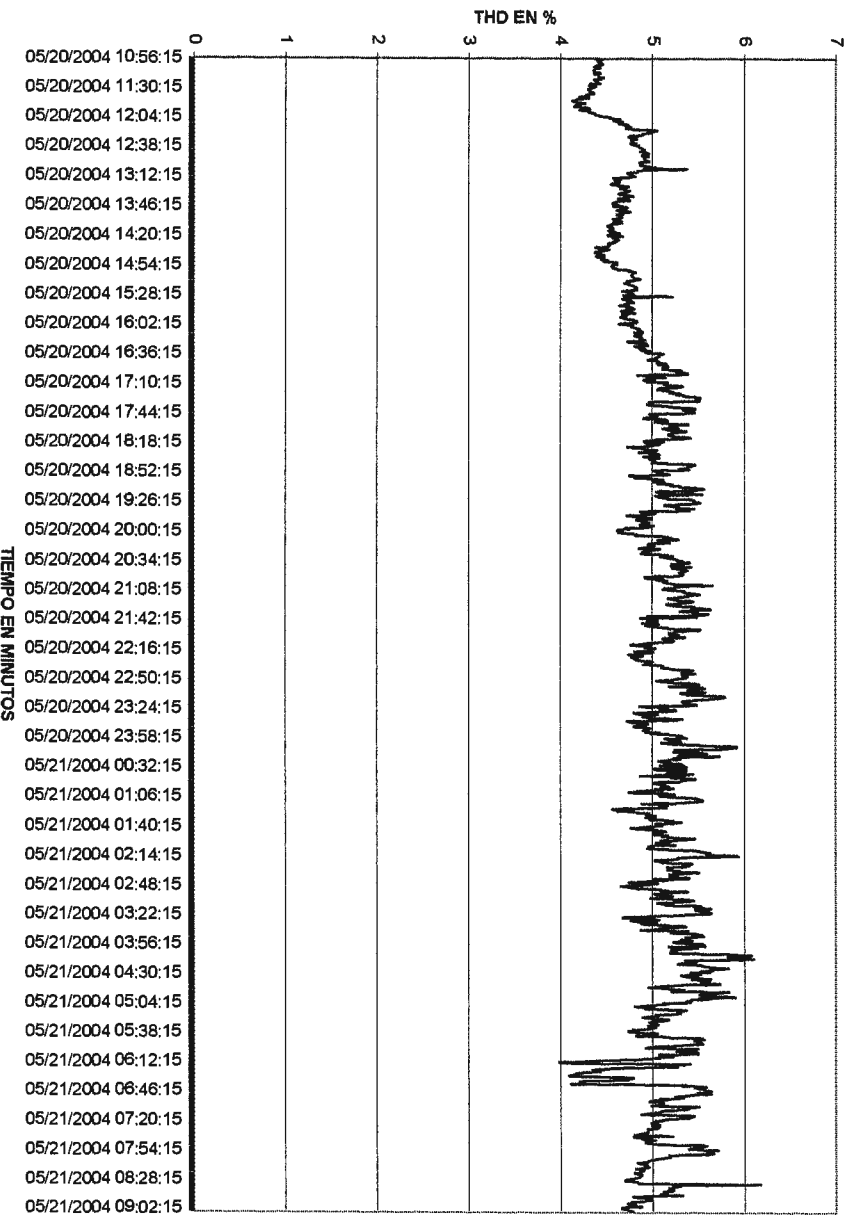
<sup>22</sup> No se toman en cuenta las mediciones que están fuera de la tolerancia del  $\pm 8\%$ .

no se encuentran dentro de la ventana del porcentaje permitido de Nivel de Tensión para la etapa transitoria, es decir, el  $- 8\%$  (110.4 V) y el  $+ 8\%$  (129.6 V). Para las demás mediciones se observa que si se encuentran dentro del margen de tolerancia, por lo que se concluye que en cuanto a los Niveles de Tensión, la distribuidora los suministra en buenas condiciones.

### 3.5.2.3 Distorsión Armónica de Voltaje.

#### 3.5.2.3.1 Subestación 01.

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE A - Subestación 1.

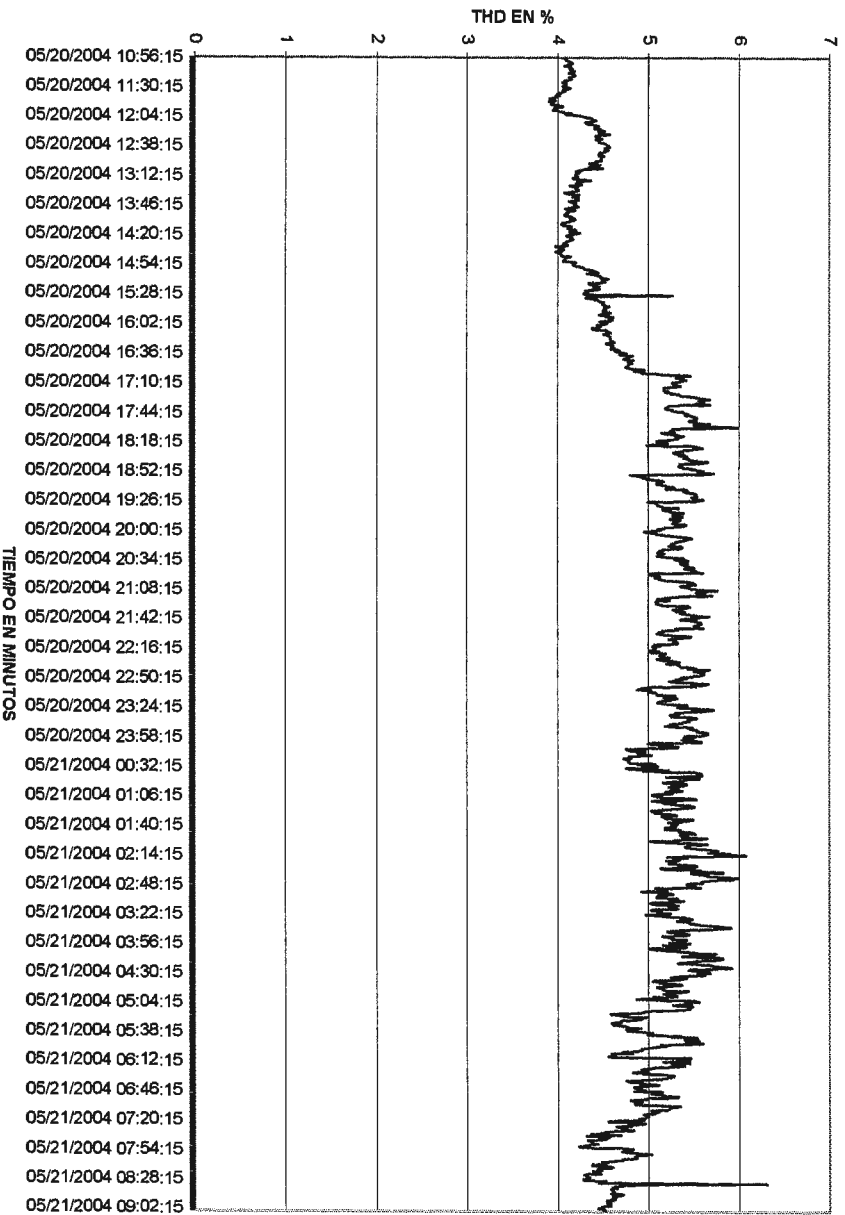


Grafica 3.58

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	6.177044
Valor promedio	5.028842
Valor mínimo	3.976391
Total de mediciones	1329
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.48

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE B - Subestación 1.

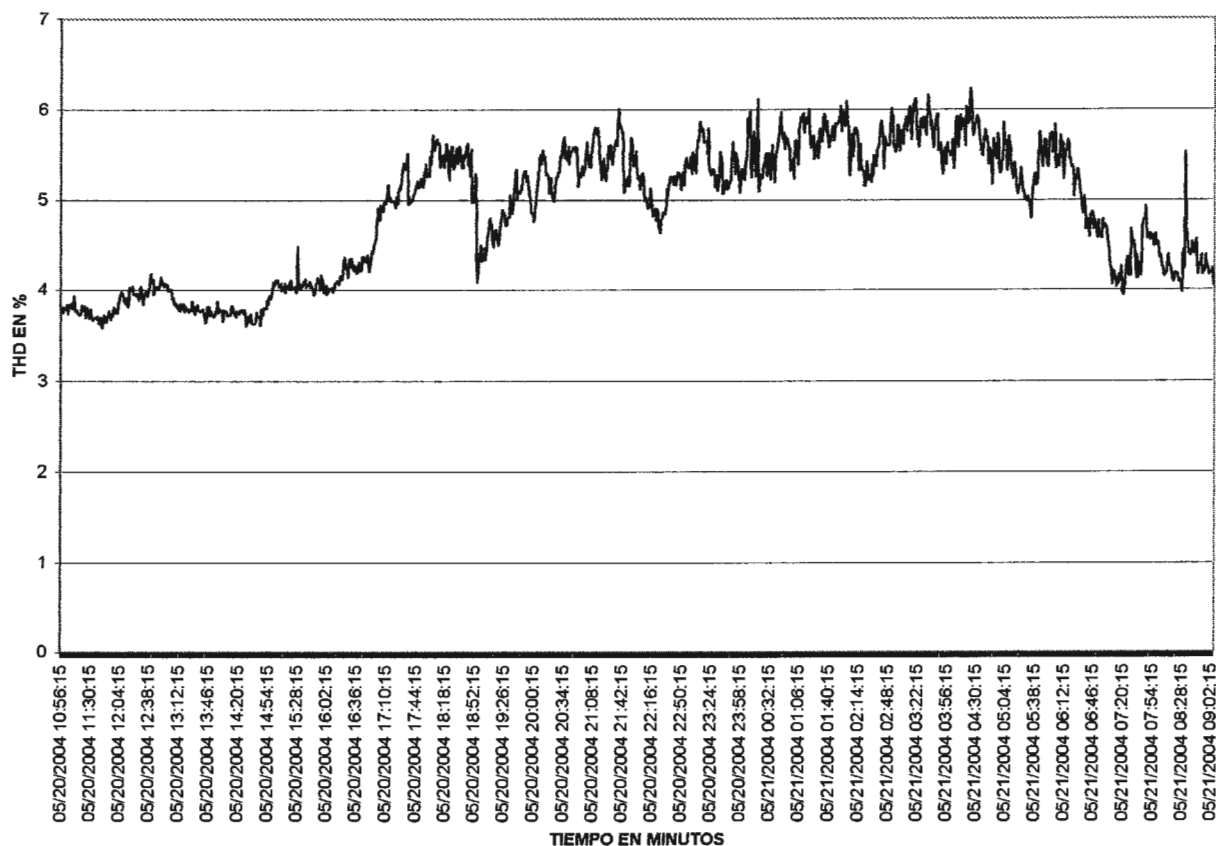


Grafica 3.59

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	6.311679
Valor promedio	4.969825
Valor mínimo	3.908325
Total de mediciones	1329
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.49

**Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE C - Subestación 1.**



**Grafica 3.60**

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	6.231614
Valor promedio	4.885409
Valor mínimo	3.589961
Total de mediciones	1329
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

**Tabla 3.50**

Como se puede notar en las graficas anteriores, el nivel de  $THD_V$  en la Subestación 01 se encuentra dentro de los limites permitido por la SIGET ( $THD_V = 8\%$ ) durante el 100% del período de medición. A continuación se analizara cada una de las Armónicas y así poder constatar los datos presentados arriba; para ello se muestra las siguientes tablas resumen:

### Fase A.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	1.79	0.13	0.07	0	0%	O.K.
3	3.39	2.35	1.98	0	0%	O.K.
4	1.38	0.10	0.07	1	0.075%	O.K.
5	5.50	4.21	3.08	0	0%	O.K.
6	1.31	0.09	0.07	4	0.3%	O.K.
7	1.65	1.14	0.69	0	0%	O.K.
8	0.41	0.07	0	0	0%	O.K.
9	0.35	0.09	0	0	0%	O.K.
10	0.21	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.28	0.17	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.51

### Fase B.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	1.16	0.09	0.07	0	0%	O.K.
3	3.75	2.54	2.13	0	0%	O.K.
4	1.22	0.09	0.07	2	0.15%	O.K.
5	5.22	3.94	2.69	0	0%	O.K.
6	1.03	0.09	0.07	3	0.23%	O.K.
7	2.67	1.40	0.83	0	0%	O.K.
8	0.20	0.07	0	0	0%	O.K.
9	0.35	0.17	0.07	0	0%	O.K.
10	0.14	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.27	0.13	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.52

### Fase C.

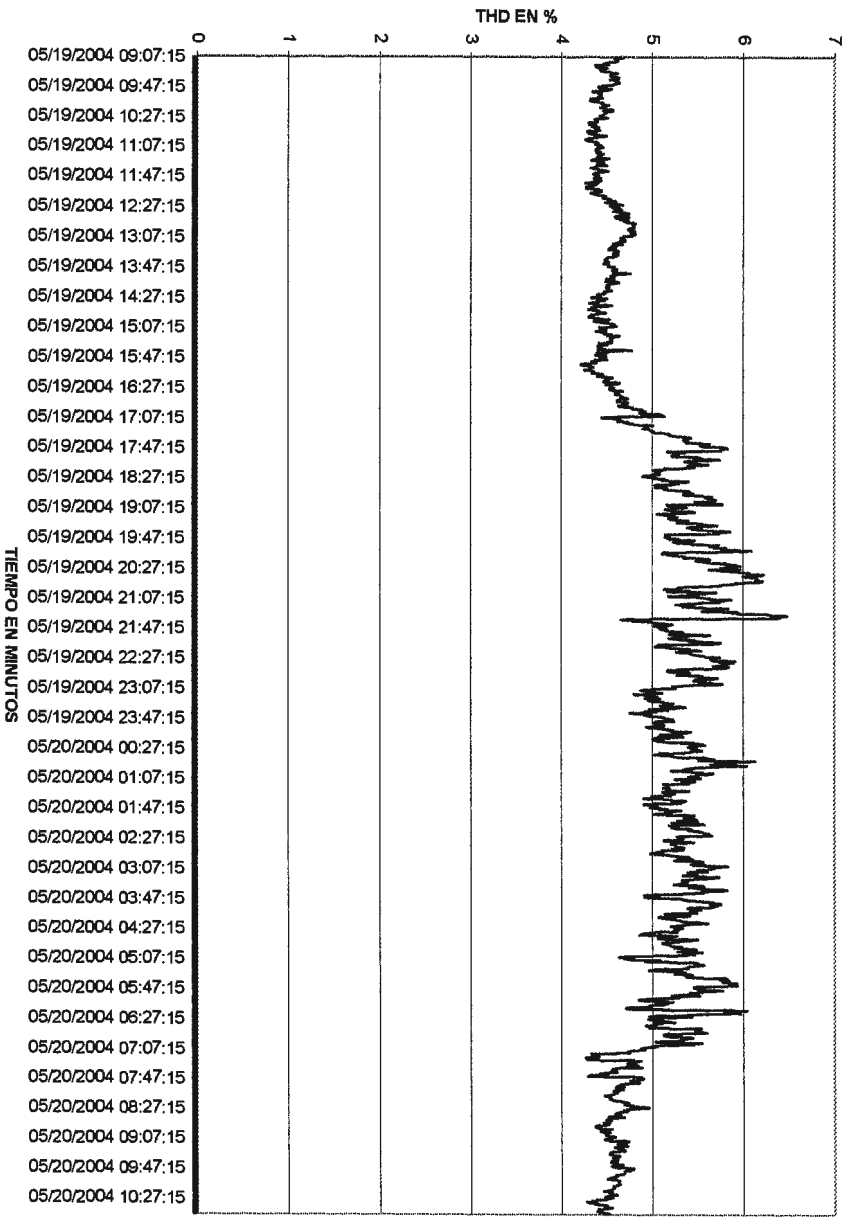
Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.97	0.09	0.07	0	0%	O.K.
3	3.11	2.35	1.99	0	0%	O.K.
4	1.90	0.09	0.07	3	0.23%	O.K.
5	5.14	3.81	2.43	0	0%	O.K.
6	2.52	0.09	0.07	6	0.45%	O.K.
7	3.32	1.73	0.76	0	0%	O.K.
8	0.62	0.07	0	1	0.08%	O.K.
9	0.55	0.12	0	0	0%	O.K.
10	0.28	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.27	0.17	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.53

Como se nota en las tablas anteriores, se ve que ninguna Armónica se encuentra fuera del límite permitido para cada una de las tres fases.

### 3.5.2.3.2 Subestación 02.

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE A - Subestación 2.

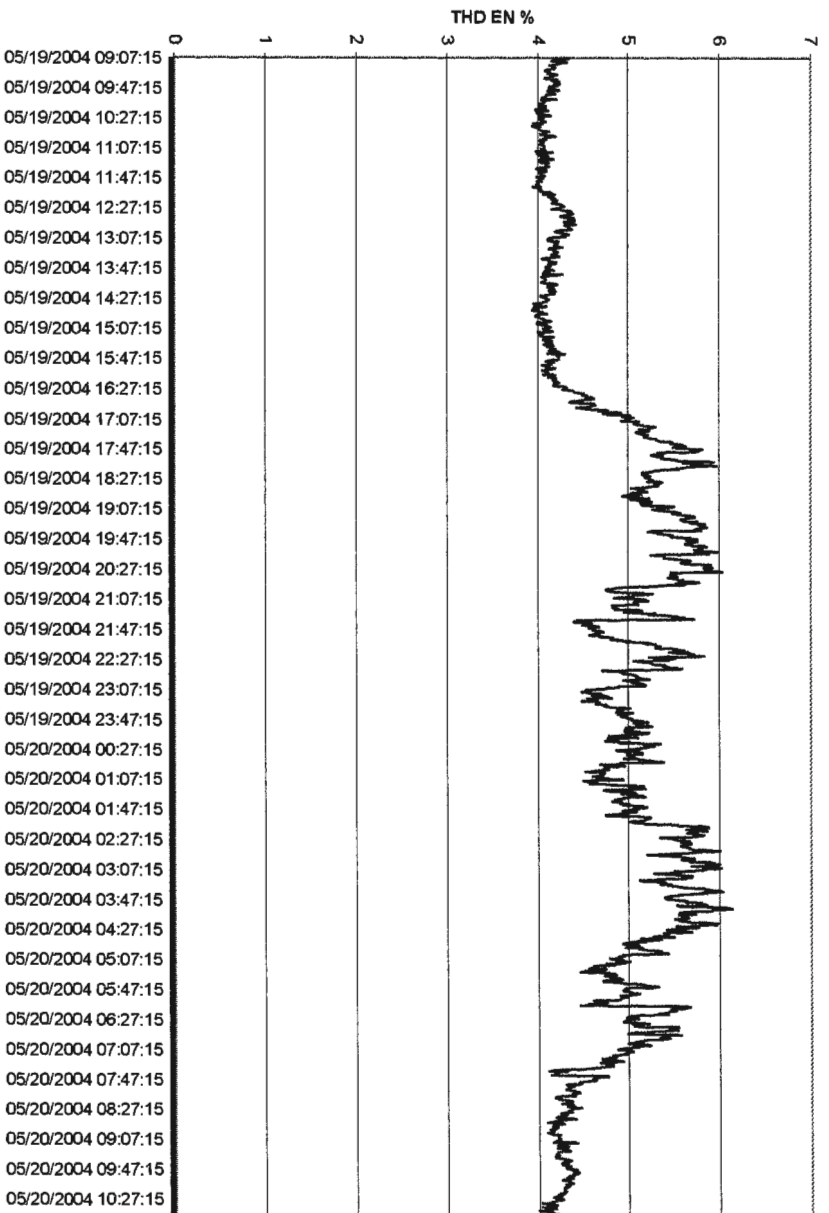


Grafica 3.61

Orden de la armónica		TODAS
Valor máximo		6.486746
Valor promedio		4.217621
Valor mínimo		4.986841
Total de mediciones		1542
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET		0
Eventos que superan la norma		0%
Condición		O.K.

Tabla 3.54

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE B - Subestación 2.

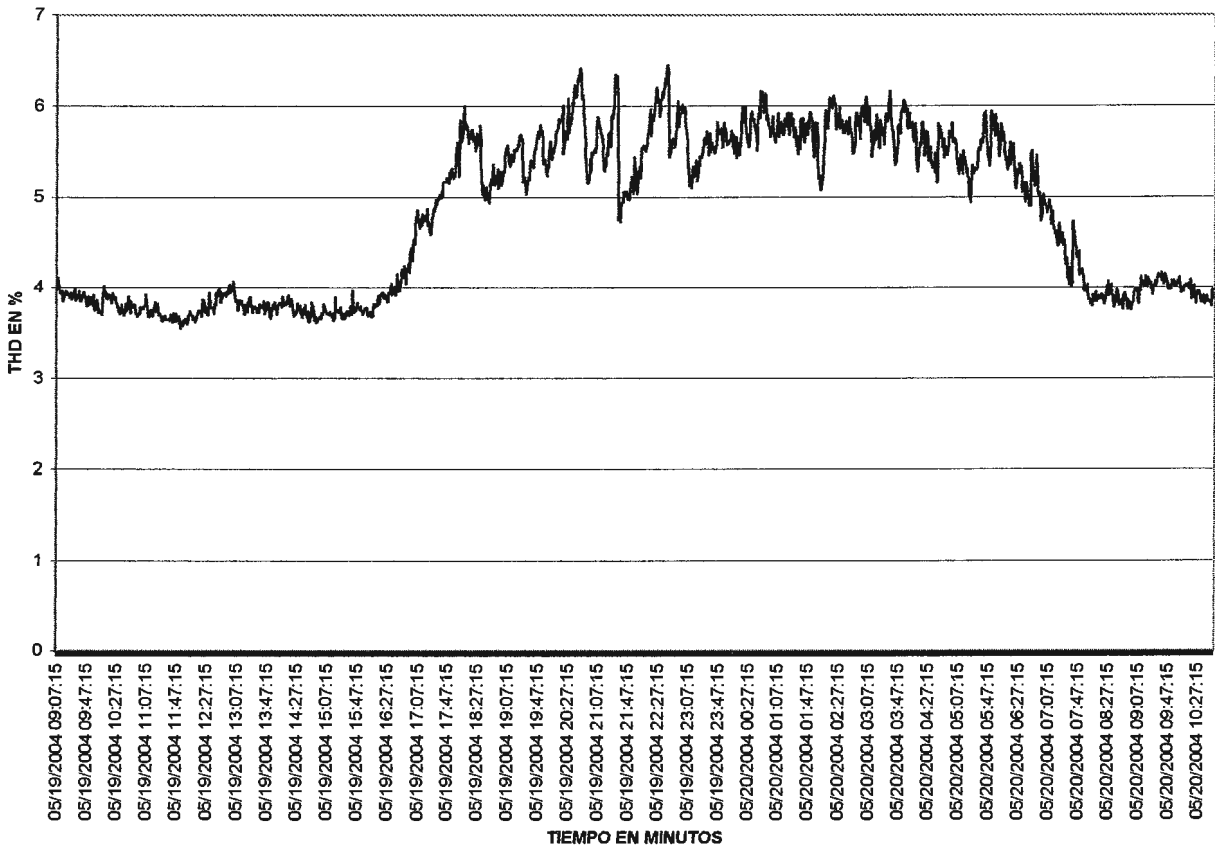


Grafica 3.62

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	6.145948
Valor promedio	4.781563
Valor mínimo	3.933101
Total de mediciones	1542
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.55

**Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE C - Subestación 2.**



**Gráfica 3.63**

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	6.447926
Valor promedio	4.799862
Valor mínimo	3.551825
Total de mediciones	1542
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

**Tabla 3.56**

Como se puede notar en las graficas anteriores, el nivel de  $THD_V$  en la Subestación 02 se encuentra dentro de los límites permitido por la SIGET ( $THD_V = 8\%$ ) durante el 100% del periodo de medición. A continuación se analizara cada una de las Armónicas y así poder constatar los datos presentados arriba; para ello se muestra las siguientes tablas resumen:

Fase A.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.42	0.17	0.07	0	0%	O.K.
3	3.43	2.63	2.13	0	0%	O.K.
4	0.64	0.09	0.07	0	0%	O.K.
5	5.70	4.02	2.94	0	0%	O.K.
6	0.71	0.09	0.07	4	0.26%	O.K.
7	2.76	1.51	0.64	0	0%	O.K.
8	0.21	0.07	0	0	0%	O.K.
9	0.35	0.12	0.07	0	0%	O.K.
10	0.43	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.49	0.16	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.57

Fase B.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.29	0.11	0.07	0	0%	O.K.
3	3.33	2.70	2.06	0	0%	O.K.
4	0.70	0.10	0.07	0	0%	O.K.
5	5.33	3.66	2.42	0	0%	O.K.
6	0.42	0.09	0.07	0	0%	O.K.
7	1.69	1.14	0.64	0	0%	O.K.
8	0.14	0.07	0	0	0%	O.K.
9	0.29	0.18	0.07	0	0%	O.K.
10	0.14	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.35	0.17	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.58

Fase C.

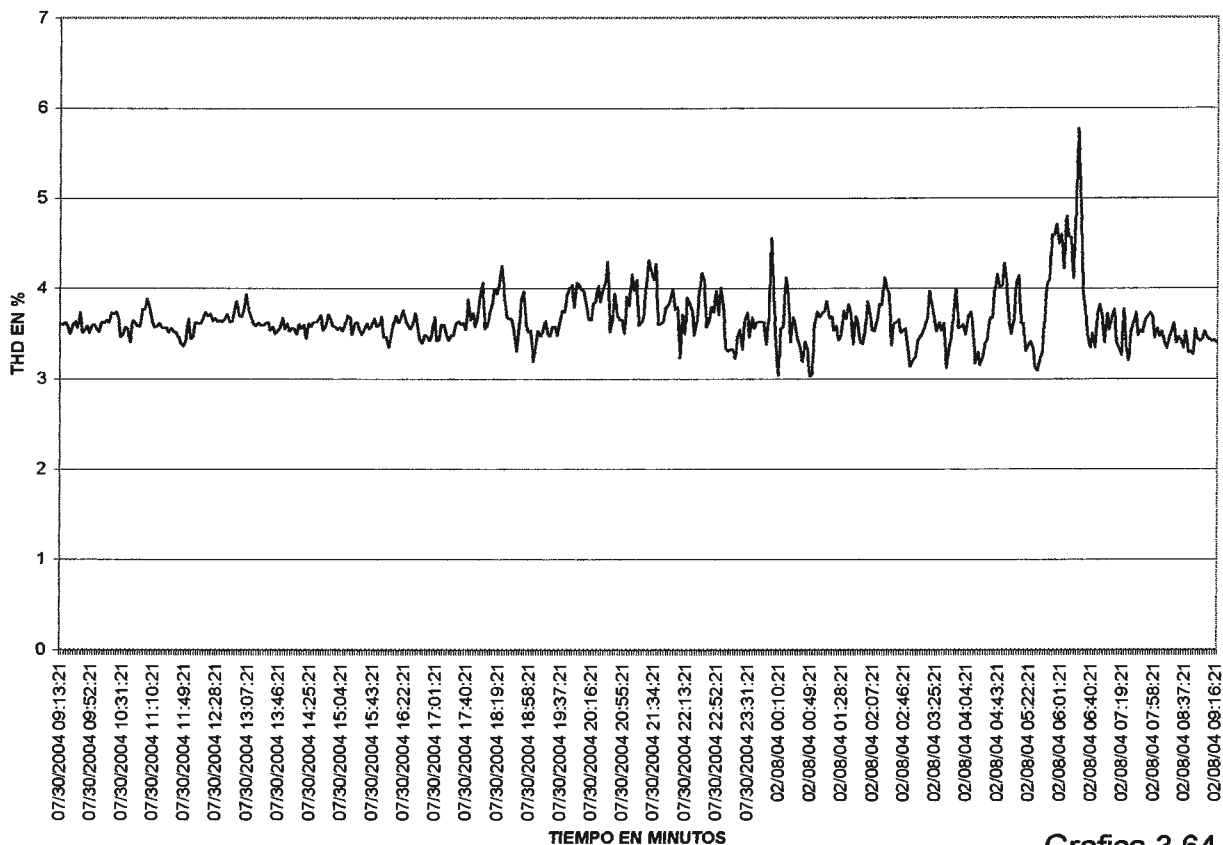
Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.36	0.12	0.07	0	0%	O.K.
3	2.97	2.50	1.92	0	0%	O.K.
4	0.63	0.09	0.07	0	0%	O.K.
5	5.17	3.67	2.22	0	0%	O.K.
6	0.69	0.09	0.07	4	0.26%	O.K.
7	2.72	1.49	0.64	0	0%	O.K.
8	0.21	0.07	0	0	0%	O.K.
9	0.35	0.11	0.07	0	0%	O.K.
10	0.42	0.07	0	0	0%	O.K.
11	0.49	0.16	0.07	0	0%	O.K.

Tabla 3.59

Como se nota en las tablas anteriores, se ve que ninguna Armónica se encuentra fuera del límite permitido para cada una de las tres fases.

### 3.5.2.3.3 Subestación 03.

**Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE A - Subestación 3.**

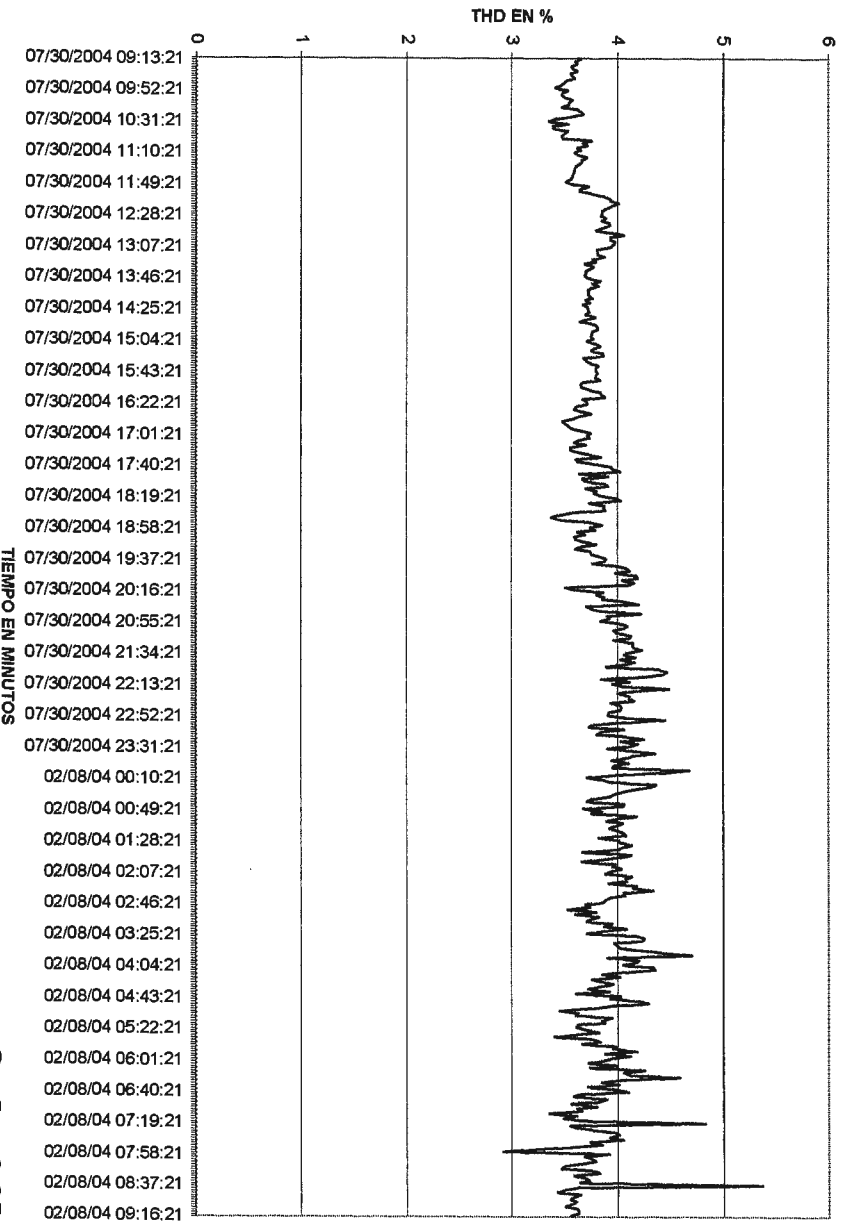


**Gráfica 3.64**

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	5.772823
Valor promedio	3.033407
Valor mínimo	3.658578
Total de mediciones	482
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

**Tabla 3.60**

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE B - Subestación 3.

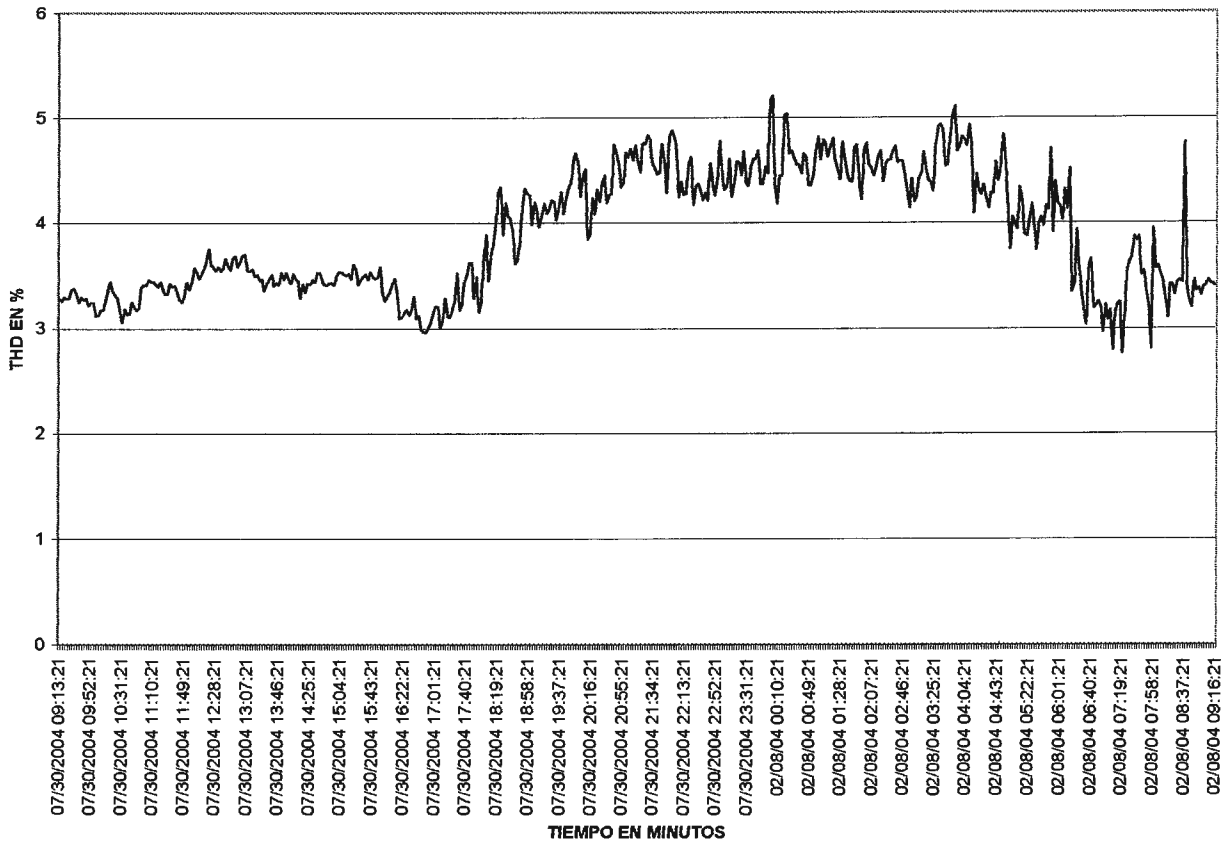


Gráfica 3.65

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	5.369374
Valor promedio	3.844172
Valor mínimo	2.918696
Total de mediciones	482
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

Tabla 3.61

**Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE C - Subestación 3.**



**Grafica 3.66**

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	5.206698
Valor promedio	3.905694
Valor mínimo	2.760405
Total de mediciones	482
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	0
Eventos que superan la norma	0%
Condición	O.K.

**Tabla 3.62**

Como se puede notar en las graficas anteriores, el nivel de  $THD_V$  en la Subestación 03 se encuentra dentro de los limites permitido por la SIGET ( $THD_V = 8\%$ ) durante el 100% del periodo de medición. A continuación se analizara cada una de las Armónicas y así poder constatar los datos presentados arriba; para ello se muestra las siguientes tablas resumen:

### Fase A.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.70	0.20	0.07	0	0%	O.K.
3	2.46	1.84	1.35	0	0%	O.K.
4	0.63	0.19	0.06	0	0%	O.K.
5	5.01	2.81	2.01	0	0%	O.K.
6	1.52	0.17	0.03	10	2.07%	O.K.
7	2.04	1.14	0.56	0	0%	O.K.
8	0.26	0.08	0.03	0	0%	O.K.
9	0.26	0.12	0.03	0	0%	O.K.
10	0.42	0.06	0.03	0	0%	O.K.
11	0.54	0.23	0.06	0	0%	O.K.

Tabla 3.63

### Fase B.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.75	0.16	0.06	0	0%	O.K.
3	2.77	2.07	1.46	0	0%	O.K.
4	1.47	0.16	0.03	2	0.41%	O.K.
5	3.57	2.74	1.54	0	0%	O.K.
6	2.46	0.18	0.06	7	1.45%	O.K.
7	2.57	1.49	0.67	0	0%	O.K.
8	0.54	0.07	0.03	1	0.21%	O.K.
9	0.25	0.14	0.03	0	0%	O.K.
10	0.16	0.05	0.03	0	0%	O.K.
11	0.32	0.17	0.06	0	0%	O.K.

Tabla 3.64

### Fase C.

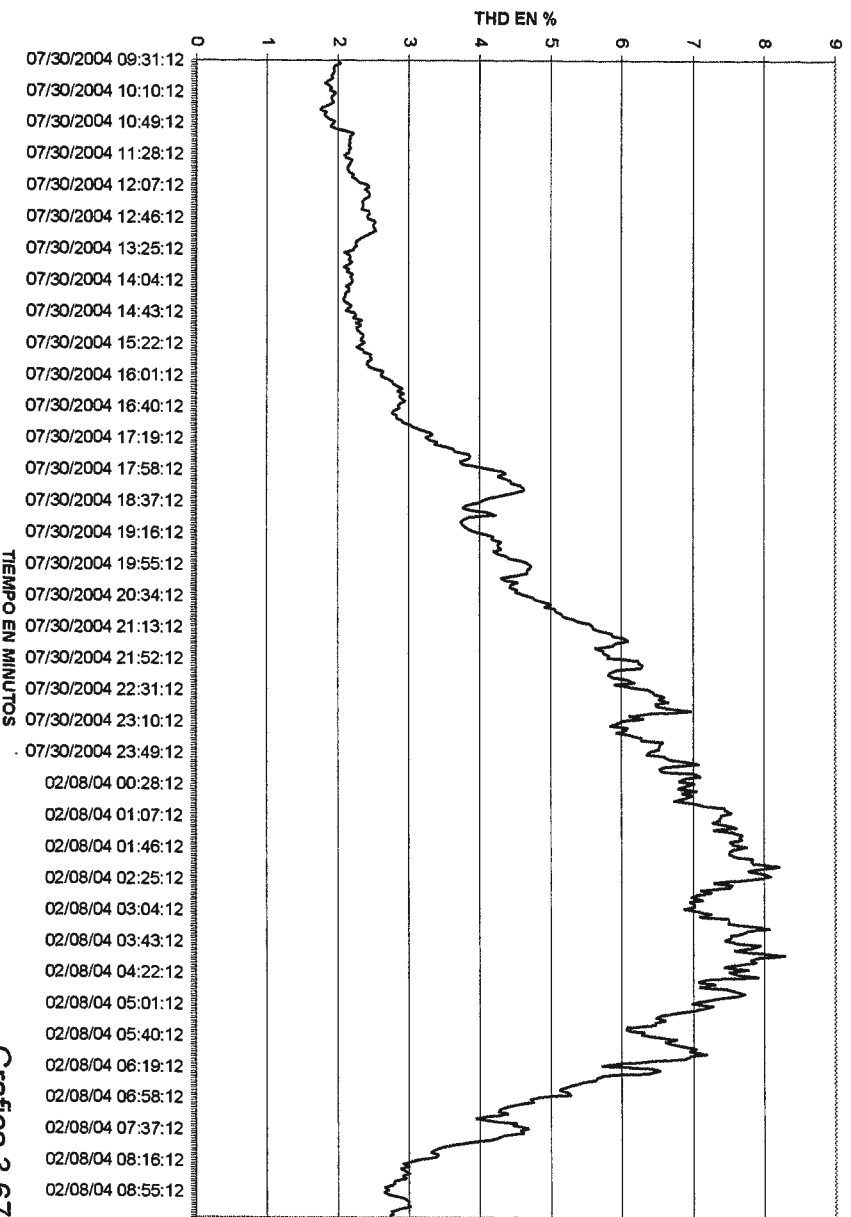
Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	1.44	0.16	0.06	0	0%	O.K.
3	2.26	1.87	1.23	0	0%	O.K.
4	0.71	0.16	0.03	0	0%	O.K.
5	3.84	2.79	0.94	0	0%	O.K.
6	1.45	0.16	0.03	7	1.45%	O.K.
7	3.09	1.73	0.69	0	0%	O.K.
8	0.45	0.07	0.03	0	0%	O.K.
9	0.39	0.13	0.03	0	0%	O.K.
10	0.45	0.06	0.03	0	0%	O.K.
11	0.57	0.23	0.03	0	0%	O.K.

Tabla 3.65

Como se nota en las tablas anteriores, se ve que ninguna Armónica se encuentra fuera del límite permitido para cada una de las tres fases.

### 3.5.2.3.4 Subestación 04.

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE A - Subestación 4.

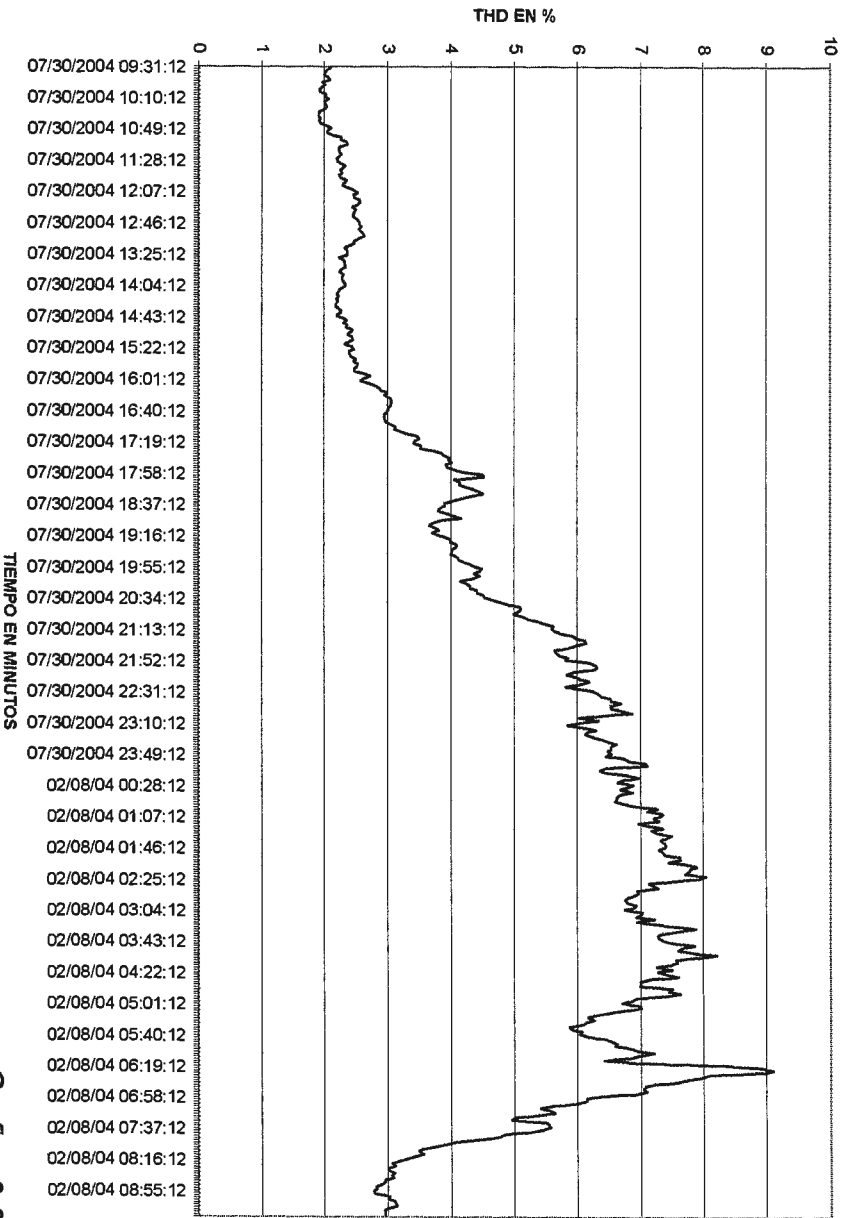


Grafica 3.67

Orden de la armónica		TODAS
Valor máximo		8.3
Valor promedio		4.60
Valor mínimo		1.74
Total de mediciones		479
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET		4
Eventos que superan la norma		0.84%
Condición		O.K.

Tabla 3.66

Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE B - Subestación 4.



Grafica 3.68

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	9.11
Valor promedio	4.70
Valor mínimo	1.91
Total de mediciones	479
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	7
Eventos que superan la norma	1.46%
Condición	O.K.

Tabla 3.67

**Distorsión Armónica Total de Voltaje - FASE C - Subestación 4.**



**Gráfica 3.69**

Orden de la armónica	TODAS
Valor máximo	9.04
Valor promedio	4.58
Valor mínimo	1.73
Total de mediciones	479
Numero de mediciones que superan el 8 % permitido por SIGET	5
Eventos que superan la norma	1.04%
Condición	O.K.

**Tabla 3.68**

Como se puede notar en las graficas anteriores, el nivel de  $THD_V$  en la Subestación 04 se encuentra dentro de los limites permitido por la SIGET ( $THD_V = 8\%$ ) durante mas del 98% del periodo de medición. A continuación se analizara cada una de las Armónicas y así poder constatar los datos presentados arriba; para ello se muestra las siguientes tablas resumen:

Fase A.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	1.83	0.19	0.07	0	0%	O.K.
3	1.97	0.50	0.20	0	0%	O.K.
4	2.85	0.14	0.07	1	0.21%	O.K.
5	8.47	4.72	1.65	179	37.37%	NO O.K.
6	3.05	0.13	0.07	2	0.42%	O.K.
7	1.42	0.88	0.40	0	0%	O.K.
8	0.88	0.09	0.07	1	0.21%	O.K.
9	0.61	0.31	0.07	0	0%	O.K.
10	0.54	0.12	0.07	1	0.21%	O.K.
11	0.81	0.49	0.14	0	0%	O.K.

Tabla 3.69

Fase B.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	0.62	0.16	0.07	0	0%	O.K.
3	1.09	0.58	0.27	0	0%	O.K.
4	1.17	0.15	0.07	1	0.21%	O.K.
5	9.92	4.84	1.85	189	39.46%	NO O.K.
6	0.55	0.11	0.07	1	0.21%	O.K.
7	1.29	0.75	0.41	0	0%	O.K.
8	0.27	0.09	0	0	0%	O.K.
9	0.69	0.29	0.07	0	0%	O.K.
10	0.62	0.14	0.07	6	1.25%	O.K.
11	1.15	0.48	0.14	0	0%	O.K.

Tabla 3.70

Fase C.

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Valor Promedio	Valor Mínimo	Número de mediciones que superan la norma	Eventos que superan la norma	Condición
2	1.71	0.17	0.07	0	0%	O.K.
3	1.98	0.43	0.20	0	0%	O.K.
4	3.36	0.16	0.07	1	0.21%	O.K.
5	9.92	4.77	1.68	186	38.83%	NO O.K.
6	3.42	0.13	0.07	2	0.42%	O.K.
7	1.22	0.63	0.14	0	0%	O.K.
8	0.96	0.09	0	1	0.21%	O.K.
9	0.68	0.21	0.07	0	0%	O.K.
10	0.54	0.12	0.07	1	0.21%	O.K.
11	1.22	0.49	0.13	0	0%	O.K.

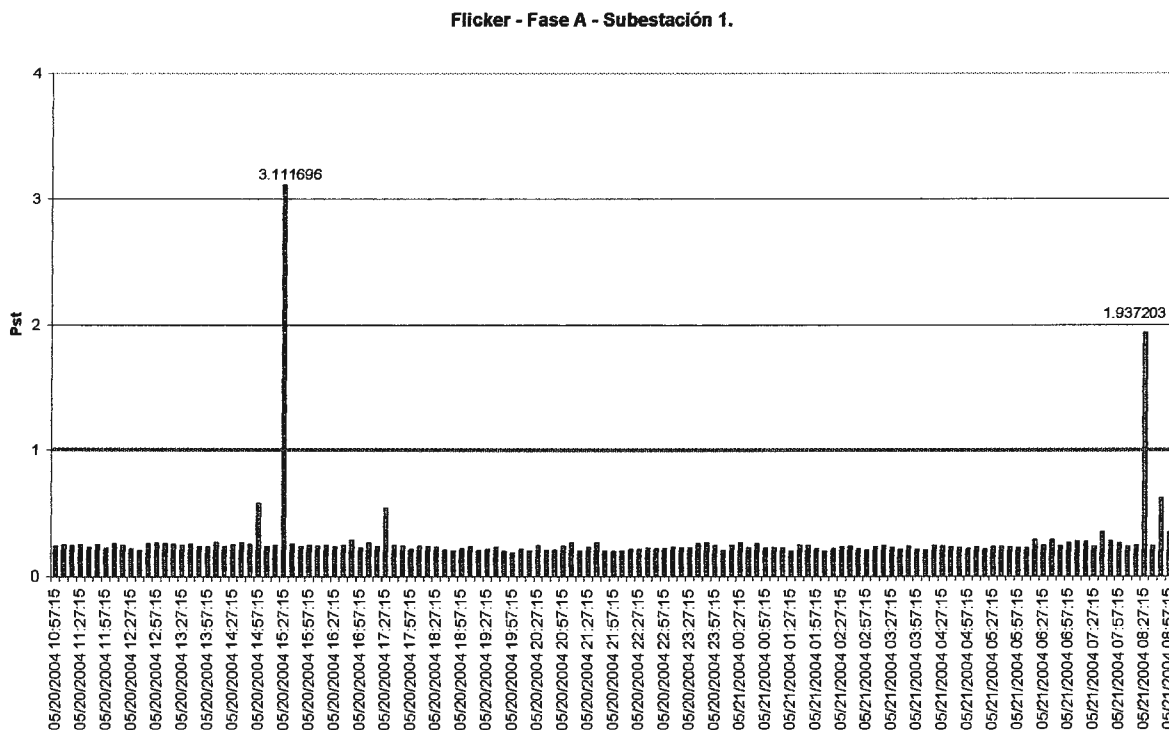
Tabla 3.71

Según muestran las tablas anteriores, la 5ta Armónica se encuentra fuera de los límites permitidos durante más del 35% del periodo de medición, lo que estaría causando que el THD<sub>V</sub> este también fuera del límite (aunque bien no sobrepasa el 5% permitido), se sabe, que la Distorsión Armónica de Voltaje se origina de la Distorsión Armónica de Corriente, es por ello, que el THD<sub>V</sub> disminuirá siempre y cuando la Distorsión de Corriente sea disminuida.

### 3.5.2.4 Flicker en la Tensión.

La normativa del país indica al P<sub>ST</sub> (Índice de Severidad de Efecto de Parpadeo de Corto Plazo) como la variable a medir para poder determinar si el Flicker se encuentra fuera o dentro de los límites permitidos, siendo dicho límite para el P<sub>ST</sub> = 1. A continuación se muestran las graficas donde se observan los niveles de Flicker en cada una de las Subestaciones.

#### 3.5.2.4.1 Subestación 01.

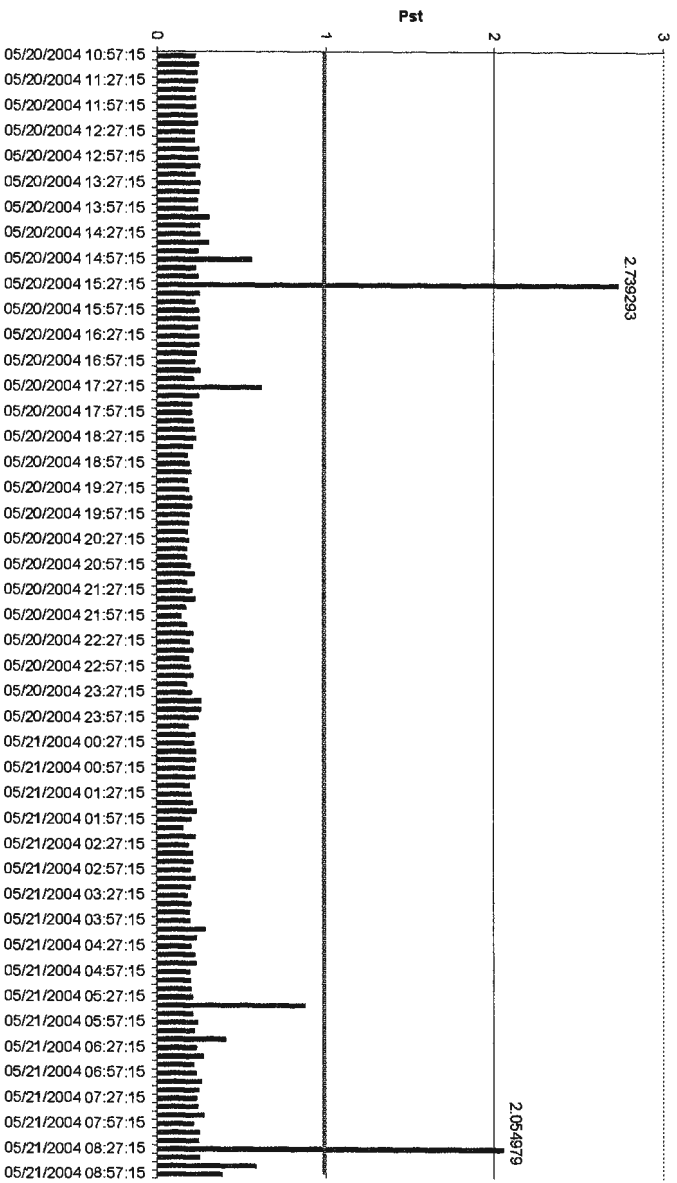


Grafica 3.70

Valor máximo	3.111696
Valor promedio	0.282202
Valor mínimo	0.185325
Total de mediciones	133
Número de mediciones que superan el $P_{ST} = 1$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	1.50%
Condición	O.K.

Tabla 3.72

Flicker - Fase B - Subestación 1.

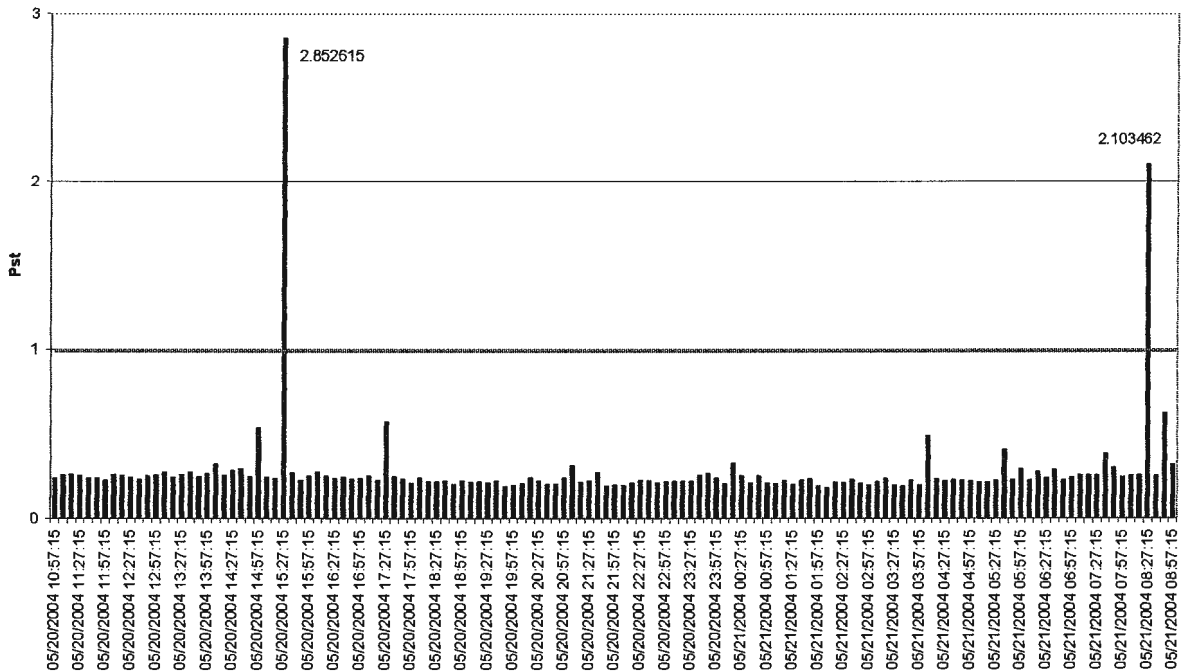


Grafica 3.71

Valor máximo	2.739293
Valor promedio	0.269272
Valor mínimo	0.145846
Total de mediciones	133
Número de mediciones que superan el $P_{ST} = 1$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	1.50%
Condición	O.K.

Tabla 3.73

Flicker - Fase C - Subestación 1.



Grafica 3.72

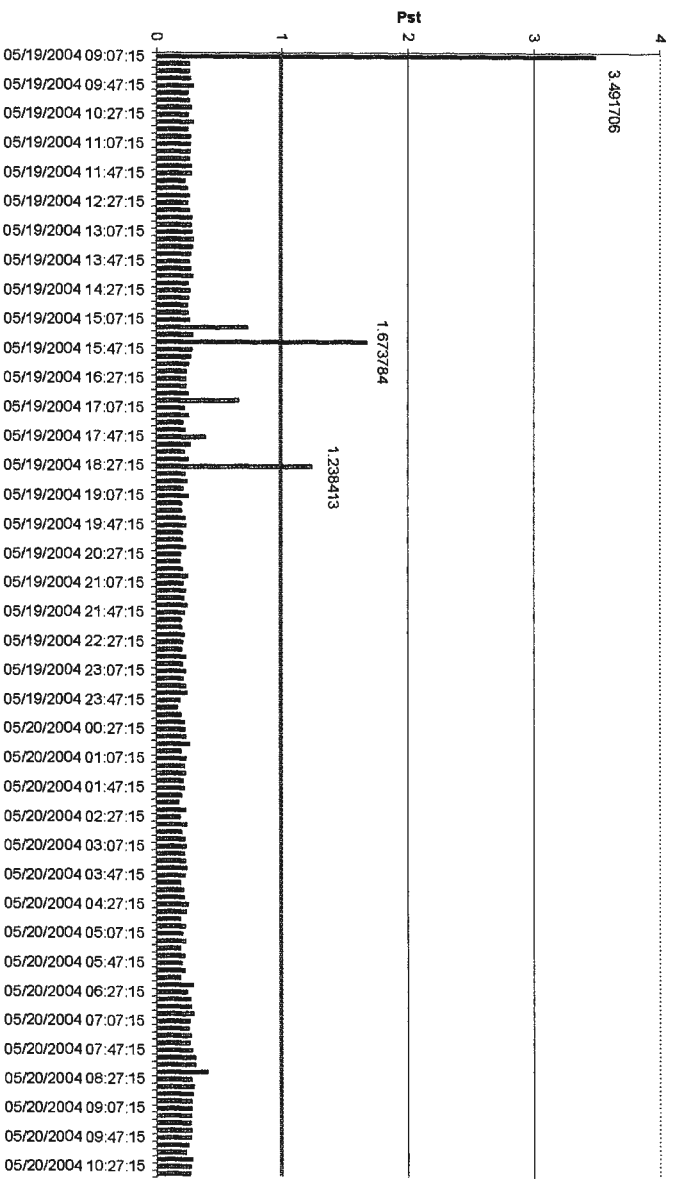
Valor máximo	2.852615
Valor promedio	0.281646
Valor mínimo	0.181163
Total de mediciones	133
Número de mediciones que superan el $P_{ST} = 1$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	1.50%
Condición	O.K.

Tabla 3.74

Como se nota en las tablas 3.72, 3.73 y 3.74, el total de eventos que superan el límite son igual al 1.50%, para cada una de las fases y como la normativa determina que las mediciones fuera del rango establecido no pueden sobrepasar el 5% del período de medición, se puede concluir que la Subestación 01 con respecto a Flicker se encuentra en buenas condiciones.

### 3.5.2.4.2 Subestación 02.

Flicker - Fase A - Subestación 2.

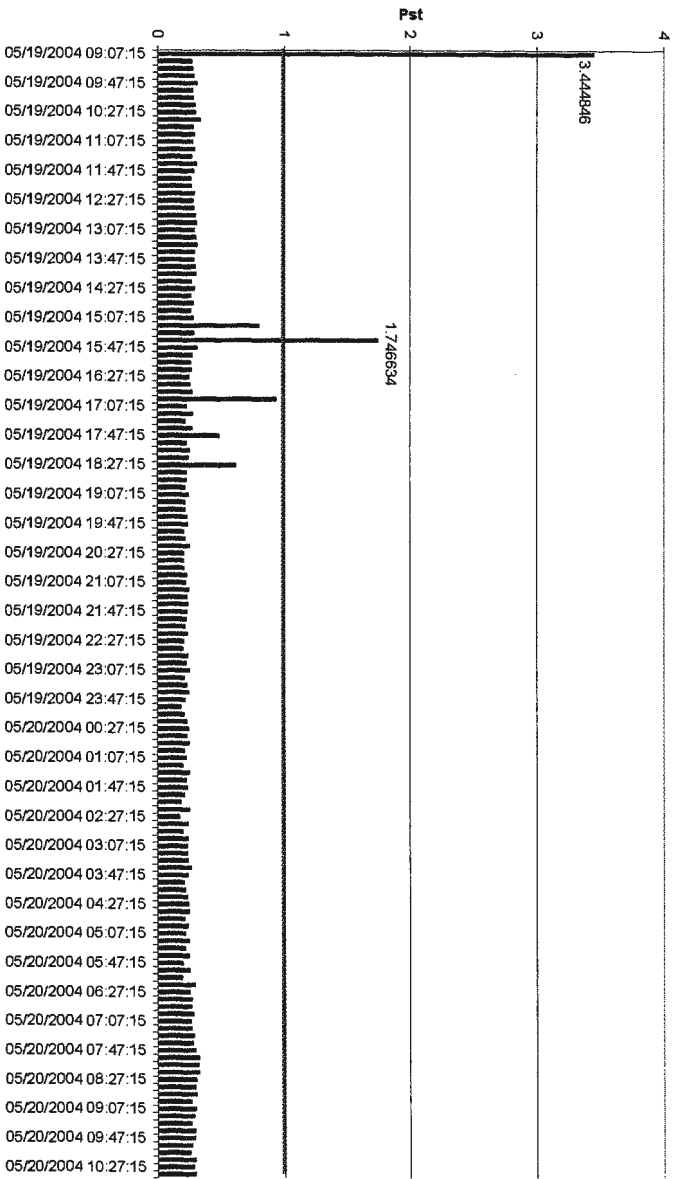


Grafica 3.73

Valor máximo	3.491706
Valor promedio	0.291387
Valor mínimo	0.170324
Total de mediciones	154
Número de mediciones que superan el $P_{St} = 1$ permitido por SIGET	3
Eventos que superan la norma	1.95%
Condición	O.K.

Tabla 3.75

Flicker - Fase B - Subestación 2.

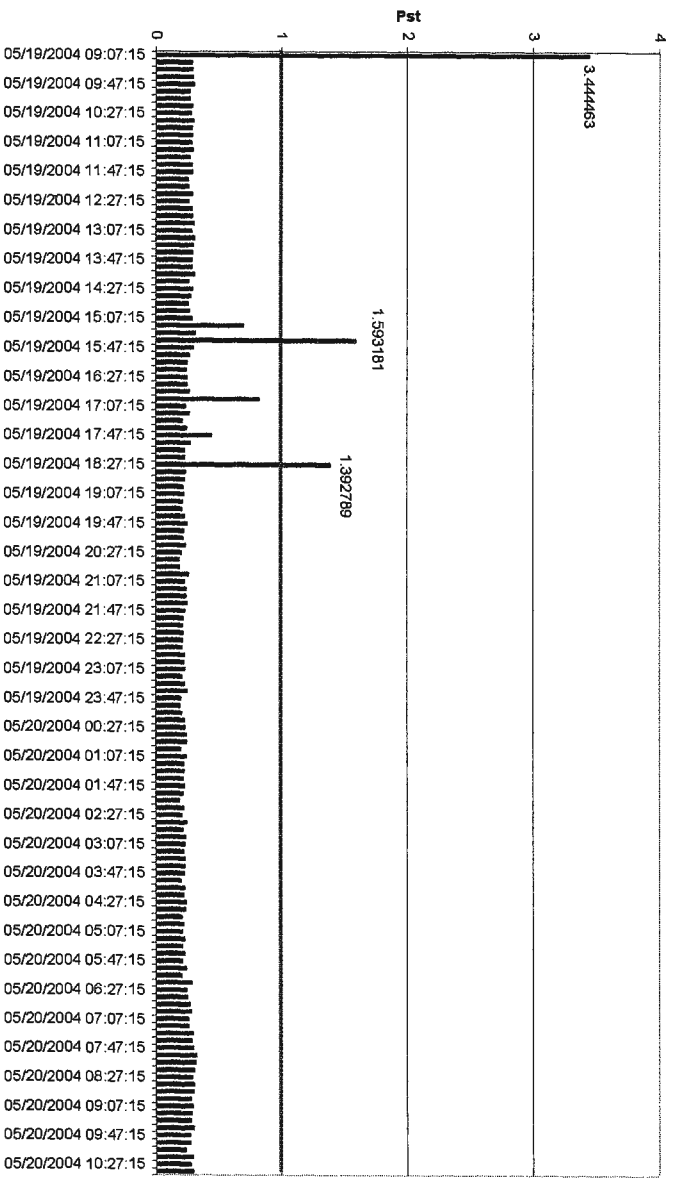


Grafica 3.74

Valor máximo	3.444846
Valor promedio	0.297567
Valor mínimo	0.169976
Total de mediciones	154
Número de mediciones que superan el $P_{ST} = 1$ permitido por SIGET	2
Eventos que superan la norma	1.30%
Condición	O.K.

Tabla 3.76

Flicker - Fase C - Subestación 2.



Grafica 3.75

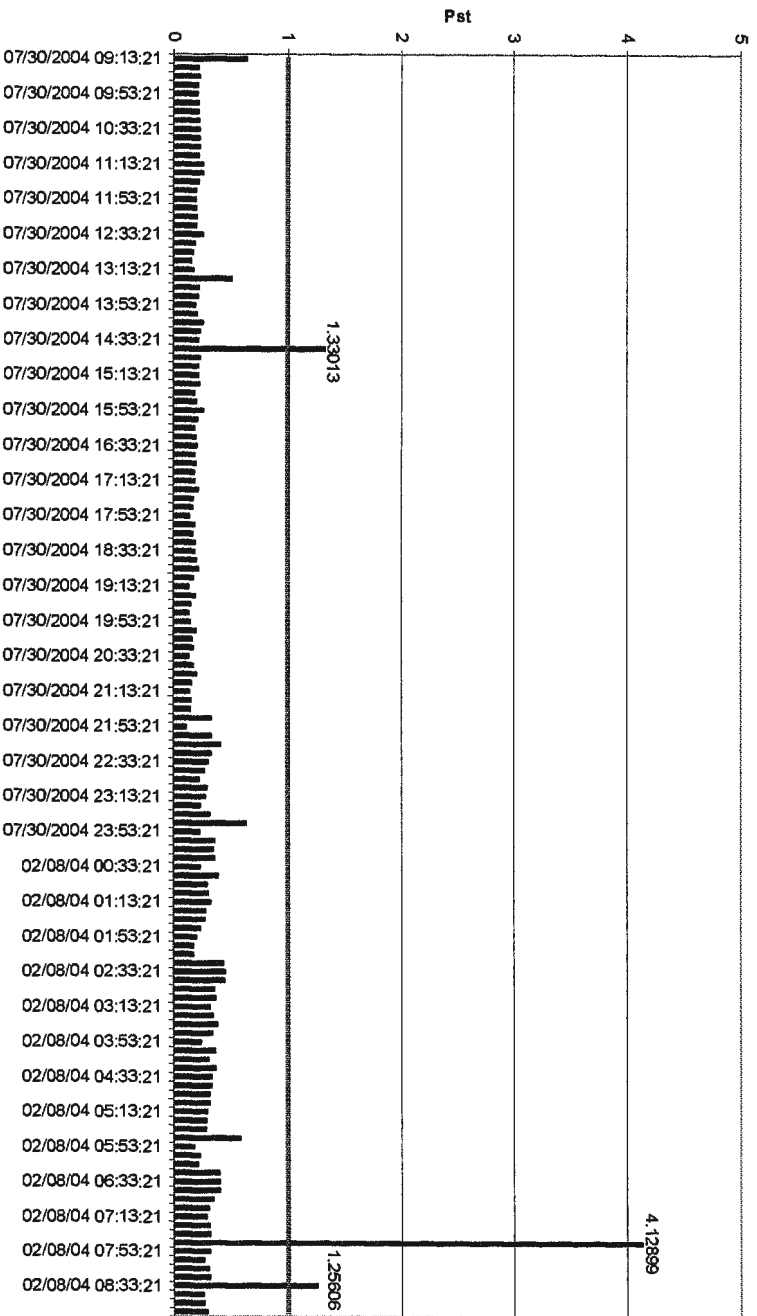
Valor máximo	3.444463
Valor promedio	0.296075
Valor mínimo	0.185187
Total de mediciones	154
Número de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	3
Eventos que superan la norma	1.95%
Condición	O.K.

Tabla 3.77

Nuevamente, como se nota en las tablas 3.75, 3.76 y 3.77, el total de eventos que superan el límite son igual al 1.95%, para las Fases A y C, 1.30% para la Fase B, éstos con respecto al total general de mediciones. Debido a que estos porcentajes no superan el límite del 5% se puede concluir que la Subestación 02 con respecto a Flicker se encuentra en buenas condiciones.

### 3.5.2.4.3 Subestación 03.

Flicker - Fase A - Subestación 3

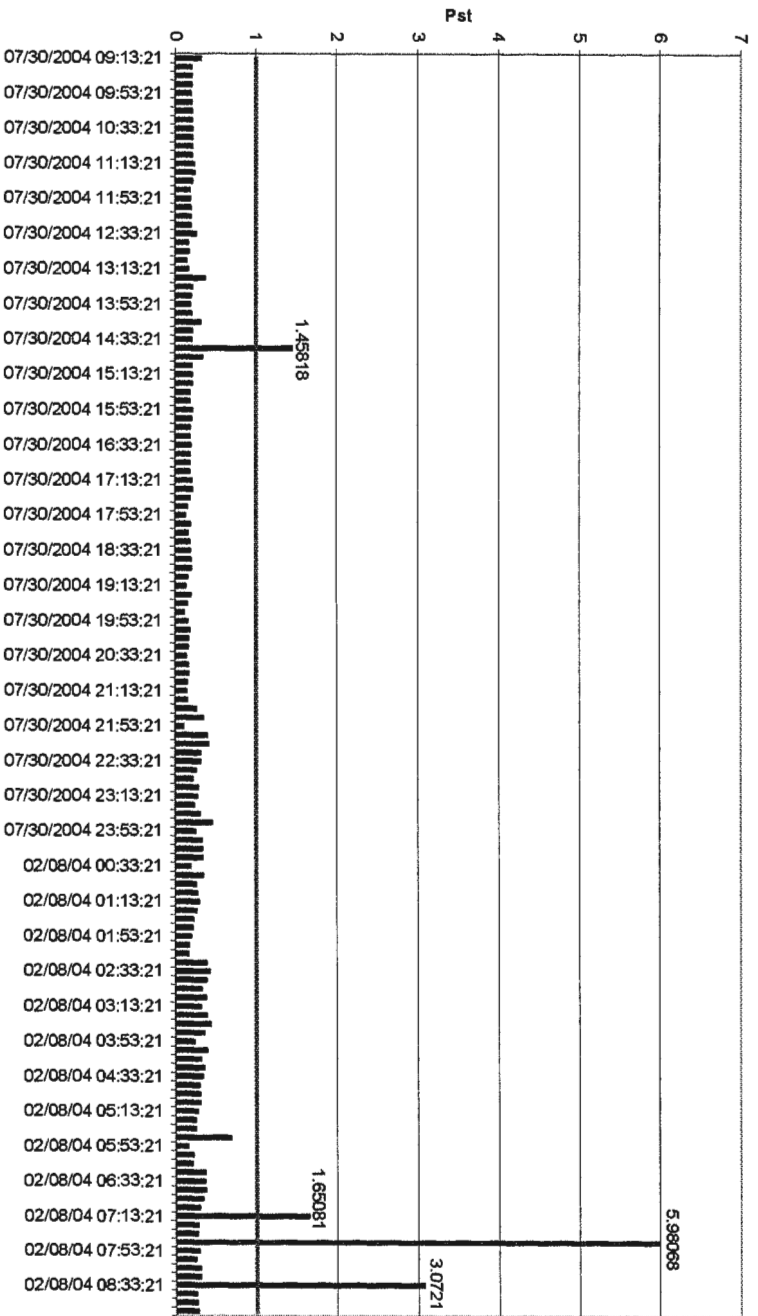


Grafica 3.76

Valor máximo	4.128994
Valor promedio	0.298045
Valor mínimo	0.109054
Total de mediciones	144
Numero de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	3
Eventos que superan la norma	2.08%
Condición	O.K.

Tabla 3.78

Flicker - Fase B - Subestación 3

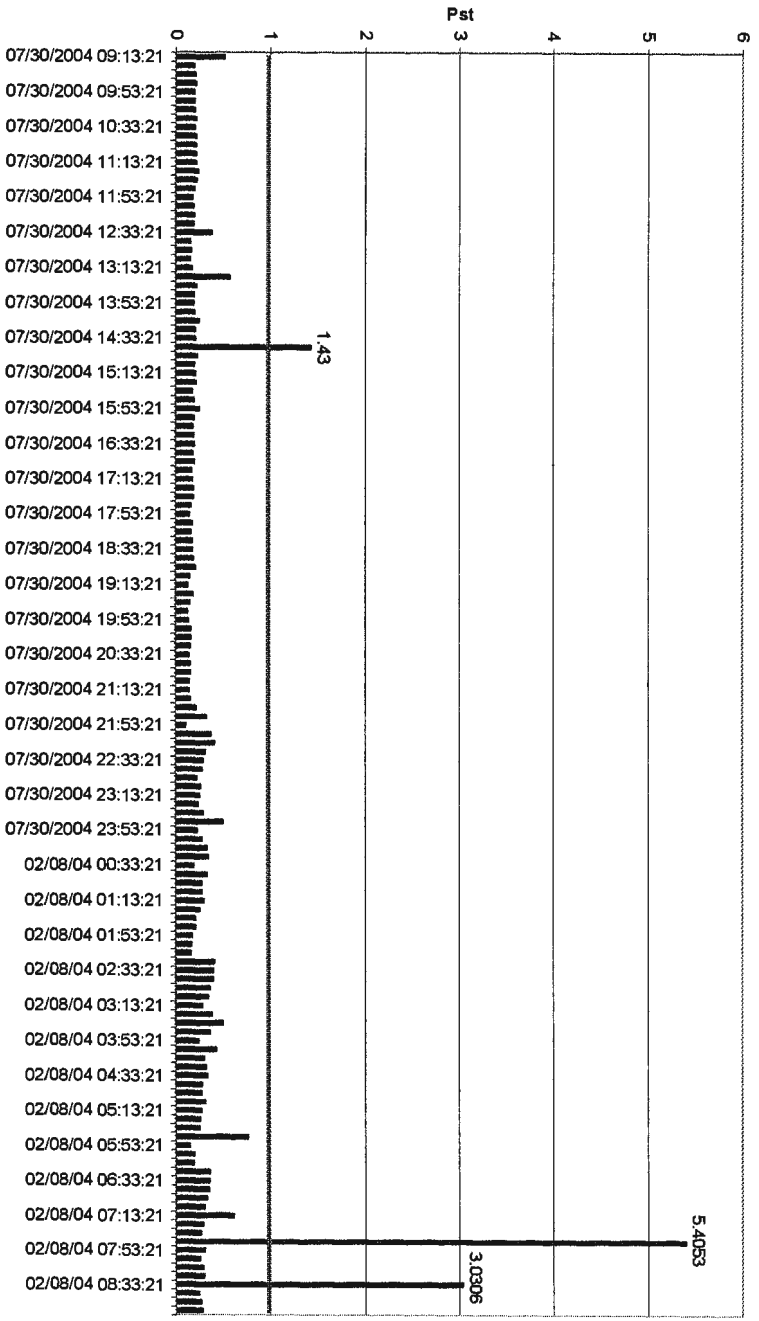


Grafica 3.77

Valor máximo	5.980682
Valor promedio	0.322210
Valor mínimo	0.101114
Total de mediciones	144
Numero de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	4
Eventos que superan la norma	2.78%
Condición	O.K.

Tabla 3.79

Flicker - Fase C - Subestación 3



Gráfica 3.78

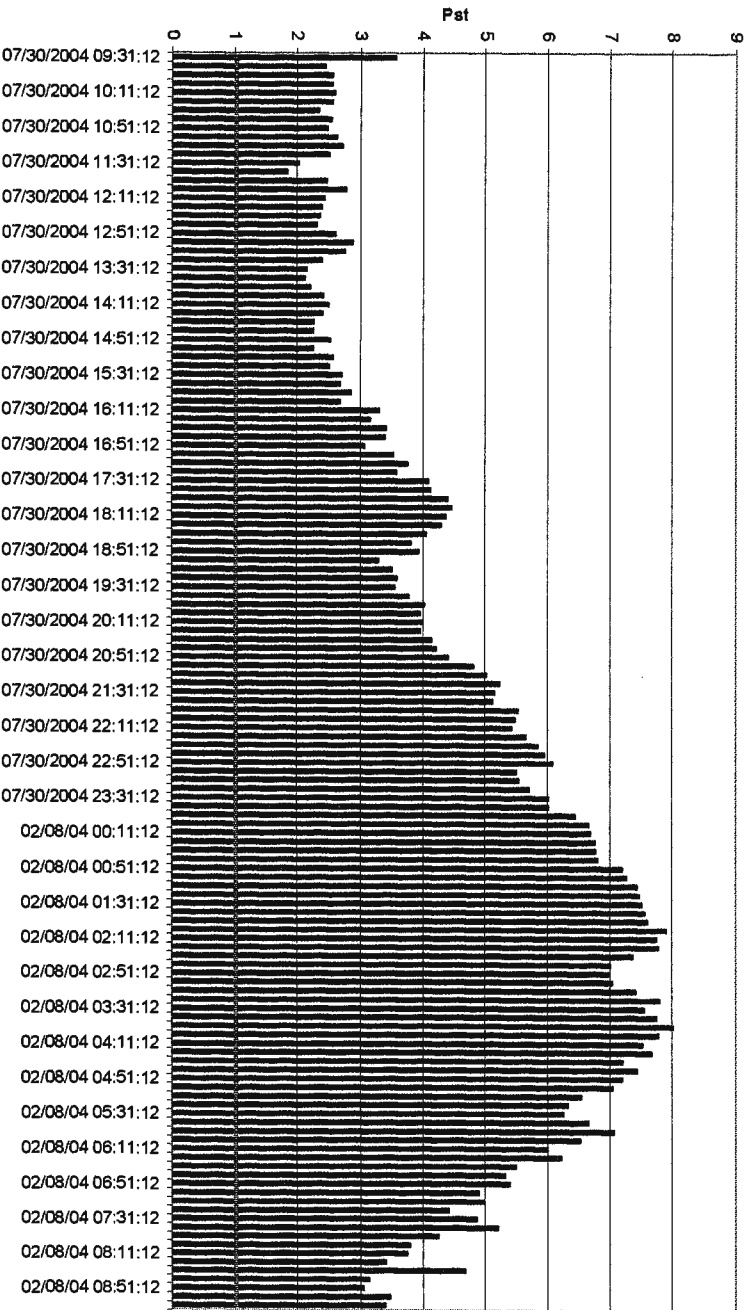
Valor máximo	5.405323
Valor promedio	0.310646
Valor mínimo	0.101571
Total de mediciones	144
Numero de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	3
Eventos que superan la norma	2.08%
Condición	O.K.

Tabla 3.80

El total de eventos que superan el límite son igual al 2.08%, para las Fases A y C y 2.78% para la Fase B, éstos con respecto al total general de mediciones. Debido a que estos porcentajes no superan el límite del 5% se puede concluir que la Subestación 03 con respecto a Flicker se encuentra en buenas condiciones.

### 3.5.2.4.4 Subestación 04.

Flicker - Fase A - Subestación 4

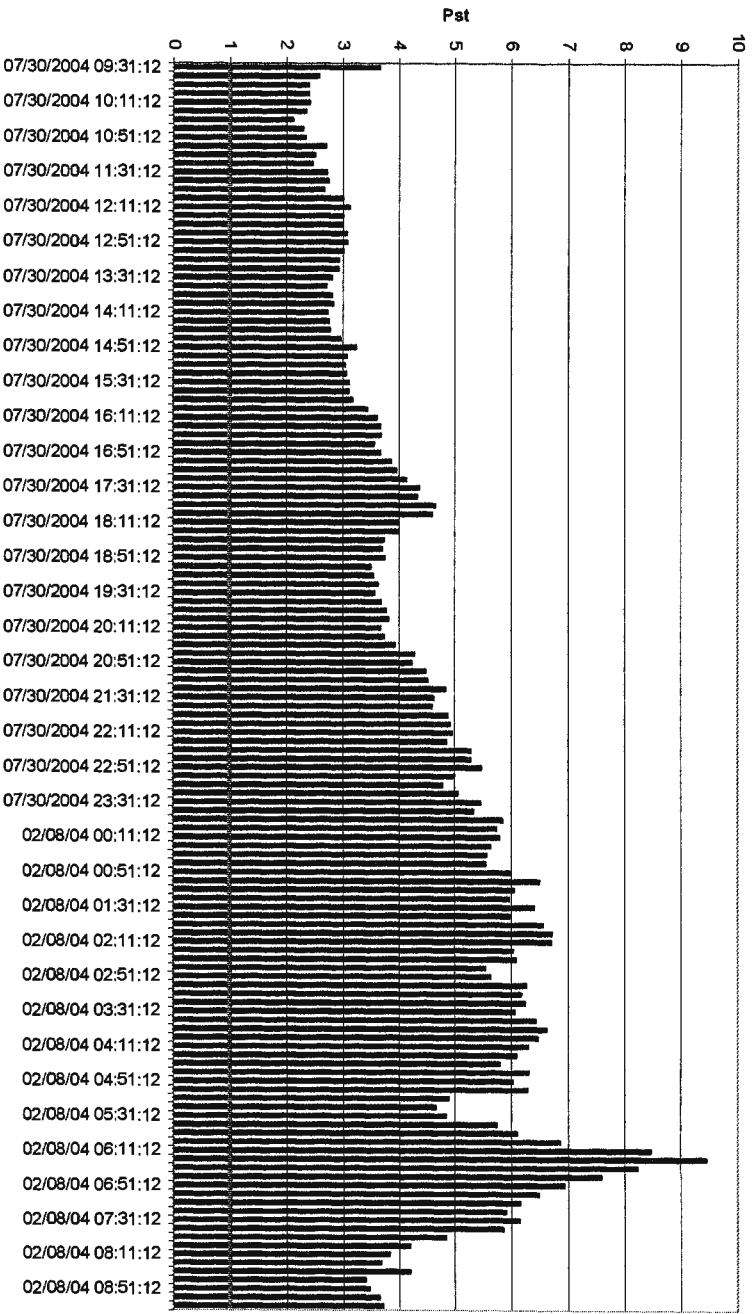


Grafica 3.79

Valor máximo	8.021782
Valor promedio	4.648306
Valor mínimo	1.841464
Total de mediciones	143
Numero de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	143
Eventos que superan la norma	100%
Condición	NO O.K.

Tabla 3.81

Flicker - Fase B - Subestación 4

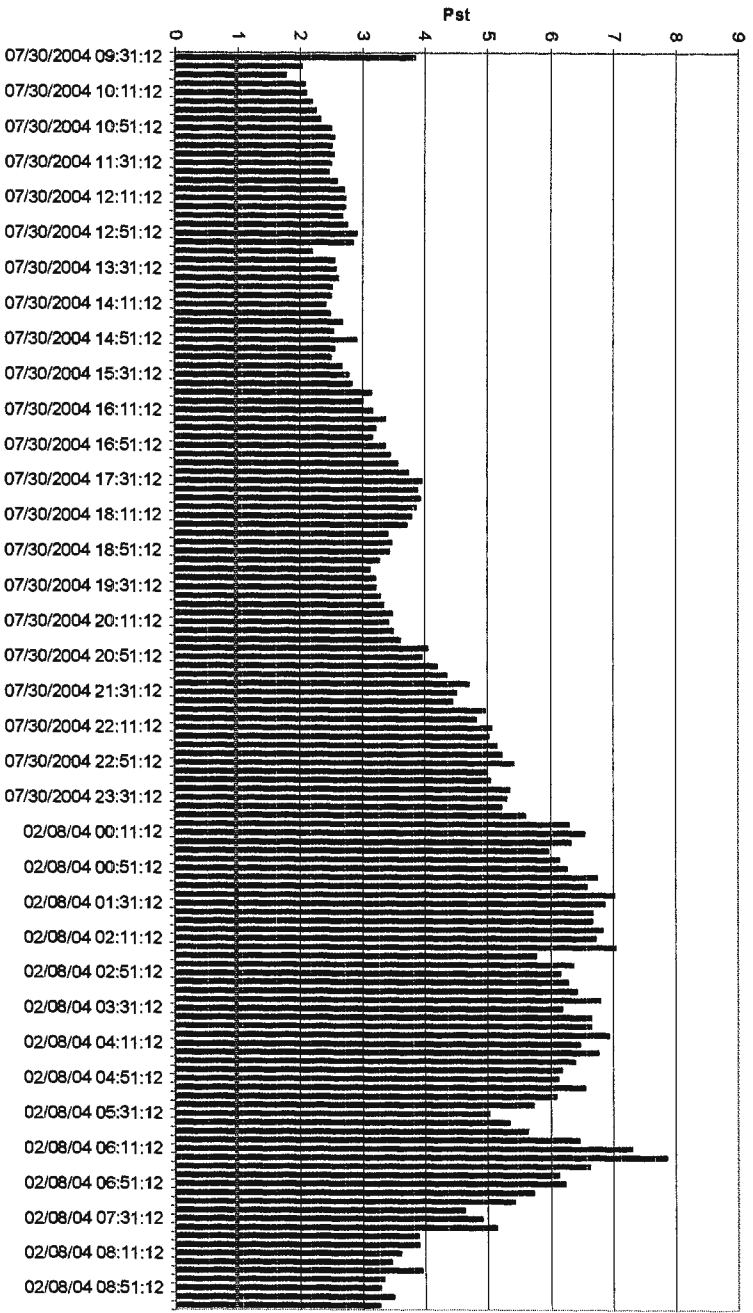


Grafica 3.80

Valor máximo	9.444911
Valor promedio	4.506478
Valor mínimo	2.111145
Total de mediciones	143
Numero de mediciones que superan el P <sub>st</sub> = 1 permitido por SIGET	143
Eventos que superan la norma	100%
Condición	NO O.K.

Tabla 3.82

Flicker - Fase C - Subestación 4



Gráfica 3.81

Valor máximo	7.847333
Valor promedio	4.347109
Valor mínimo	1.729222
Total de mediciones	143
Numero de mediciones que superan el $P_{st} = 1$ permitido por SIGET	143
Eventos que superan la norma	100 %
Condición	NO O.K.

Tabla 3.83

Para el caso de la Subestación 04, según se nota en las graficas anteriores, existe un problema de Flicker, debido a que el 100% de las mediciones sobre pasa el limite establecido ( $P_{st} = 1$ ) en las tres fases de la Subestación. Por lo que en el apartado de propuestas de soluciones se dará las opciones para poder corregir este fenómeno.

### **3.5.3 Parámetros analizados bajo Normativa Internacional.**

#### **3.5.3.1 Sobretensiones (Swells).**

La magnitud típica de un Swell se encuentra entre el 110% y el 180% del voltaje nominal<sup>23</sup> y se clasifican en instantáneos, momentáneos y temporales (al igual que los Sags). Pero también, como ésta última clasificación se basa en el tiempo de duración que oscila entre los 0.5 ciclos y menos de 1 minuto, ésta no se podrá hacer debido a la configuración del aparato a la hora de la medición. Se revisaron cada uno de los datos de las cuatro Subestaciones des Hospital de Maternidad, donde no apareció ninguno con un nivel lo suficientemente alto para poderse catalogar como un Swell o Sobretensión.

#### **3.5.3.2 Huecos de Tensión (Sags).**

Tomando como referencia a la norma IEEE 1159<sup>24</sup>, en donde dice que la magnitud típica de voltaje para un Sag está entre 10% y 90% del voltaje nominal, además se clasifican dependiendo de su duración como instantáneos, momentáneos y temporales. Para el caso en estudio ésta clasificación no se hará para los datos medidos ya que el equipo no fue configurado para medir en intervalos tan cortos de tiempo, porque éste fue arreglado para medir cada minuto. A continuación, se muestran los eventos para las Subestaciones del Hospital de Maternidad:

---

<sup>23</sup> IEEE 1159. "Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia".

<sup>24</sup> IEEE 1159. "Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia".

### 3.5.3.2.1 Subestación 01.

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
05/20/2004 15:25:15	124.763474	125.251785	125.740097	125.495941	126.106331	126.594643	124.641396	125.129707	125.618019
05/20/2004 15:26:15	125.007629	125.373863	125.740097	125.740097	126.106331	126.472565	124.641396	125.129707	125.618019
05/20/2004 15:27:15	124.885551	125.495941	126.106331	125.373863	126.106331	126.594643	123.908928	124.885551	125.373863
05/20/2004 15:28:15	124.763474	125.495941	125.984253	125.495941	126.228409	126.594643	124.39724	125.007629	125.495941
05/20/2004 15:29:15	96.319359	125.007629	125.862175	99.3713	125.862175	126.594643	97.295975	124.641396	125.618019
05/20/2004 15:30:15	125.007629	125.862175	126.594643	125.740097	126.594643	127.082954	124.763474	125.495941	125.984253
05/20/2004 15:31:15	125.251785	126.350487	126.716721	125.862175	126.836799	127.32711	124.641396	125.618019	126.106331
05/20/2004 15:32:15	125.007629	125.373863	125.740097	125.373863	125.984253	126.472565	124.153084	124.763474	125.129707
05/20/2004 15:33:15	124.519318	125.373863	125.740097	125.618019	126.106331	126.594643	124.153084	124.885551	125.373863

Tabla 3.84

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
05/21/2004 08:26:15	123.17646	123.542694	124.031006	124.39724	125.007629	125.495941	123.054382	123.542694	124.031006
05/21/2004 08:27:15	122.810226	123.420616	123.908928	124.031006	124.763474	125.373863	122.932304	123.542694	124.275162
05/21/2004 08:28:15	122.199844	123.054382	123.664772	123.78685	124.641396	125.129707	122.566071	123.298538	123.78685
05/21/2004 08:29:15	122.566071	123.420616	124.031006	124.39724	124.885551	125.618019	122.566071	123.298538	124.031006
05/21/2004 08:30:15	104.986877	123.298538	124.153084	106.940117	124.885551	125.862175	105.597267	123.542694	124.519318
05/21/2004 08:31:15	123.17646	124.153084	124.641396	124.519318	125.618019	126.106331	123.420616	124.39724	125.007629
05/21/2004 08:32:15	123.420616	124.031006	124.641396	125.007629	125.618019	126.228409	123.78685	124.519318	125.007629
05/21/2004 08:33:15	112.79985	123.78685	124.519318	109.869987	125.618019	126.350487	104.010254	124.153084	125.007629
05/21/2004 08:34:15	122.810226	124.39724	124.885551	124.763474	126.350487	126.960876	123.298538	125.129707	125.618019
05/21/2004 08:35:15	124.031006	124.519318	124.885551	125.862175	126.350487	126.716721	124.641396	125.251785	125.740097
05/21/2004 08:36:15	123.78685	124.275162	124.641396	125.618019	125.984253	126.350487	124.153084	124.885551	125.373863
05/21/2004 08:37:15	123.298538	123.908928	124.39724	125.251785	125.740097	126.228409	123.78685	124.519318	125.007629

Tabla 3.85

Observando las tablas 3.84 y 3.85, donde los datos marcados, son los que se encuentran en el rango de los Huecos de Tensión, se nota que el evento sucede en las tres fases al mismo tiempo, por lo que quizás esto se debió a alguna maniobra en el circuito. Solo suceden 7 Huecos de Tensión en todo el período de medición para lo Subestación 01.

### 3.5.3.2 Subestación 02.

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
05/19/2004 15:36:15	112.067383	120.124519	121.101143	117.436605	121.101143	121.955688	112.067383	119.880363	120.734909
05/19/2004 15:37:15	119.51413	120.979065	121.589455	120.246597	121.833611	122.443993	118.537506	120.246597	120.856987
05/19/2004 15:38:15	120.124519	120.979065	121.467377	121.101143	121.955688	122.443993	119.51413	120.368675	121.223221
05/19/2004 15:39:15	119.880363	120.612831	121.223221	120.856987	121.589455	122.321922	119.636208	120.246597	121.223221
<b>05/19/2004 15:40:15</b>	<b>106.818039</b>	120.612831	121.223221	<b>106.818039</b>	121.223221	121.955688	<b>106.451813</b>	120.002441	120.612831
05/19/2004 15:41:15	120.734909	121.345299	122.077766	121.223221	121.955688	122.810226	119.636208	120.490753	121.101143
05/19/2004 15:42:15	120.856987	121.345299	121.711533	121.345299	122.077766	122.443993	120.246597	120.734909	121.101143
05/19/2004 15:43:15	120.612831	121.223221	121.711533	121.101143	121.955688	122.443993	120.002441	120.612831	121.101143
05/19/2004 15:44:15	120.734909	121.345299	121.833611	121.345299	121.955688	122.321922	120.246597	120.734909	121.101143

Tabla 3.86

Para lo que es la Subestación 02, el número de Sags que suceden en todo el periodo de medición son 3 y también al mismo tiempo en las tres fases.

### 3.5.3.2.3 Subestación 03.

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
07/30/2004 14:37:21	261.61264	263.199646	264.29637	267.10614	268.937317	270.036011	260.758087	262.833435	264.054199
07/30/2004 14:40:21	261.978882	263.443817	264.664581	267.960693	269.303558	270.402252	261.49057	263.443817	264.786682
07/30/2004 14:43:21	262.833435	264.420441	265.641205	268.449005	269.79187	271.012634	262.223022	263.932129	265.030823
07/30/2004 14:46:21	262.955505	265.030823	266.007446	268.204834	270.280182	271.378876	262.589264	264.17627	265.641205
<b>07/30/2004 14:49:21</b>	<b>225.843857</b>	265.152893	267.716522	<b>232.558136</b>	270.158081	272.843811	<b>225.355545</b>	264.17627	266.495758
07/30/2004 14:52:21	264.29837	267.22821	268.571075	270.768494	272.59964	273.820435	264.420441	266.007446	267.22821
07/30/2004 14:55:21	263.199646	265.397064	266.617828	260.391876	271.012634	272.47757	260.391876	264.542511	265.763275
07/30/2004 14:58:21	262.833435	264.664581	265.641205	268.571075	270.524323	271.623016	262.833435	264.542511	265.397064
07/30/2004 15:01:21	262.223022	264.054199	265.274994	268.326935	269.79187	271.012634	262.589264	264.054199	265.030823

Tabla 3.87

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
02/08/04 07:07:21	263.565887	265.397064	266.98407	267.838623	269.669769	271.378876	264.908752	266.495758	268.204834
02/08/04 07:10:21	263.077576	265.152893	266.98407	268.082764	270.036011	271.989258	263.443817	266.98407	269.059387
02/08/04 07:13:21	264.17627	265.763275	266.617828	269.303558	270.646393	271.623016	266.495758	267.716522	268.449005
02/08/04 07:16:21	264.29837	265.763275	266.495758	269.303558	270.890564	271.745087	266.495758	267.960693	268.693146
<b>02/08/04 07:19:21</b>	260.391876	264.542511	265.641205	<b>224.378922</b>	269.669769	271.012634	<b>246.184097</b>	266.862	267.838623
02/08/04 07:22:21	262.467194	265.030823	266.495758	267.350311	269.91394	271.378876	265.030823	267.350311	268.937317
02/08/04 07:25:21	263.443817	266.251587	269.181458	268.815247	271.378876	274.308746	265.885376	268.815247	271.623016
02/08/04 07:28:21	266.98407	269.303558	270.890564	272.355499	274.430817	276.017822	269.669769	271.867188	273.210022
02/08/04 07:31:21	266.007446	268.449005	270.280182	271.378876	273.576263	275.52951	268.571075	270.646393	272.355499
02/08/04 07:34:21	262.223022	269.303558	270.646393	271.989258	274.797058	276.384064	269.547699	271.867188	273.210022

02/08/04 07:37:21	266.617828	268.204834	270.402252	272.59964	274.064575	276.139893	269.181458	270.768494	272.965881
02/08/04 07:40:21	266.373688	268.326935	269.547699	272.233398	274.186646	275.52951	268.693146	270.402252	271.745087
02/08/04 07:43:21	266.251587	267.716522	269.303558	271.745087	273.332123	274.797058	268.082764	269.547699	271.378876
<b>02/08/04 07:46:21</b>	<b>187.023132</b>	266.98407	268.326935	<b>181.407562</b>	273.087952	274.552887	<b>172.007568</b>	269.181458	270.280182
02/08/04 07:49:21	264.29837	268.495758	267.838623	270.402252	272.233398	273.698334	266.007446	268.204834	269.669769
02/08/04 07:52:21	262.589264	265.152893	266.98407	268.571075	270.890564	272.47757	264.420441	266.739899	268.571075
02/08/04 07:55:21	262.833435	264.542511	265.641205	267.716522	269.79187	271.378876	263.932129	265.885376	267.22821
02/08/04 07:58:21	262.223022	263.932129	265.152893	267.716522	269.059387	270.158081	263.443817	264.908752	266.251587
02/08/04 08:01:21	261.49057	263.810059	265.397064	267.22821	269.303558	270.768494	262.711334	265.030823	266.739899
02/08/04 08:04:21	261.3685	263.810059	265.763275	267.22821	269.547699	271.256775	262.345123	264.908752	266.739899
02/08/04 08:07:21	261.856812	263.932129	265.397064	267.716522	269.425629	270.768494	263.810059	265.274994	266.251587
02/08/04 08:10:21	262.100952	263.565887	265.030823	267.716522	269.059387	270.280182	262.467194	264.542511	265.641205
02/08/04 08:13:21	262.100952	263.932129	265.152893	266.495758	268.937317	270.158081	262.467194	264.664581	265.763275
02/08/04 08:16:21	261.49057	263.932129	265.641205	266.495758	268.937317	270.280182	261.3685	264.420441	266.007446
02/08/04 08:19:21	261.49057	263.565887	265.274994	266.495758	268.571075	270.036011	261.49057	263.687958	265.641205
02/08/04 08:22:21	262.223022	265.274994	266.495758	267.10614	270.158081	271.989258	261.856812	264.786682	266.251587
02/08/04 08:25:21	261.856812	264.420441	266.129517	266.617828	268.937317	270.646393	261.3685	264.17627	265.885376
02/08/04 08:28:21	262.223022	265.641205	267.350311	267.10614	270.524323	272.47757	262.345123	265.885376	267.594452
02/08/04 08:31:21	263.565887	265.763275	267.10614	269.303558	271.134705	272.47757	264.542511	266.617828	267.594452
02/08/04 08:34:21	263.321747	264.664581	265.641205	268.693146	270.402252	271.500946	264.786682	266.129517	267.22821
<b>02/08/04 08:37:21</b>	<b>236.098389</b>	264.542511	266.251587	<b>204.480255</b>	270.158081	271.500946	<b>208.63089</b>	266.251587	267.838623
02/08/04 08:40:21	262.833435	264.420441	266.251587	268.449005	270.036011	271.745087	264.054199	265.763275	267.350311
02/08/04 08:43:21	262.589264	264.29837	265.274994	268.082764	269.669769	270.402252	263.687958	265.152893	266.251587
02/08/04 08:46:21	261.61264	263.443817	264.664581	267.10614	268.937317	270.280182	262.345123	264.29837	265.641205

Tabla 3.88

Para la Subestación 03 el número de eventos (Sags) que suceden son mayores que en otras Subestaciones, haciendo un total de 10 en el periodo de medición para ésta Subestación. Pero siendo los más bajos en las mediciones tomadas el 02/08/04 07:46:21.

### 3.5.3.2.4 Subestación 04.

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
<b>07/30/2004 09:31:12</b>	<b>89.360924</b>	125.373863	122.454376	<b>88.262222</b>	121.101143	121.955688	<b>87.285599</b>	122.932304	123.420616
07/30/2004 09:34:12	123.78685	125.495941	126.228409	119.758286	121.345299	121.955688	121.101143	122.810226	123.542694
07/30/2004 09:37:12	124.39724	125.862175	126.594643	120.124519	121.589455	122.443993	121.955688	123.291538	124.031006
07/30/2004 09:40:12	124.763474	125.862175	126.594643	120.246597	121.467377	122.321922	122.199844	123.298538	124.031006
07/30/2004 09:43:12	124.39724	125.740097	126.350487	120.246597	121.589455	122.321922	121.955688	123.420616	123.908928

Tabla 3.89

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
07/30/2004 14:37:12	124.885551	126.228409	126.838799	120.856987	122.321922	122.932304	121.833611	123.298538	123.664772
07/30/2004 14:40:12	125.373863	126.472565	127.082954	121.345299	122.321922	122.810226	122.199844	123.298538	123.664772
07/30/2004 14:43:12	126.106331	126.960876	127.32711	121.711533	122.566071	123.054382	122.810226	123.664772	124.275162
07/30/2004 14:46:12	125.862175	127.205032	127.693336	121.589455	122.688148	123.17646	122.932304	124.031006	124.519318
<b>07/30/2004 14:49:12</b>	110.114143	127.205032	128.303726	<b>104.376488</b>	122.810226	124.031006	<b>106.085579</b>	124.031006	125.129707
07/30/2004 14:52:12	126.594643	128.05957	128.547882	122.199844	123.664772	124.031006	123.420616	124.885551	125.373863
07/30/2004 14:55:12	124.763474	127.571266	128.05957	121.467377	123.054382	123.542694	121.955688	124.39724	125.007629
07/30/2004 14:58:12	126.228409	127.32711	127.693336	121.711533	123.054382	123.420616	123.17646	124.275162	124.763474
07/30/2004 15:01:12	125.495941	126.960876	127.571266	121.345299	122.688148	123.298538	122.688148	124.031006	124.519318

Tabla 3.90

Fecha y Hora	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
02/08/04 08:25:12	125.740097	126.838799	127.693336	122.321922	123.664772	124.39724	123.542694	124.519318	125.373863
02/08/04 08:28:12	126.106331	127.571266	128.303726	122.443993	124.031006	124.641396	123.542694	125.007629	125.740097
02/08/04 08:31:12	125.984253	127.693336	128.303726	122.443993	124.275162	124.763474	123.664772	125.373863	125.740097
02/08/04 08:34:12	126.106331	127.32711	127.815414	122.810226	123.908928	124.39724	123.908928	125.129707	125.495941
<b>02/08/04 08:37:12</b>	<b>93.145332</b>	127.449188	128.05957	<b>104.742722</b>	124.031006	124.519318	<b>105.719345</b>	125.007629	125.618019
02/08/04 08:40:12	125.007629	127.082954	127.815414	121.467377	123.664772	124.39724	122.810226	124.641396	125.373863
02/08/04 08:43:12	125.373863	126.716721	127.32711	122.077766	123.420616	123.908928	122.932304	124.39724	124.885551
02/08/04 08:46:12	125.495941	126.350487	126.838799	121.955688	123.054382	123.542694	122.810226	124.031006	124.519318
02/08/04 08:49:12	124.763474	126.228409	127.205032	121.345299	122.688148	123.664772	122.443993	123.78685	124.763474

Tabla 3.91

En la Subestación 04, son 8 Sags los que se dan en el periodo de medición. Los que se hacen notar son los 3 primeros que su valor es realmente bajo, pero hay que tomar en cuenta que quizás hubo manipulación a la hora de instalar el aparato y el equipo se encontraba encendido. Pero se concluye que no existe un problema de Huecos de Tensión, ya que éstos se dan con períodos de separación bastante amplios.

### 3.5.3.3 Interrupciones Temporales.

La Norma IEEE 1159 determina una magnitud menor al 10% del Voltaje nominal para las Interrupciones Temporales. Revisando cada uno de los valores tomados en el período de medición, para cada uno de las 4 Subestaciones del Hospital, ninguno llega a tener una magnitud menor al 80% del Voltaje Nominal, por

lo que en ningún momento se dan Interrupciones Temporales, en lo que a los períodos de medición corresponde.

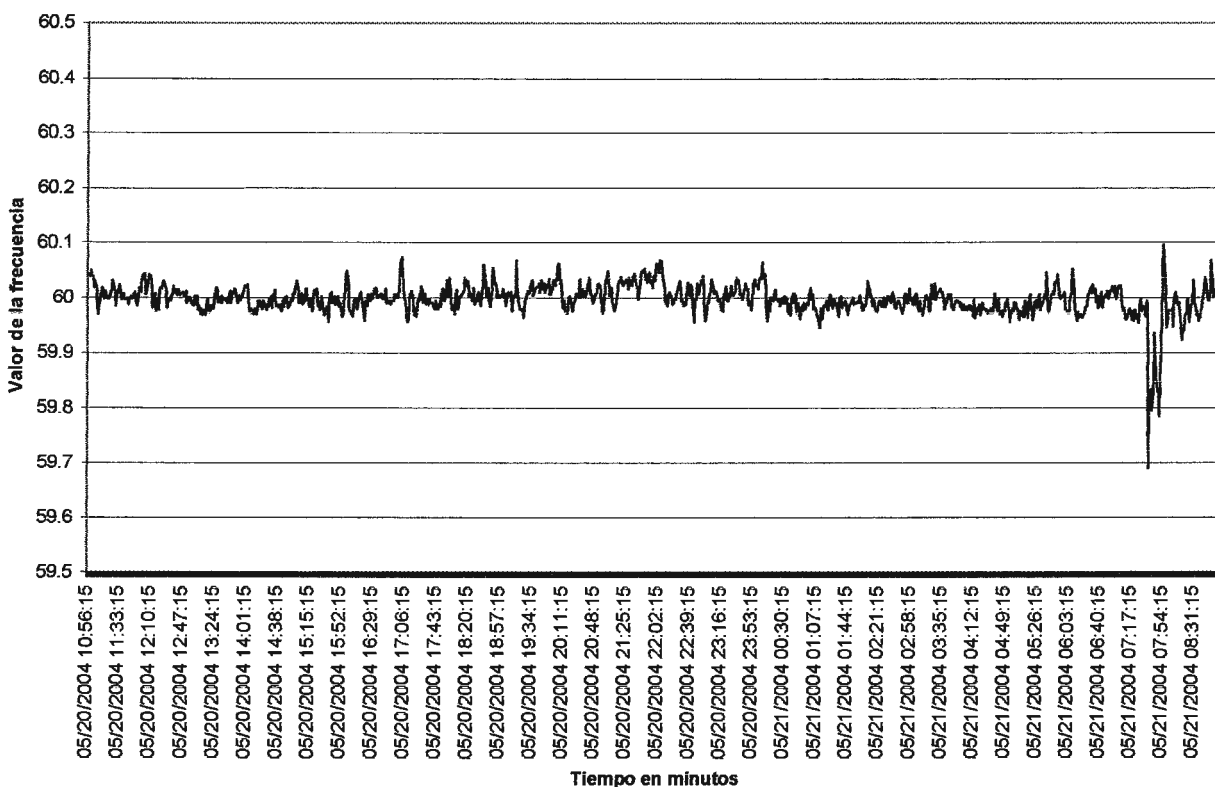
### 3.5.3.4 Impulsos.

El orden de magnitud de éste tipo evento es de 1 a 5 veces el valor nominal de la Tensión, éstos valores de magnitud no fueron encontrados en las mediciones que se realizaron en las cuatro Subestaciones.

### 3.5.3.5 Variaciones de la Frecuencia.

#### 3.5.2.5.1 Subestación 01.

Frecuencia de la Fase A - Sep. 01.

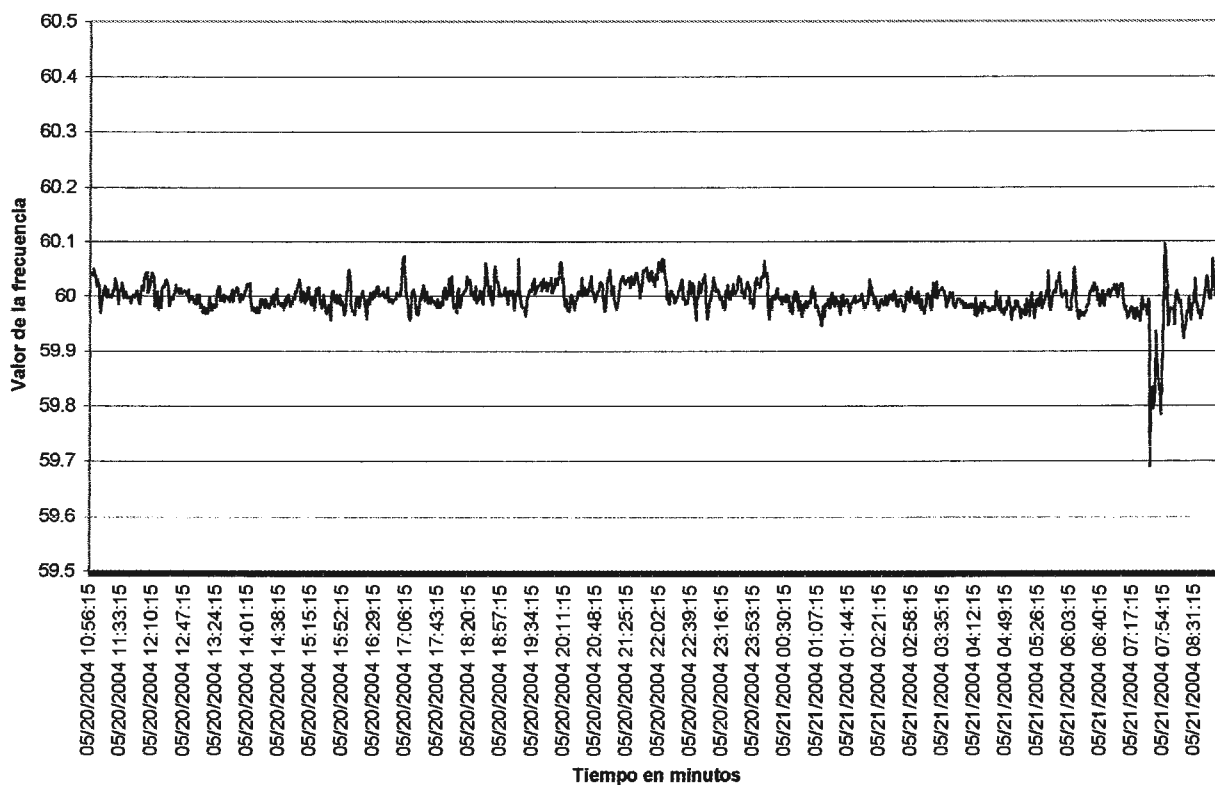


Grafica 3.82

Variable	FRECUENCIA – FASE A – SEP 01.
Valor máximo	60.096001
Valor promedio	59.997081
Valor mínimo	59.689999
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.92

Frecuencia de la Fase B - Sep. 01.

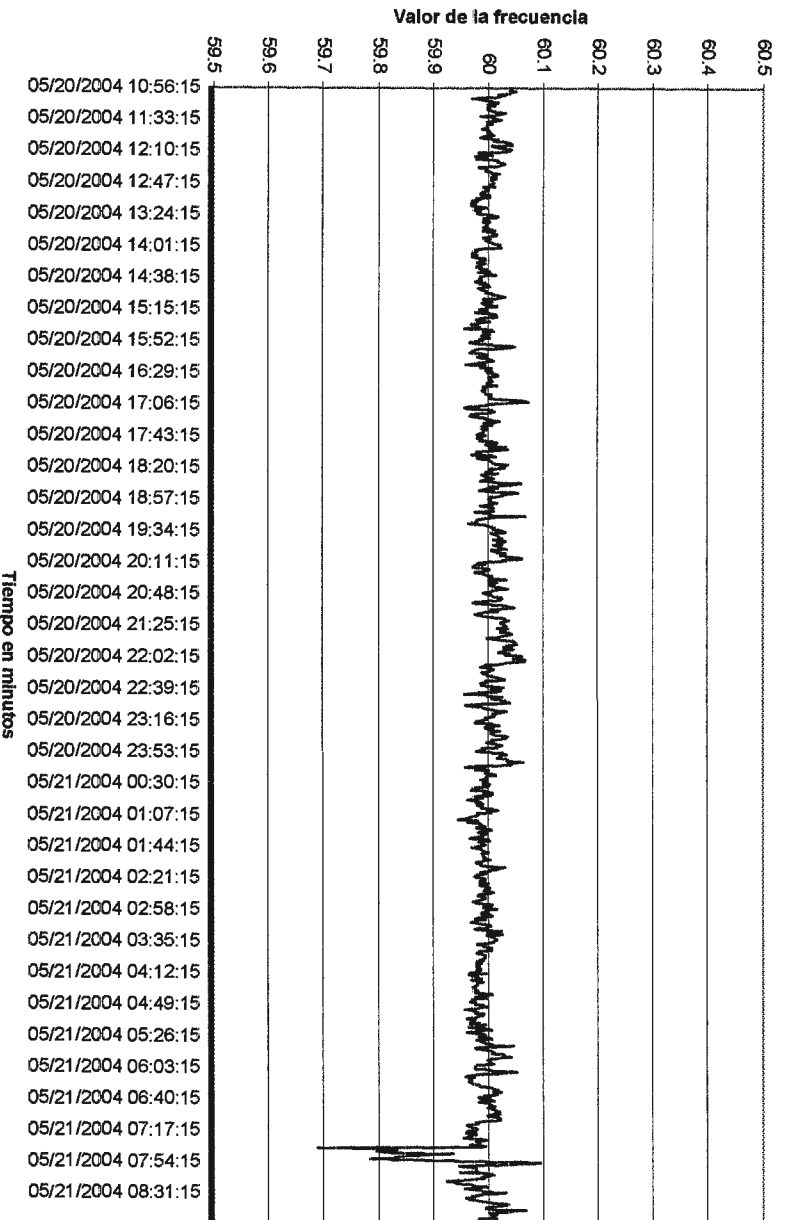


Grafica 3.83

Variable	FRECUENCIA – FASE B – SEP 01.
Valor máximo	60.096001
Valor promedio	59.997081
Valor mínimo	59.689999
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.93

Frecuencia de la Fase C - Sep. 01.



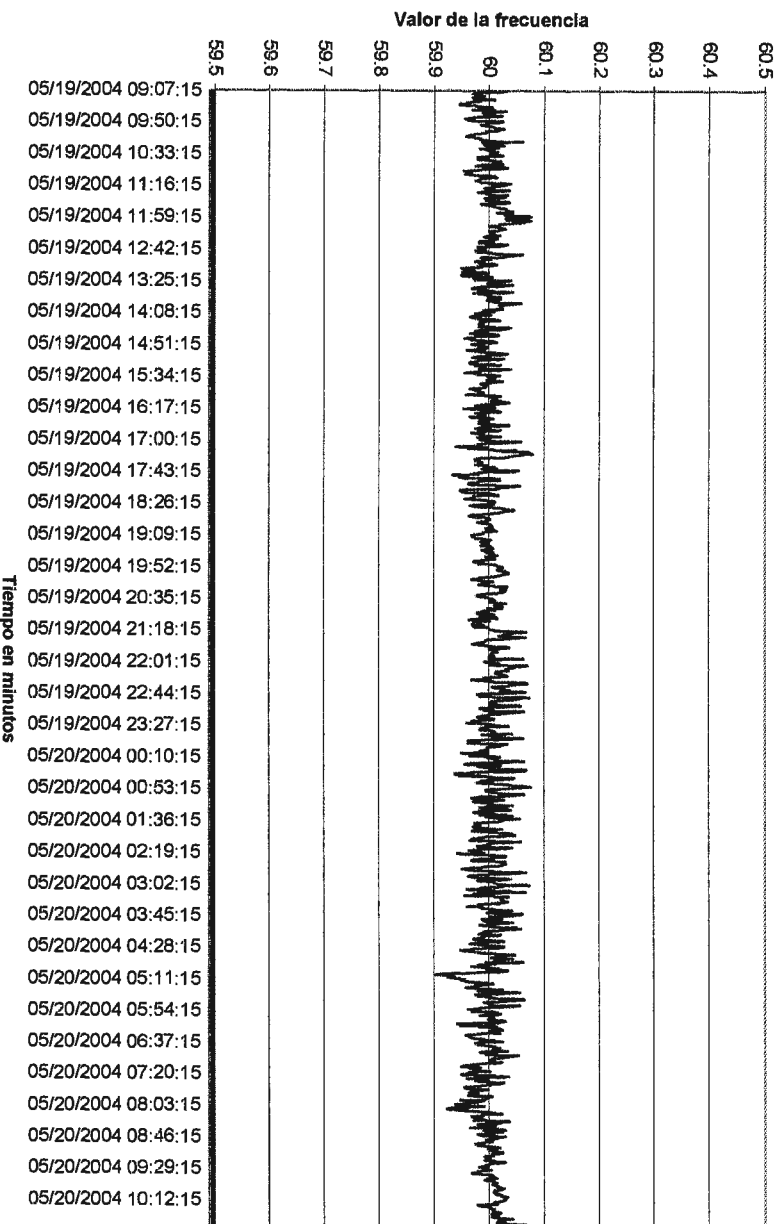
Grafica 3.84

Variable	FRECUENCIA - FASE C - SEP 01.
Valor máximo	60.096001
Valor promedio	59.997081
Valor mínimo	59.689999
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.94

### 3.5.2.5.2 Subestación 02.

Frecuencia de la Fase A - Sep. 02.

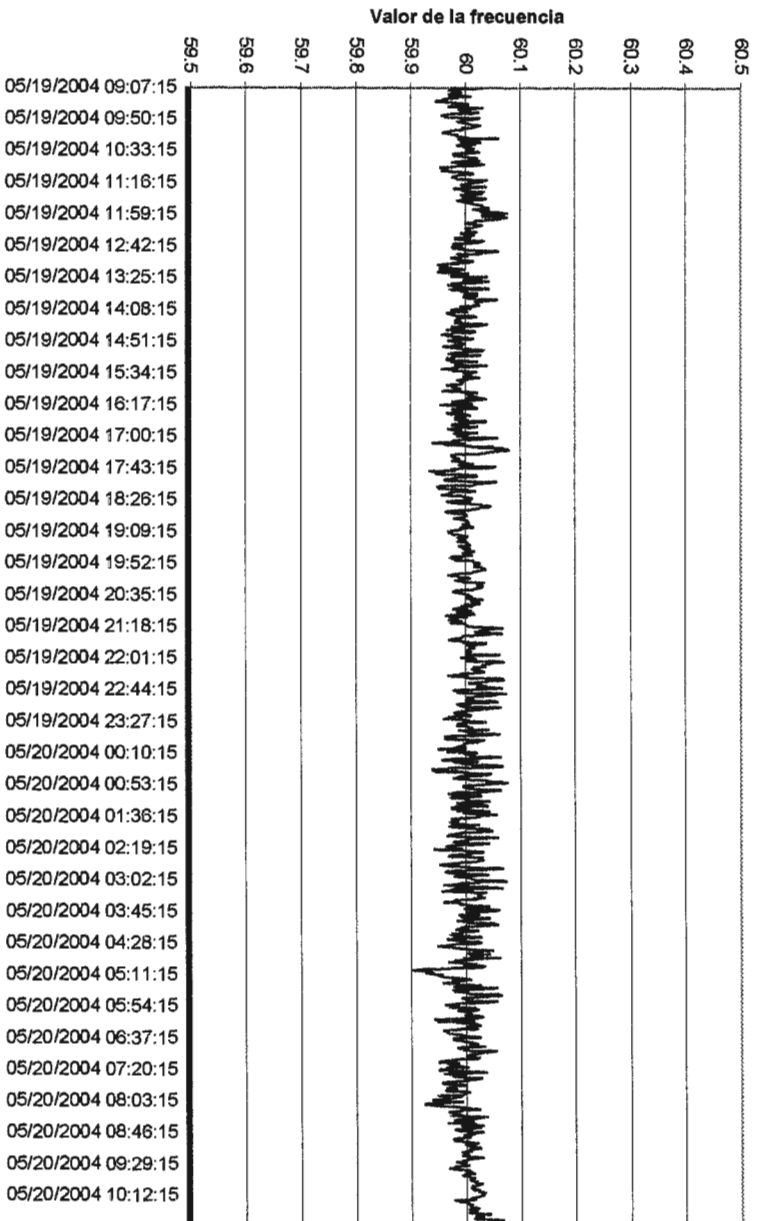


Grafica 3.85

Variable	FRECUENCIA – FASE A – SEP 02.
Valor máximo	60.080002
Valor promedio	60.000731
Valor mínimo	59.902000
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.95

Frecuencia de la Fase B - Sep. 02

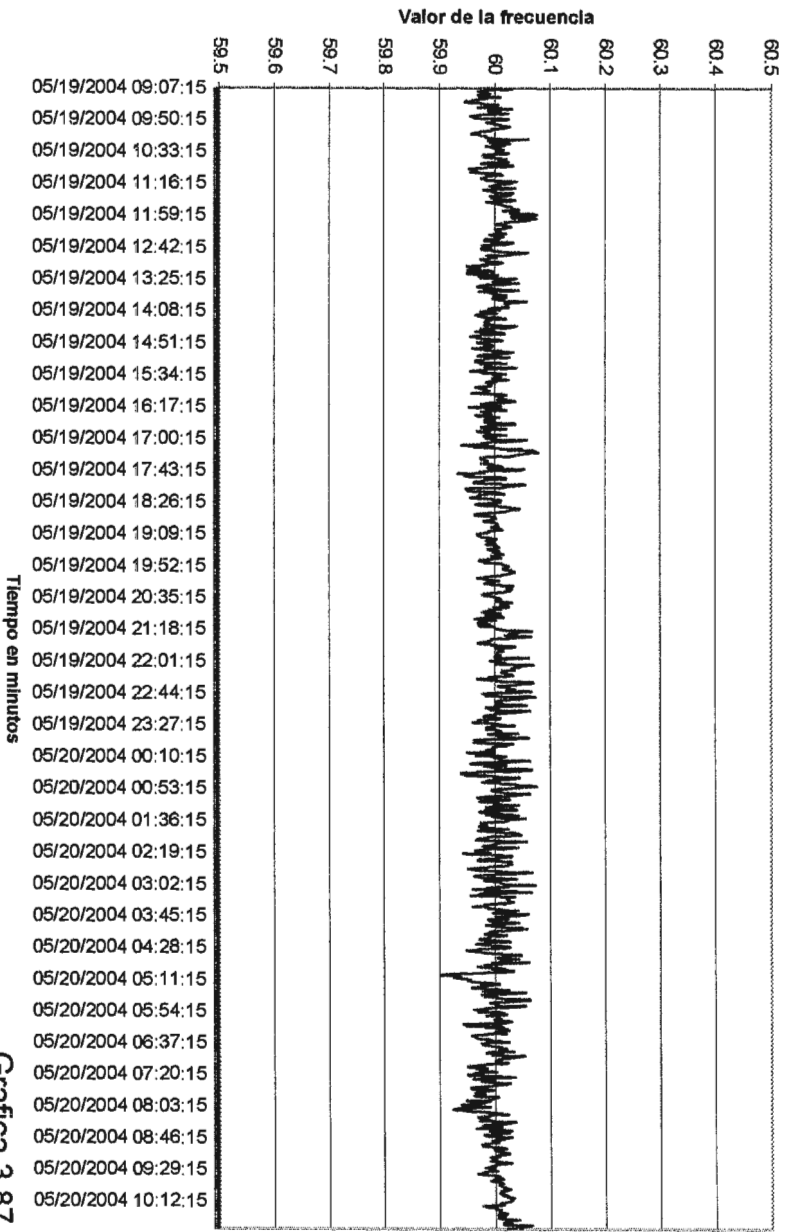


Grafica 3.86

Variable	FRECUENCIA - FASE B - SEP 02.
Valor máximo	60.080002
Valor promedio	60.000731
Valor mínimo	59.902000
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.96

Frecuencia de la Fase C - Sep. 02.



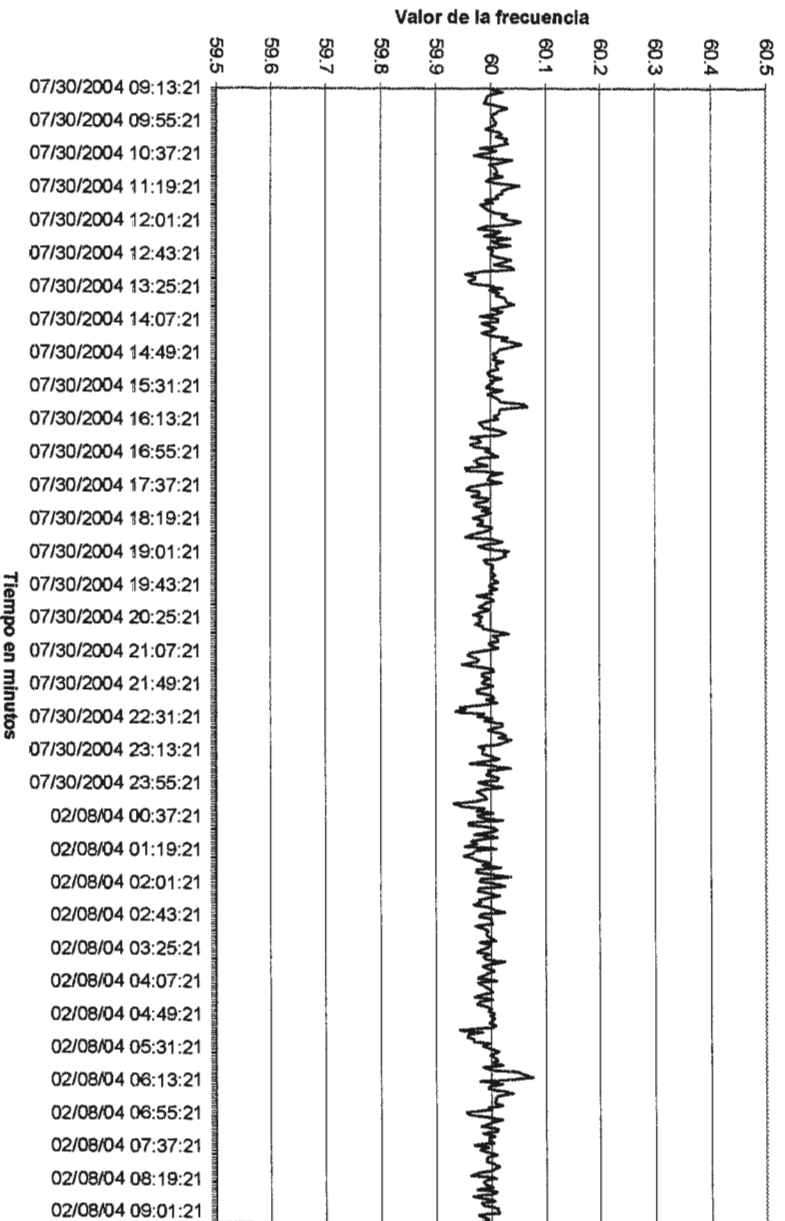
Grafica 3.87

Variable	FRECUCENCIA - FASE C - SEP 02.
Valor máximo	60.080002
Valor promedio	60.000731
Valor mínimo	59.902000
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.97

### 3.5.2.5.3 Subestación 03.

Frecuencia de la Fase A - Sep. 03.

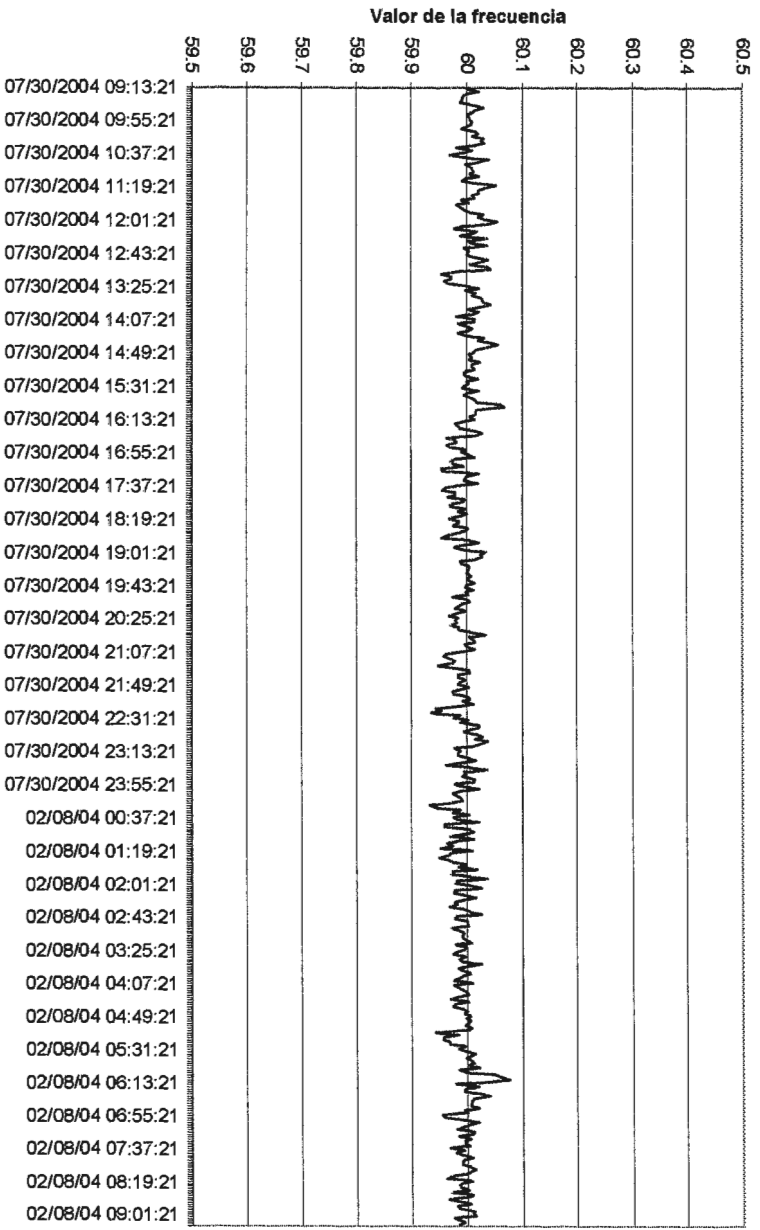


Grafica 3.88

Variable	FRECUENCIA – FASE A – SEP 03.
Valor máximo	60.076
Valor promedio	59.99769641
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.98

Frecuencia de la Fase B - Sep. 03.

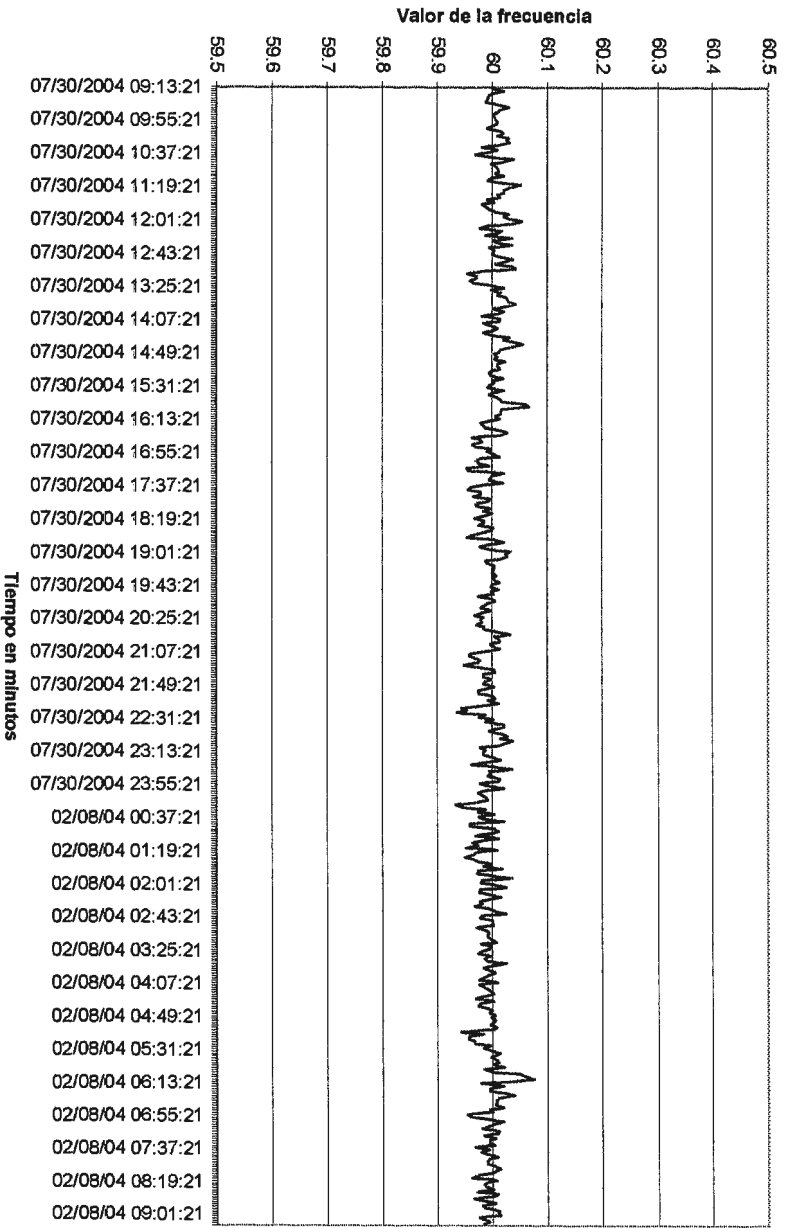


Gráfica 3.89

Variable	FRECUCENCIA – FASE B – SEP 03.
Valor máximo	60.076
Valor promedio	59.99769641
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.99

Frecuencia de la Fase C - Sep. 03.



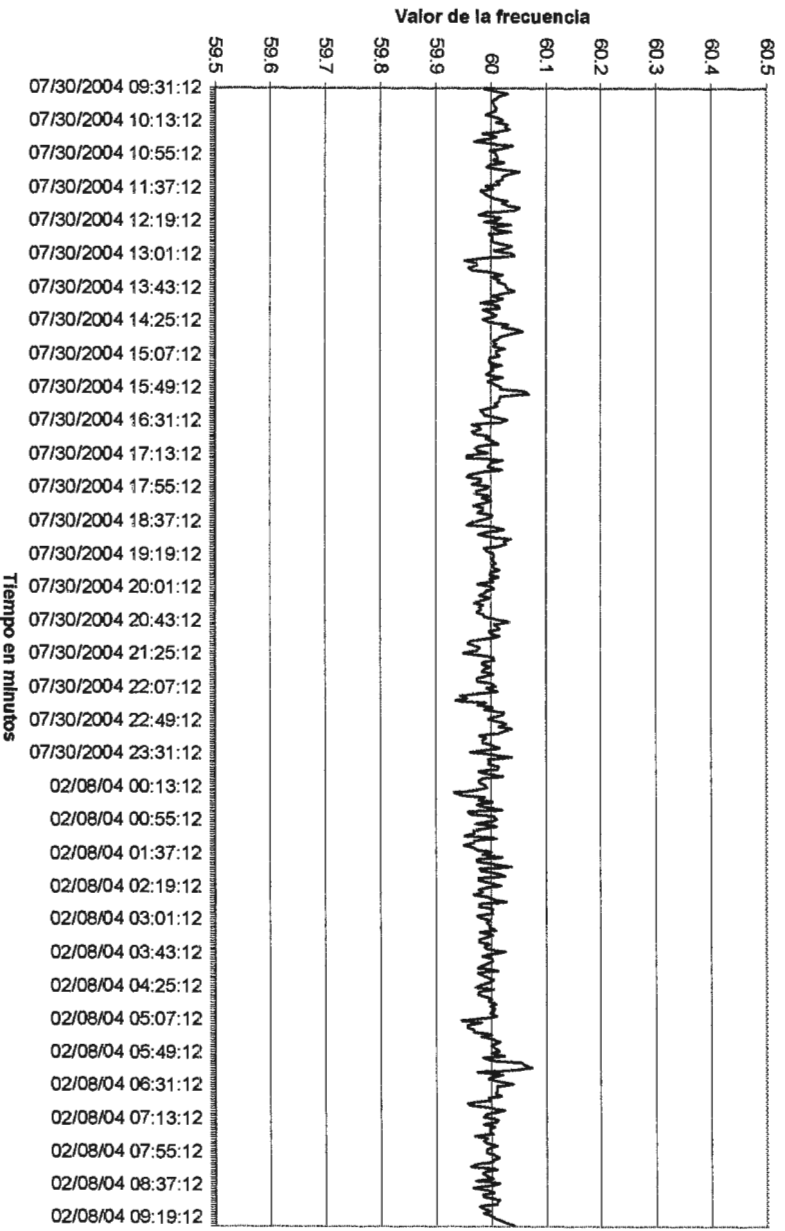
Gráfica 3.90

Variable	FRECUENCIA – FASE C – SEP 03.
Valor máximo	60.076
Valor promedio	59.99769641
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.100

### 3.5.2.5.4 Subestación 04.

Frecuencia de la Fase A - Sep. 04.

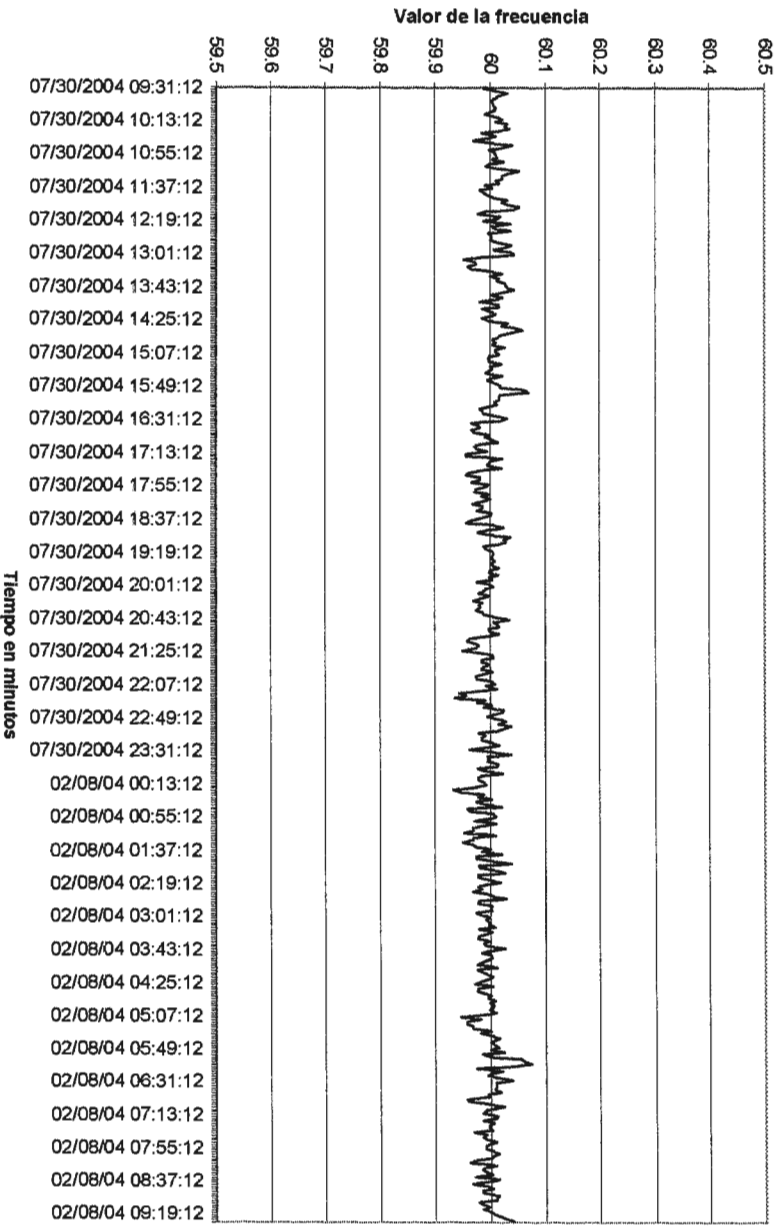


Gráfica 3.91

Variable	FRECUENCIA – FASE A – SEP 04.
Valor máximo	60.074001
Valor promedio	59.99834164
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	480
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.101

Frecuencia de la Fase B - Sep. 04.

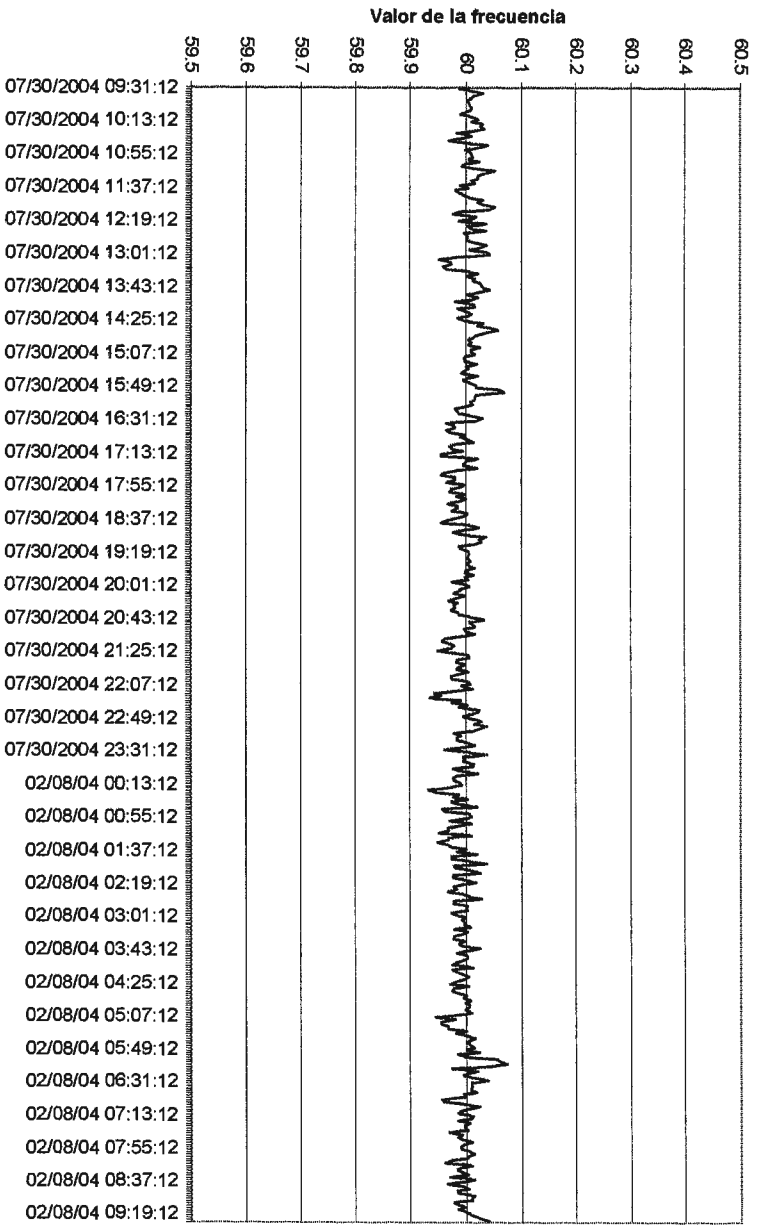


Grafica 3.92

Variable	FRECUENCIA - FASE B - SEP 04.
Valor máximo	60.074001
Valor promedio	59.99834164
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	480
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.102

Frecuencia de la Fase C - Sep. 04.



Grafica 3.93

Variable	FRECUENCIA - FASE C - SEP 04.
Valor máximo	60.074001
Valor promedio	59.99834164
Valor mínimo	59.931999
Total de mediciones	480
Número de mediciones que superan el 59.5 Hertz y el 60.5 Hertz	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.103

Recordemos que el parámetro de la Frecuencia no es controlado por la distribuidora del servicio de Energía Eléctrica sino más bien éste es responsabilidad de las generadoras. De igual manera se ha incluido éste parámetro para analizarlo, de acuerdo a las graficas mostradas en ésta sección se concluye que si bien es cierto que no existe una perfección en el valor de la Frecuencia, se observan pequeñas desviaciones alrededor del valor nominal pero que son tomadas como

aceptables ya que en ningún momento están tomando valores fuera de los rangos permisibles, el valor Mínimo corresponde a 59.60 (en la Subestación 01) y el valor Máximo es de 60.08 (en la Subestación 01) que corresponde a un 99.3 % y a un 100.1 % (del valor nominal de 60 Hertz) respectivamente.

### 3.5.3.6 Desequilibrios de la Tensión.

La manera de hacer la formulación de éste parámetro la describiremos mediante el siguiente ejemplo:

Ejemplo:

- Determinar, de forma aproximada, el grado de asimetría que existe en un punto de la red en el que se registran unas Tensiones Compuestas (de línea a línea) de 15.25 KV, 15.05 KV y 14.50kV.

Solución:

Partiendo de la Tensión Compuesta de línea, se pueden obtener valores aproximados del grado de asimetría mediante esta fórmula:

$$U_{asim}(\%) = \frac{\text{Desviación máxima respecto del valor medio de tensión}}{\text{Valor medio de tensión}} * 100$$

En primer lugar, se calculara el valor medio de las Tensiones Compuestas, así:

$$\text{Valor medio} = \frac{(15.25 + 15.05 + 14.50) \text{ KV}}{3} = 14.93 \text{ KV}$$

Luego obtendremos las desviaciones de cada Tensión con respecto al valor medio:

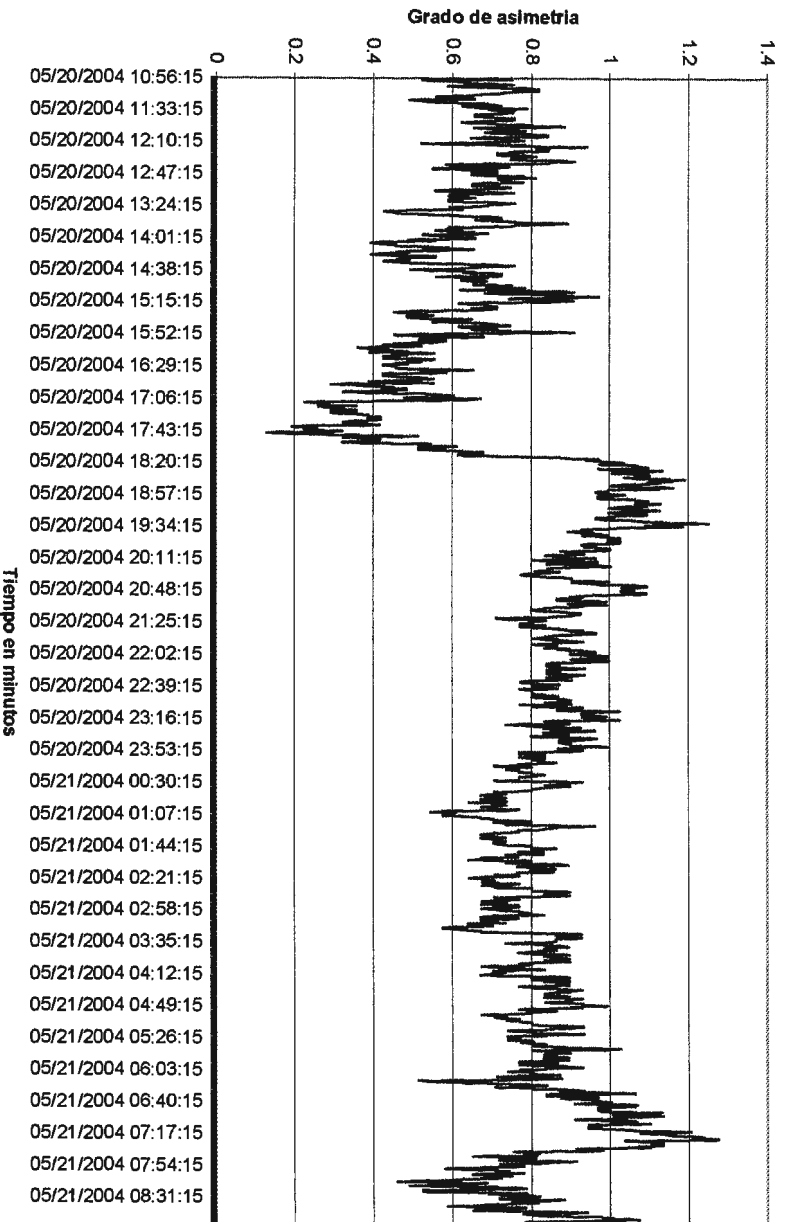
- $(15.25 - 14.93) \text{ KV} = 0.32 \text{ KV}.$
- $(15.05 - 14.93) \text{ KV} = 0.12 \text{ KV}.$
- $(14.93 - 14.50) \text{ KV} = 0.43 \text{ KV}.$

La máxima desviación corresponde al valor de 0.43 KV, es el valor que ocuparemos para introducir en la ecuación para el cálculo del grado de asimetría.

$$U_{\text{asimetría}} = \frac{0.43 \text{ KV}}{14.93 \text{ KV}} * 100 \% = 2.88 \%$$

### 3.5.3.6.1 Subestación 01.

Desequilibrio de voltaje - Sep. 01.



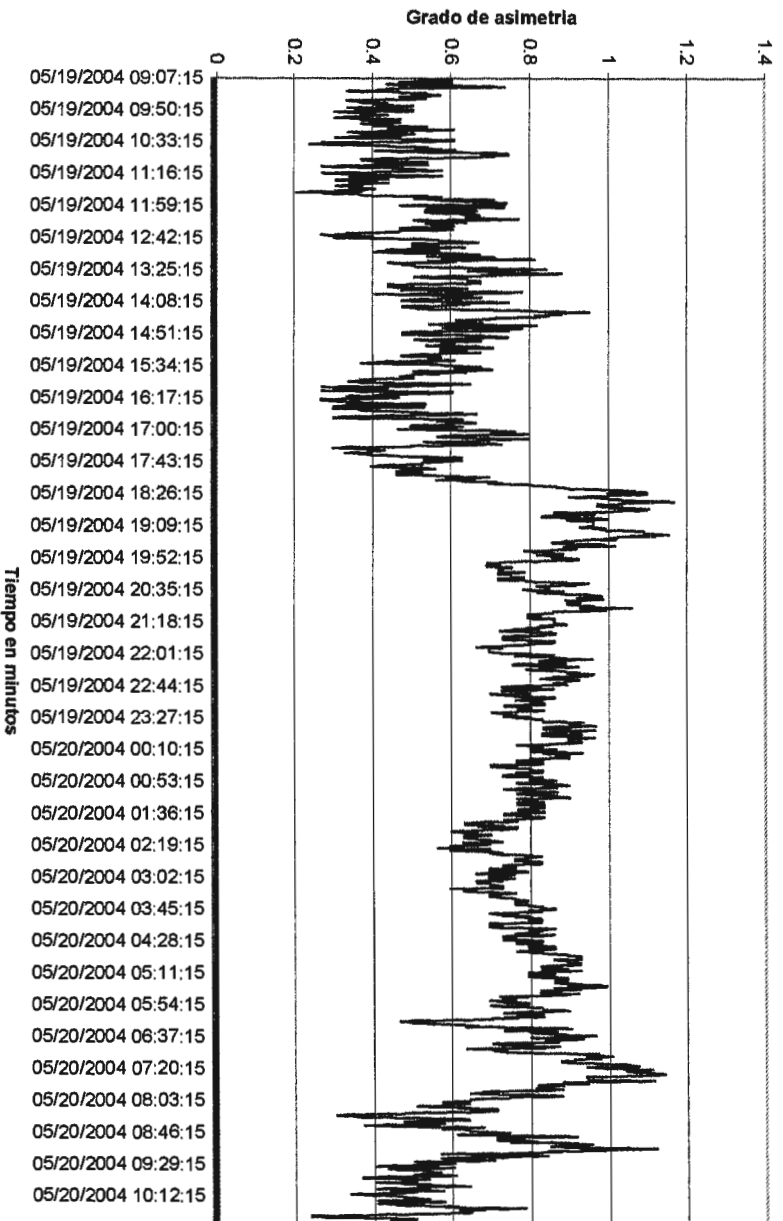
Gráfica 3.94

Variable	DESEQUILIBRIO - SUBESTACIÓN 01.
Valor máximo	1.275763
Valor promedio	0.771475
Valor mínimo	0.128287
Total de mediciones	1330
Número de mediciones que superan el 2 % (3 %)	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.104

### 3.5.3.6.2 Subestación 02.

Desequilibrio de voltaje - Sep. 02.



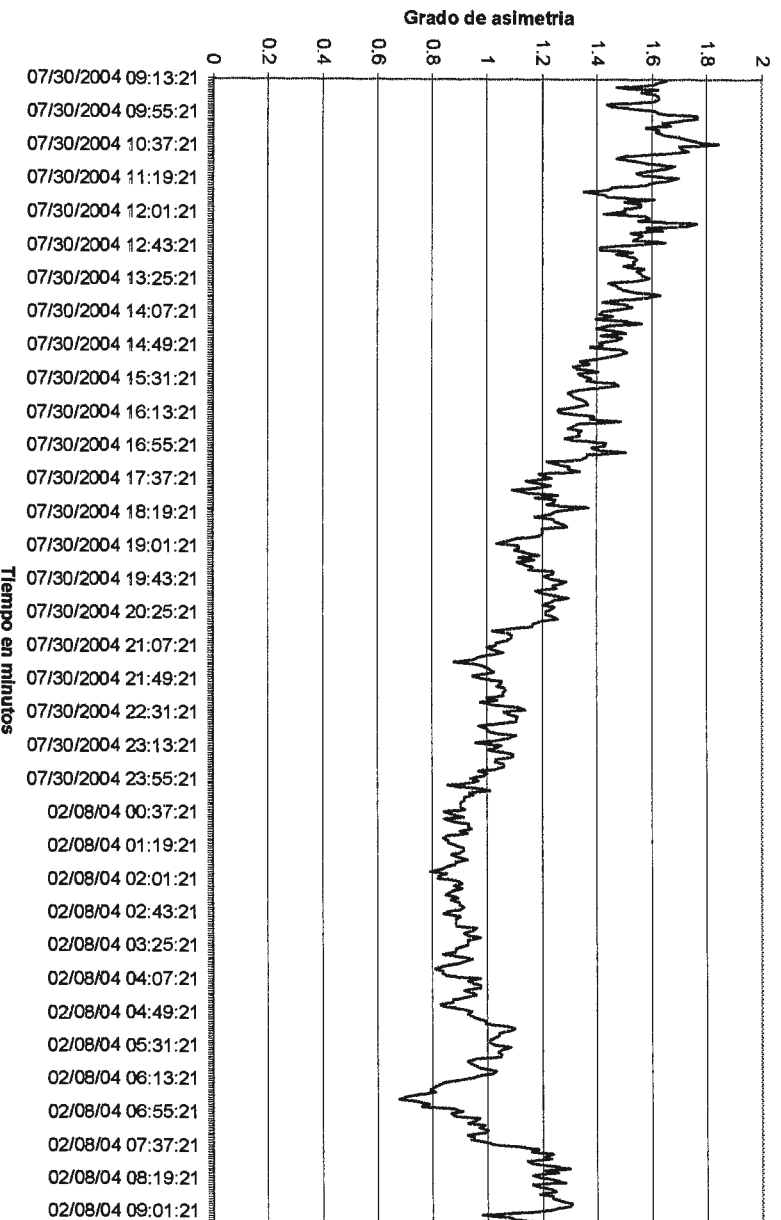
Grafica 3.95

Variable	DESEQUILIBRIO - SUBESTACIÓN 02.
Valor máximo	1.168222
Valor promedio	0.710462
Valor mínimo	0.203252
Total de mediciones	1543
Número de mediciones que superan el 2 % (3 %)	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.105

### 3.5.3.6.3 Subestación 03.

Desequilibrio de voltaje - Sep. 03.



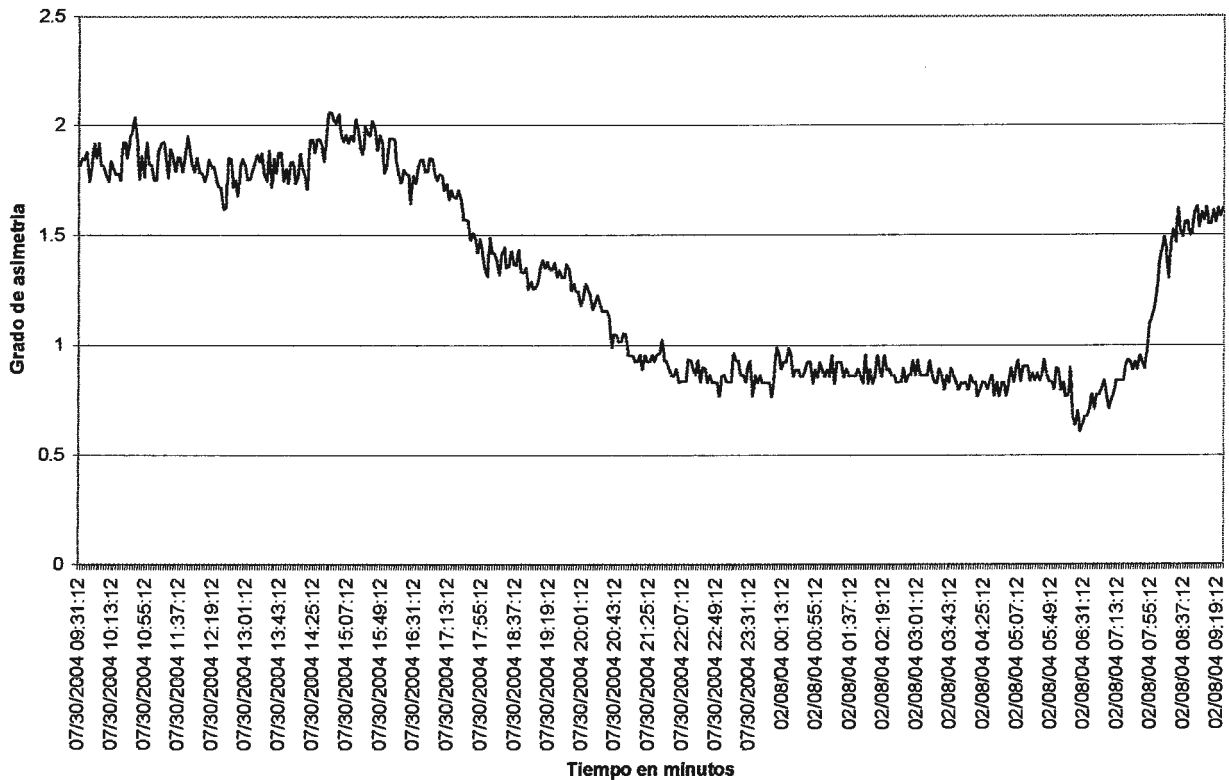
Gráfica 3.96

Variable	DESEQUILIBRIO - SUBESTACIÓN 03.
Valor máximo	1.842471485
Valor promedio	1.187514203
Valor mínimo	0.678729151
Total de mediciones	481
Número de mediciones que superan el 2 % (3 %)	0
Eventos que superan la norma	0 %
Condición	O.K.

Tabla 3.106

### 3.5.3.6.4 Subestación 04.

Desequilibrio de voltaje - Sep. 04.



Grafica 3.97

Variable	DESEQUILIBRIO - SUBESTACIÓN 04.
Valor máximo	2.06084664
Valor promedio	1.29214588
Valor mínimo	0.609166059
Total de mediciones	479
Número de mediciones que superan el 2 % (3 %)	8
Eventos que superan la norma	1.670 %
Condición	O.K.

Tabla 3.107

Se puede concluir de las graficas de Desequilibrio de la Tensión, es que con respecto a éste parámetro vemos que al igual que los anteriores, no existe una idealidad, es decir, que siempre se presentan ciertas variaciones que hacen que el Desequilibrio de la Tensión tome un valor diferente de cero, pero que bajo los lineamientos de las normas que se están utilizando como referencia, en las Subestaciones 01, 02 y 03 se cumplen en un 100 %, con la Subestación 04 se

observa en la tabla 3.107 que existen 8 datos que sobrepasan los límites y que representan el 1.670 % del total de mediciones, éste valor no supera el 5 % de los niveles CEM, por lo que no existen problemas de Desequilibrio de la Tensión en la instalación que se está analizando.

En las condiciones actuales en las que se ha analizado al Hospital de Maternidad, se puede concluir que existen los siguientes problemas:

- Distorsión Armónica de la Corriente de Carga: en la Fase A de las Subestaciones 01 y 02, en las Fases A y B de las Subestaciones 03 y 04.
- Flicker en la Tensión en la Subestación 04.

### 3.6 ANALISIS DE COMPENSACIONES (O PENALIZACIONES) BASADAS EN LA NORMATIVA DE SIGET.

#### Distorsión Armónica de la Corriente de Carga.

##### Subestación 01.

Para el calculo de las Compensaciones (o Penalizaciones) de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga, se utilizara el siguiente formato, el cual se trabaja en hojas de EXCEL y aquí solo se muestran los resultados. Veamos la siguiente tabla de proceso:

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...	40	DATI	E 3Ø	DPIAk	CENS
1																	
2																	
3																	
4																	
5																	
6																	
7																	
8																	
9																	
10																	
11																	
12																	
...																	
n																	

Tabla 3.108

Las filas desde la 1 hasta la n, representan los registros de las mediciones, con su respectiva fecha y hora. Las columnas desde la 2 hasta la 40, son los índices de cada una de las Armónicas, por registro, se coloca el mayor de las fases y puede ser el de acuerdo a la medición DAII. En la columna DATI se coloca el índice mayor de las fases. En la columna E 3Ø, se coloca la Energía trifásica en kWh. Y por último, los valores de la Distorsión Penalizable Individual de Corriente y el costo de la Energía No Servida (tomando en cuenta que se posee un medidor con medición horaria), respectivamente.

Para el cálculo de la Compensación (o Penalización), se retoman las siguientes ecuaciones: para Tensiones mayores de 600 V y potencias de carga mayores de 10 KW:

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATI^{(k)}} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_{i=2}^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{All_i^{(k)}} - D_{All_i}}{D_{All_i}} \right]$$

Ecuación 3.1

En el caso anterior, en cada intervalo (k) en donde se verifique un valor de DPIAk mayor que cero, se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la Energía consumida en condiciones inadecuadas (\$/KWH) para el cálculo de la Compensación (o Penalización):

$0 < DPIAk \leq 1$	CENS * DPIAk <sup>2</sup>	[\$/KWH]
$1 < DPIAk$	CENS	[\$/KWH]

Tabla 3.109

El cálculo del Recargo o Compensación del usuario hacia la distribuidora, se determina como:

$$Rp_{IAk} = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Ecuación 3.2

Donde el primer término corresponde a los valores de DPIAk que estén entre 0 y 1, el segundo término a los valores mayores que 1.

Se va a mostrar solo una porción de los datos que se han manejado en ésta parte, debido a que son muchos. El objetivo no es mostrarlos todos sino la manera en como se han trabajado para el calculo de: DPIAk y RPIAk. Cada Armónica (desde la 2da hasta la 40ma) y la Distorsión Armónica Total, se han trabajado de la misma manera, de la siguiente manera<sup>25</sup>:

Para DPIAk (de la Ecuación 3.1):

Mediciones	Valor Permitido	$(DAIk - DAli) / DAli$	Valor de "Cero"	Valor máximo entre columna 3 y columna 4
0.65703	10	-0.93429699	0	0
0.740741	10	-0.92592594	0	0
0.900901	10	-0.90990993	0	0
1.079137	10	-0.89208634	0	0
...	10	...	0	...
n	10	n	0	n

Tabla 3.110

La tabla anterior nos sirve para calcular:

- El segundo término de la Ecuación 3.1, por medio del resultado obtenido en la columna 5, reiterando que, el mismo formato se utiliza para el cálculo de todas las Armónicas (hasta la 40ma) y luego ese valor obtenido se multiplica por 1/3.
- El primer termino de la Ecuación 3.1 (con la diferencia de que en la columna 3, se coloca el valor de DATI, haciendo referencia a la Distorsión Armónica Total de Corriente).

Con los valores obtenidos en la columna 5, ya se tiene el valor del DPIAk. Se analiza el valor de éste para conocer si se encuentra entre 0 y 1 ó es mayor que 1, de acuerdo a la Tabla 3.110. Teniendo ésta parte bien identificada, se procede a trabajar con la Ecuación 3.2, tomando en cuenta el valor de la CENS de acuerdo a la

<sup>25</sup> Se utilizaran los valores y mediciones de la Segunda Armónica.

hora en que se suceden los eventos (no perder de vista que la medición es de tipo horaria) y el valor de la Energía consumida en cada período de medición.

Antes de proseguir se hará la siguiente aclaración: la forma de tomar la medición por parte del Analizador de Redes en cuanto al parámetro de la Energía, es la siguiente: según el intervalo de medición que se ha elegido (al momento de programar el equipo y en éste caso corresponde a un minuto para las Subestaciones 01 y 02 y de tres minutos para las Subestaciones 03 y 04) el equipo registra y muestra la Energía que hasta ese momento se ha acumulado, es decir, que para obtener la Energía que pertenece a cada intervalo de medición, se resta de la medición correspondiente la medición anterior, así:

Fecha y Hora de la medición	Energía (kWh) obtenido con el medidor	Energía (kWh) a utilizar en el calculo de las compensaciones (o penalizaciones)
05/20/2004 10:59:15	6.689066406	0.00205176
05/20/2004 11:00:15	6.691162109	0.0020957
05/20/2004 11:01:15	6.694429688	0.00326758
05/20/2004 11:02:15	6.697864258	0.00343457
...	...	...
n	n	n

Tabla 3.111

El Costo de la Energía No Servida (CENS) que se va a utilizar, se muestra en la siguiente tabla:

Grandes Demandas		
Baja Tensión con Medidor Horario		
Cargo por Consumo	Período desde el 01 de Enero hasta el 31 de Mayo	Período desde el 01 de Junio hasta el 31 de Diciembre
Energía en Punta \$ / kWh	0.079588	0.085992
Energía en Resto \$ / kWh	0.079531	0.080403
Energía en Valle \$ / kWh	0.053176	0.063320

Tabla 3.112

Y el formato para el cálculo de la Compensación (o Penalización) es el siguiente:

Fecha y Hora	DPIAk	Energía 3Ø (kWh)	CENS	DPIAk [0,1]	DPIAk > 1	RPIAk
05/20/2004 10:57:15	2.19490764	0.00344678	0.079531	0	0.00018329	0.00018329
05/20/2004 10:58:15	4.34718419	0.00256592	0.079531	0	0.00013645	0.00013645
05/20/2004 10:59:15	4.38977419	0.00205176	0.079531	0	0.0001091	0.0001091
05/20/2004 11:00:15	3.96940776	0.0020957	0.079531	0	0.00016667	0.00016667
...	...	...	...	...	...	...
n	n	n	n	n	n	n

Tabla 3.113

Se obtiene la sumatoria de todos los valores de RPIAk y ése es el valor de la respectiva Compensación (o Penalización). El resultado obtenido para la Subestación 01 es de \$ 0.26. Se hace una proyección para tener un valor que refleje un costo acorde al tipo de medición que la SIGET propone en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, es decir de tipo semanal, por lo que el valor obtenido se multiplica por 7, ya que el dato obtenido es en base a la medición de 24 horas que se realizó. La Compensación a la distribuidora será de  $\$ 0.26 \times 7 = \$1.82$ . Y finalmente se hace una proyección mensual (ya que es de ésta manera en que se da el cobro de los servicios de Energía Eléctrica), así:  $\$ 1.82 \times 4 = 7.28$  (Para la **proyección anual** que se hará, se tomara en cuenta el valor del dinero en el tiempo y se tendrá como referencia la variación (con base en tasas de interés) que proporciona DIGESTYC en su página de Internet<sup>26</sup>, además el cálculo se hará tomando en cuenta la variación de los últimos 12 meses (desde Agosto del 2003 hasta Julio del 2004) que se encuentran registrados en dicha página, en la Tabla 3.114 se muestran el valor de las tasas de interés que se utilizarán).

<sup>26</sup> <http://www.digestyc.gob.sv/SitioWebDIGESTYC/principaldigestycVer2.htm>

MES	2003		2004	
	Índice	Variación	Índice	Variación
Enero	168.83	1.2	172.94	1.1
Febrero	169.25	0.2	173.7	0.4
Marzo	169.74	0.3	174.81	0.6
Abril	169.67	0	176.28	0.8
Mayo	169.45	-0.1	177.52	0.7
Junio	170.02	0.3	177.82	0.2
Julio	169.39	-0.4	178.37	0.3
Agosto	169.94	0.3		
Septiembre	170.05	0.1		
Octubre	170.58	0.3		
Noviembre	170.7	0.1		
Diciembre	171.04	0.2		

Tabla 3.114

Para realizar la proyección anual, el valor obtenido de \$ 7.28 se ubicara en la casilla de Julio del 2003, el proceso de cálculo se ilustra en la Tabla 3.115.

MES y AÑO	Índice	Variación
Julio – 2003	7.28	
Agosto – 2003	7.30184	0.3
Septiembre – 2003	7.30914184	0.1
Octubre – 2003	7.331069266	0.3
Noviembre – 2003	7.338400335	0.1
Diciembre – 2003	7.353077135	0.2
Enero – 2004	7.433960984	1.1
Febrero – 2004	7.463696828	0.4
Marzo – 2004	7.508479009	0.6
Abril – 2004	7.568546841	0.8
Mayo – 2004	7.621526669	0.7
Junio – 2004	7.636769722	0.2

Tabla 3.115

El valor total de la Compensación (o Penalización) se obtiene sumando todos los valores de los índices de la Tabla 3.115, por lo tanto el valor anual para la Subestación 01 es de \$ 89.15.

## Subestación 02, 03 y 04.

Para el cálculo de la Compensación (o Penalización) para éstas Subestaciones se hace de la misma manera que la explicada para la Subestación 01. Como las acometidas que tiene el Hospital son dos, obviamente las facturas de Energía Eléctrica que reciben igualmente son dos, por lo tanto, las Compensaciones (o Penalizaciones) se agrupan en dos, de la siguiente manera<sup>27</sup>: **el monto 1**, formado por la suma de los resultados de RPIAk obtenidos para las Subestaciones 01, 02 y 03; **y el monto 2** el RPIAk obtenido de la Subestación 04. Y los resultados se encuentran resumidos en la Tabla 3.116, así:

Subestación	Compensación (o Penalización) diaria	Compensación (o Penalización) mensual	Compensación (o Penalización) anual
01	\$ 0.26	\$ 7.28	\$ 89.15
02	\$ 100.22	\$ 2,806.16	\$ 34,362.55
03	\$ 91.88	\$ 2,572.64	\$ 31,503.00
04	\$ 24.49	\$ 685.72	\$ 8,396.92

Tabla 3.116

De acuerdo a la tabla anterior, los montos correspondientes a las Compensaciones (o Penalizaciones) son: **mensualmente** \$ 5,386.08 y \$ 685.72, que hacen un total de **\$ 6,071.80** y **anualmente** \$ 65,854.7 y \$ 8,396.92 que hacen un total de **\$ 74,251.62**.

Resumiendo, el monto total de la Penalización Económica al 'Hospital de Maternidad Raúl Arguello Escolan' es de **\$ 6,071.80** y **\$ 74,251.62**, mensual y anualmente, respectivamente.

<sup>27</sup> La base de ésta agrupación es, que un medidor registra a las subestaciones 01, 02 y 03; y el otro medidor solo a la subestación 04.

## CAPITULO IV.

### *“Causas que afectan a la Calidad de la Energía Eléctrica en el Hospital”.*

#### 4.1 CAUSAS.

##### **Características de Carga.**

El estudio de las características de carga, es un tópico muy importante, ya que su conocimiento ayuda a comprender la naturaleza de los problemas que aquejan a los usuarios del sistema de distribución de Energía Eléctrica y los efectos que estos problemas producen sobre todos los equipos conectados a dicho sistema.

Los equipos pueden ser clasificados en cuatro grandes categorías generales: alumbrado, potencia, equipos de calentamiento y equipo electrónico. Cada una de ellas tiene características y requerimientos diferentes en cuanto a la calidad de servicio eléctrico.

##### **Cargas de Alumbrado.**

Incluidas como cargas de alumbrado están las lámparas incandescentes y las de descarga (fluorescente, vapor de mercurio, etc.). Los Voltajes de placa especificados para alumbrado son usualmente 120 y 240 V, aunque pueden tener niveles de utilización que varían sobre la base de 120 V desde 107 hasta 127 V.

##### **Alumbrado Incandescente.**

Las lámparas incandescentes operan esencialmente a Factores de Potencia unitarios. La iluminación que producen disminuye considerablemente al reducir el Voltaje, siendo algunas veces 16% menor cuando el Voltaje disminuye un 5% y decrece con una rápida razón geométrica a medida que éste cae. La vida de las lámparas incandescentes es considerablemente reducida cuando trabajan a Voltajes mayores a los normales. Las curvas características para éste tipo de alumbrado en función del Voltaje aplicado se muestran en la Figura 4.1. Como se observa un 10% de reducción en la Tensión (a partir del dato de placa), produce una reducción en la

iluminación (en lúmenes) del 30% y una reducción en el consumo de potencia del 15%, ambos a partir de los valores nominales de los equipos.

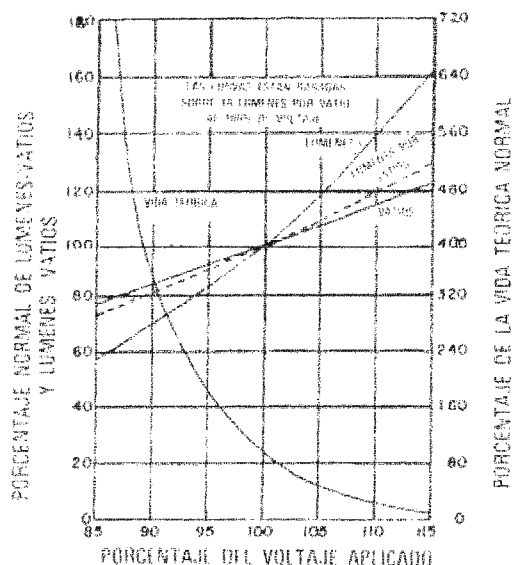


Figura 4.1

Para la condición anterior, la vida teórica de las lámparas aumenta un 240%. Con un crecimiento en el Voltaje del 10% a partir del dato de placa, la vida teórica se reduce cerca del 70%; los lúmenes y el consumo de potencia se incrementan hasta el 40% y 15% respectivamente.

### Alumbrado de Descarga.

Las lámparas fluorescentes y de neón operan a Factores de Potencia cercanos al 50%. La iluminación que producen por unidad de energía a la entrada, es mucho mayor que la producida por una lámpara incandescente de la misma capacidad, el aumento puede ser del 25% o más. La vida de estos equipos está limitada por el número de veces que son encendidos y apagados.

Las curvas características para éste tipo de lámparas, como una función del Voltaje, aplicado sobre el balastro se muestran en la Figura 4.2. El efecto del Voltaje sobre la iluminación (en lúmenes), no es tan notorio en estas lámparas comparado con las incandescentes.

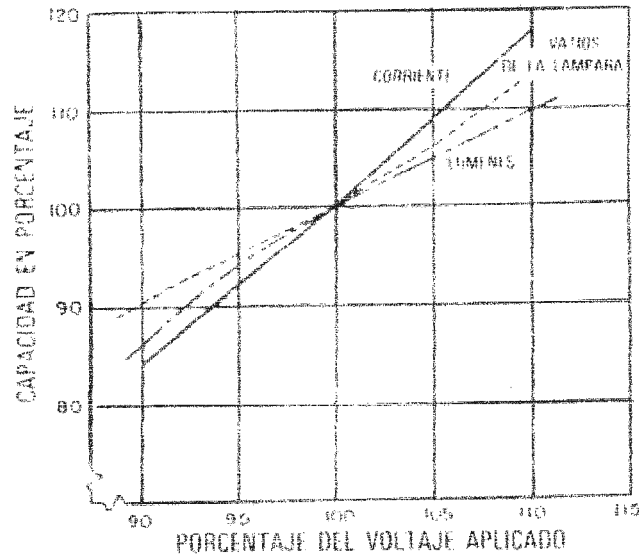


Figura 4.2

En general, si se tiene una variación de Voltaje del 1% por debajo o por arriba, se obtendrá correspondientemente un 1% de cambio en los lúmenes de salida de las lámparas. Si el Voltaje baja más del 10%, éstas no encienden, se calientan y se deterioran más rápido. Un excesivo alto Voltaje cercano al 10% sobre el valor de diseño, causara sobrecalentamiento del balastro, acortando la vida de las lámparas.

A diferencia de las incandescentes, éste tipo de lámparas experimenta una reducción en su vida teórica, ya se que el Voltaje disminuya o aumente alrededor de su valor de placa.

Incluidas también como alumbrado de descarga están las lámparas de vapor de alta intensidad, éstas operan con Factores de Potencia comprendidos entre el 70% y 80%. Éste tipo de lámparas no es susceptible a las variaciones de Voltaje, tal como son las incandescentes.

Generalmente, son utilizadas en aplicaciones donde grandes cantidades de iluminación son requeridas, tal como en plantas industriales, en alumbrado publico,

etc. Las curvas características para éste tipo de lámparas como una función del Voltaje aplicado se muestra en la Figura 4.3.

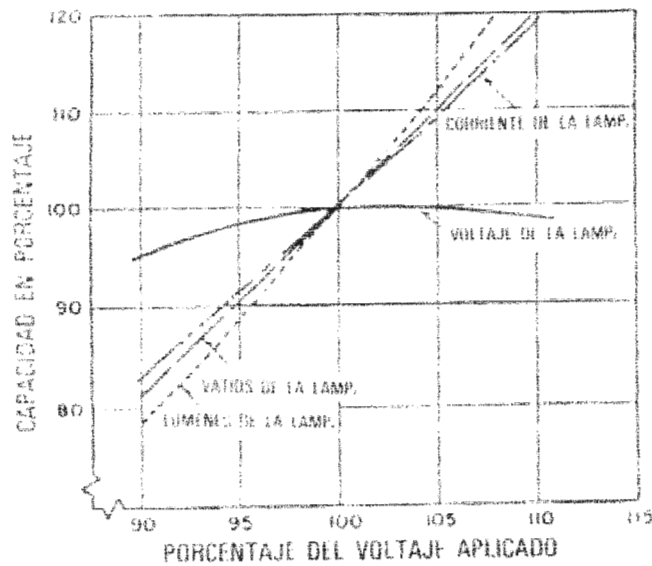


Figura 4.3

**Cargas de Potencia.**

Generalmente, incluidos como carga de Potencia están los motores de todos los tamaños: de Corriente directa y de Corriente alterna (monofásicos y polifásicos), los motores universales en serie que pueden operar tanto en DC como en AC.

Para obtener los mejores resultados, los motores de inducción tienen que trabajarse con la frecuencia y Voltaje normales de asignación. Es cierto que se pueden tolerar algunas variaciones,

en el Voltaje del 10% y en la frecuencia del 5%, alrededor de los valores indicados en sus placas (manteniendo constante la carga sobre un motor trifásico de inducción se

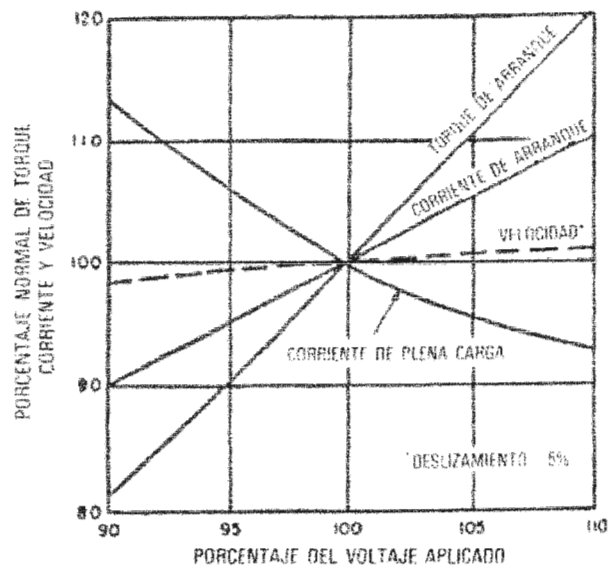


Figura 4.4

puede analizar el efecto de las variaciones en el Voltaje, es decir, su comportamiento ante el bajo y alto Voltaje).

Los efectos generales de las variaciones de Voltaje sobre el funcionamiento de los motores síncronos son muy similares a los discutidos para los de inducción. Sin embargo, el máximo par de salida varía directamente con el Voltaje, a diferencia de los motores de inducción, cuyo par varía directamente con el cuadrado del Voltaje.

### **Cargas de Equipos de Calentamiento.**

Los equipos de ésta categoría pueden ser convenientemente divididos dentro de las aplicaciones residenciales (pequeños) e industriales (grandes).

#### **Equipo Residencial.**

Aquí se incluyen cocinas y algunos otros electrodomésticos. Estas cargas son todas de tipo resistivo, muchos de los cuales se diseñan para operar a 120 V, mientras que las unidades más grandes son diseñadas para operar a 240 V, todas son de tipo monofásico.

El Factor de Potencia de estos equipos es esencialmente unitario. La resistencia interna de estos elementos es prácticamente constante, por consiguiente, la Corriente variara directamente proporcional al Voltaje aplicado.

El efecto de la reducción en el Voltaje va acompañado por una disminución en la Corriente, causando la correspondiente reducción en el calentamiento producido, lo cual a la larga se traduce en un decremento de la eficiencia en la operación de éstos equipos.

#### **Equipos de Calentamiento para Aplicación Industrial.**

Aquí se incluyen calentadores de gran tamaño, hornos (para tratamientos, para esmaltados, etc.), altos hornos (para acero, bronce, etc.), soldadores y equipo de calentamiento de alta frecuencia. Los dos primeros son carga de tipo resistivo y

operan tal como los equipos residenciales con Voltajes de servicio de 115 ó 230 V, monofásico y con un Factor de Potencia unitario.

Los hornos de gran tamaño por lo general son operados casi continuamente por razones de economía, algunos de ellos son trifásicos y con Voltajes de trabajo elevados. La Energía absorbida por la resistencia de los calentadores varía con el cuadrado del Voltaje aplicado. Esto es cierto sobre el rango de operación en donde la resistencia se mantiene constante.

Por consiguiente, el calor producido por el equipo cambia con el cuadrado de la Tensión aplicada. El tiempo necesario para calentar el dispositivo será inversamente proporcional a la cantidad de Energía aplicada. La Figura 4.5 muestra como la potencia de entrada a la resistencia de carga varia con el valor de Voltaje aplicado.

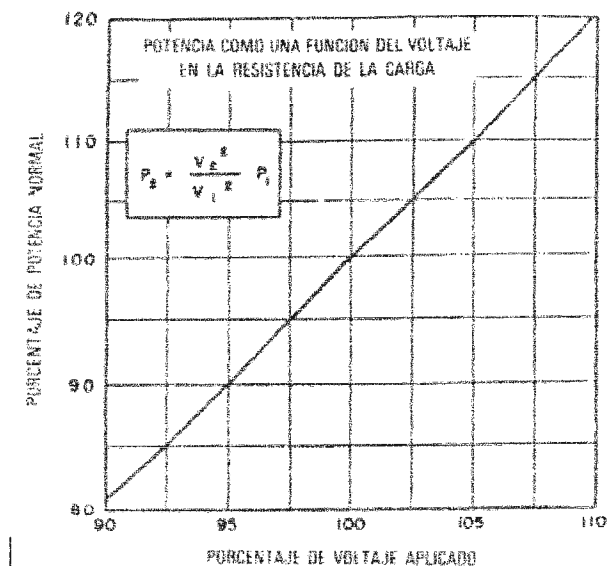


Figura 4.5

Las variaciones en el Voltaje sobre los calentadores de uso residencial no es tan importante como en los de uso industrial. En plantas industriales, el bajo Voltaje con su correspondiente retraso en el tiempo de calentamiento, puede definitivamente

afectar la producción. Un excesivo alto Voltaje afectara la vida del elemento resistivo de los calentadores.

### **Cargas de Tipo Electrónico.**

Ésta categoría incluye equipo de radio, televisión, computadoras, mecanismos de sincronización, rectificadores y muchos otros mecanismos operados electrónicamente. En general, estos dispositivos emplean componentes de estado sólido, tales como transistores, tiristores, circuitos integrados, etc. Prácticamente, todos estos elementos operan a Voltajes más bajos que los suministrados por la red de potencia comercial, por lo cual emplean transformadores u otros dispositivos, para obtener así sus Voltajes específicos de operación.

Las variaciones de Voltaje, afectan la operación de los componentes de estado sólido, pero su efecto sobre la vida esperada no es tan notorio en comparación con los demás tipos de carga, las Variaciones de la Frecuencia pueden tener un efecto pronunciado sobre éstos componentes. Desde el punto de vista de la fuente de potencia los equipos electrónicos operan a un Factor de Potencia unitario.

Con la condición de bajo Voltaje, algunos equipos tales como computadoras y otros dispositivos electrónicos sofisticados, ven afectado su funcionamiento y su eficiencia se deteriora (la maquinaria se demora, se recalienta, los controles fallan, las memorias de las computadoras pierden la información o producen datos falsos, las luces se obscurecen y pueden ocurrir una gran variedad de otros problemas).

A continuación se muestra la tipificación de cargas que se realizo en el Hospital en un período de 3 días con la colaboración del encargado del Área de Potencia de dicha instalación.

Se ordenan las cargas presentes en el Hospital tomando como base el levantamiento de los Diagramas Unifilares que se ha elaborado, de la siguiente manera:

Subestación 01.	
Lugar	Cargas
Talleres	<p><b>Carpintería:</b>            7 Luminarias de 40 W.            2 Ventiladores.            1 Extractor (monofásico).            1 Sierra de Banco (monofásica).            1 Cepilladora (monofásica, 220 V).            1 Compresor (monofásico).            1 Sierra Circular (monofásica).</p> <p><b>Fontanería:</b>            1 Luminaria de 2x40 W.            1 Esmeril (monofásico).            1 Ventilador.</p> <p><b>Electricidad:</b>            1 Ventilador (110/220 V).            1 Luminaria de 2x40 W.            1 Esmeril (monofásico).            1 Lámpara de 20 W.            1 Lámpara de 40 W.            1 Compresor (monofásico).            1 Bomba de Succión (monofásica).</p> <p><b>Mecánica:</b>            3 Luminarias de 2x40 W.            2 Equipos de soldadura (220 V).            1 Esmeril (monofásico).            1 Pulidora (monofásica).            1 Taladro (monofásico).</p> <p><b>Biomédica:</b>            1 Lámpara de 40 W.            1 Compresor (monofásico).            1 Soldador de 30 W.</p> <p><b>Área de Pasillo:</b>            3 Lámparas de 2x40 W.</p> <p><b>Oficina de Mantenimiento:</b>            4 Luminarias de 2x40 W.            1 Ventilador.            1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).            1 Radio Comunicador (base).            1 Computadora (con UPS e impresor).            1 Secadora de Manos.            1 Reloj Eléctrico.            1 Oasis.</p>
Oficina Neonatos <sup>1</sup>	<p>1 Horno.            1 Oasis.            1 Refrigeradora.            1 Fotocopiadora.            2 Computadoras (con UPS e impresor).</p>

<sup>1</sup> Zona Restringida.

	<p>1 Microonda.  1 VHS.  1 Televisor.  1 Negatoscopio.  6 Luminarias de 2x40 W.  5 Focos de 60 W.  1 Cafetera.  1 Proyector.</p> <p>Área de pasillo:  2 Switch de Pedal.  8 Luminarias de 2x40 W (cielo falso).</p>
Formulas Lácteas <sup>2</sup>	<p>1 Esterilizador (monofásico).  1 Extractor de Aire (monofásico).  1 Cámara de Refrigeración (monofásico).  1 Ventilador.  7 Luminarias de 2x40 W.</p>
Cocina	<p>1 Oasis.  1 Extractor.  1 Cafetera.  5 Freezer.  1 Timbre.  5 Ollas de Presión.  2 Ventiladores.  36 Luminarias de 2x40 W.  1 Luminaria de 2x20 W.</p> <p>Comedor:  3 Freezer.  1 Microonda.  2 Cafeteras.  2 Ventiladores.  6 Luminarias de 2x40 W.</p>
Emergencias	<p>1 Oasis.  30 Luminarias de 2x40 W.  9 Ventiladores.  1 Televisor.  1 Computadora.</p>
	Ascensor Grande.
Laboratorio Clínico, Banco de Sangre y Neonatos	1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).

Tabla 4.1

<sup>2</sup> Zona Restringida.

Subestación 02.	
Lugar	Cargas
Sótano <sup>3</sup>	24 Luminarias de 2x40 W.
Segundo Nivel (Aislamiento Ginecológico)	2 Luminarias de 20 W. 41 Luminarias de 4x40 W. 1 Luminaria de 2x40 W. 6 Ventiladores. 1 Foco de 60 W. 1 Televisor. 1 Oasis. 2 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Primer Nivel (Puerperio y Oncología)	2 Luminarias de 20 W. 41 Luminarias de 4x40 W. 1 Luminaria de 2x40 W. 6 Ventiladores. 1 Foco de 60 W. 1 Televisor. 1 Oasis.
Luminaria Rayos X	5 Luminarias de 2x40 W. 2 Focos de 60 W. 1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V). 2 Ventiladores. 1 Reflector. 4 Negatoscopios (1 de ellos para las mamografías). 1 Aparato para Placa de Mamografías. 2 Lámparas de 20 W. 1 Lámpara de 40 W. 1 Sistema de Regulación de Voltaje. 1 Procesadora (maquina para la película). 1 Cafetera. 1 Refrigeradora. 1 Microondas.
Oficina de Mantenimiento, Área de la Planta de Emergencia HINO y Morgue	2 Lámparas de 40 W. 1 Luminaria de 2x40 W. 1 Cámara de Refrigeración (monofásica 220 V).
Recién Nacidos Mínimos <sup>4</sup>	12 Luminarias de Fototerapia (4x20 W). 1 Incubadora. 1 Cuna Térmica. 1 Infraterm. 1 Refrigeradora. 1 Oasis. 1 Calentador de Agua. 14 Luminarias de 2x40 W (cielo falso). 1 Lámpara de 40 W (colgante). 1 Foco de 60 W.
Recién Nacidos Intermedios <sup>5</sup>	28 Incubadoras. 28 Fototerapias (4x20 W). 4 Aparatos de Succión. 18 Monitores. 3 Focos Infrarrojos de 125 W.

<sup>3</sup> Zona Restringida.

<sup>4</sup> Zona Restringida.

<sup>5</sup> Zona Restringida.

	23 Luminarias de 2x40 W (cielo falso). 2 Refrigeradoras. 1 Cuna Térmica.
UCI Niños <sup>6</sup>	12 Compresores (monofásicos). 20 Incubadoras. 18 Monitores. 4 Aparatos de Succión. 18 Ventiladores. 18 Lámparas de Fototerapia. 20 Calentadores o Nebulizadores. 1 Oasis. 1 Tostador. 17 Luminarias de 4x40 W. 1 Switch de Pedal. 1 Servidor (computo).
Lavandería	3 Lavadoras (trifásicas). 1 Centrifuga (trifásica). 6 Luminarias de 2x40 W. 1 Cafetera.
Arsenal	4 Luminarias de 4x40 W. 1 Bomba para Agua de Terraza (trifásica). 1 Caldera (trifásica).
	Ascensor de Emergencia
UCI Niños <sup>7</sup>	1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Laboratorio Clínico <sup>8</sup>	13 Equipos Automatizados (para exámenes de bacteriología y química). 2 Centrifugas. 8 Microscopios. 4 Microcentrifugas. 2 Centrifugas Refrigeradas. 2 Esterilizadores (trifásicos). 4 Cámaras de Banco de Sangre. 1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V). 21 Luminarias de 4x40 W. 2 Luminarias de 4x20 W. 3 focos de 60 W.
Almacén Cuarto Frío y Autoclaves	4 Esterilizadores (trifásicos).

Tabla 4.2

<sup>6</sup> Zona Restringida.

<sup>7</sup> Zona Restringida.

<sup>8</sup> Zona Restringida.

Subestación 04.	
Lugar	Cargas
Consultoría Externa	6 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Dirección y Subdirección <sup>9</sup>	Dirección: 2 Computadoras (con UPS e impresor). 1 Fotocopiadora. 1 Máquina de Escribir Eléctrica. 1 Cafetera. 11 Luminarias de 4x40 W. 1 Foco de 60 W. 2 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).  Subdirección: 4 Luminarias de 4x40 W. 2 Computadoras (con UPS e impresor). 1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Sala de Operaciones (Clínica Ginecológica) <sup>10</sup>	5 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Sótano Consulta Externa	32 Luminarias de 4x40 W. 15 Computadores (con UPS e impresor). 1 Servidor. 4 Focos de 60 W. 6 Ventiladores. 1 Marcador de Tarjeta. 4 Lámparas de 40 W. 2 Cafeteras.
Oficinas Administrativas <sup>11</sup>	28 Luminarias de 4x40 W. 16 Computadoras (con UPS e impresor). 1 Cafetera. 1 Fotocopiadora. 1 Fax. 1 Servidor. 6 Aire Acondicionado (monofásicos, 220 V). 1 Lámpara de Mercurio. 7 Luminarias de 2x40 W (en la caseta de la bomba de agua).
Partos <sup>12</sup>	5 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
Auditorio	2 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).
División Medica <sup>13</sup>	53 Luminarias de 4x40 W. 3 Computadoras (con UPS e impresor). 1 Proyector. 1 Cafetera. 4 Focos de 60 W.
Sala de Operaciones Electivas, UCE y UCI <sup>14</sup>	9 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V). 1 Secador de Mano.
Lavandería (STFE1A)	
Lavandería (STFE1B)	1 Extractor de Aire. 1 Estación de Gases.
Tercer Nivel	16 Luminarias de 4x40 W.

<sup>9</sup> Zona Restringida.

<sup>10</sup> Zona Restringida.

<sup>11</sup> Zona Restringida.

<sup>12</sup> Zona Restringida.

<sup>13</sup> Zona Restringida.

<sup>14</sup> Zona Restringida.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 Cafetera.</li> <li>1 Ventilador.</li> <li>3 Dosímetros.</li> <li>8 Camas Eléctricas.</li> </ul>
Segundo Nivel	<ul style="list-style-type: none"> <li>22 Luminarias de 2x40 W.</li> <li>7 Lámparas de 40 W.</li> <li>2 Secadores de Mano.</li> <li>4 Monitores.</li> <li>2 Dosímetro.</li> <li>2 Inyectores de Suero.</li> </ul>
Lavandería	<ul style="list-style-type: none"> <li>3 Lavadoras (trifásicas).</li> <li>4 Secadoras (trifásicas).</li> <li>1 Rodillo para secar la ropa (trifásica).</li> <li>1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).</li> <li>4 Ventiladores.</li> <li>1 Oasis.</li> <li>1 Timbre.</li> <li>1 Extractor.</li> <li>51 Luminarias de 2x40 W.</li> <li>5 Bombas (trifásicas).</li> </ul>
Lavandería (STAE1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>56 Luminarias de 4x40 W.</li> </ul>
Lavandería (STAE2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>51 Luminarias de 4x40 W.</li> <li>1 Alarma.</li> <li>6 Lámparas Cielíticas.</li> <li>1 Máquina de Anestesia.</li> <li>1 Electrocauterio.</li> <li>1 Cocina Eléctrica.</li> <li>2 Compresores de Gases Médicos.</li> <li>2 Respiradores Artificiales.</li> <li>1 Dosímetro.</li> <li>4 Monitores.</li> <li>1 Inyector de Suero.</li> </ul>
Sala de Partos <sup>15</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>59 Luminarias de 4x40 W.</li> <li>6 Focos de 60 W.</li> <li>4 Cunas Térmicas.</li> <li>1 Lámpara Móvil.</li> <li>2 Switch de Pedal.</li> <li>1 Lámpara Cielítica.</li> <li>3 Monitores.</li> <li>3 Dosímetros.</li> <li>2 Monitores Fetal.</li> </ul>
Sótano Consulta Externa	<ul style="list-style-type: none"> <li>16 Lámparas para Examen (50 W).</li> <li>1 Máquina de Ultrasonografía.</li> <li>75 Luminarias de 4x40 W.</li> <li>5 Lámparas de 20 W.</li> <li>3 Focos de 60 W.</li> </ul>
Segundo Nivel: Dirección, Subdirección y Colposcopia <sup>16</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>28 Luminarias de 4x40 W.</li> <li>3 Colposcopio (con computadora).</li> <li>4 Ventiladores.</li> <li>1 Cafetera.</li> <li>8 Microscopios.</li> <li>1 Oasis.</li> </ul>

<sup>15</sup> Zona Restringida.

<sup>16</sup> Zona Restringida.

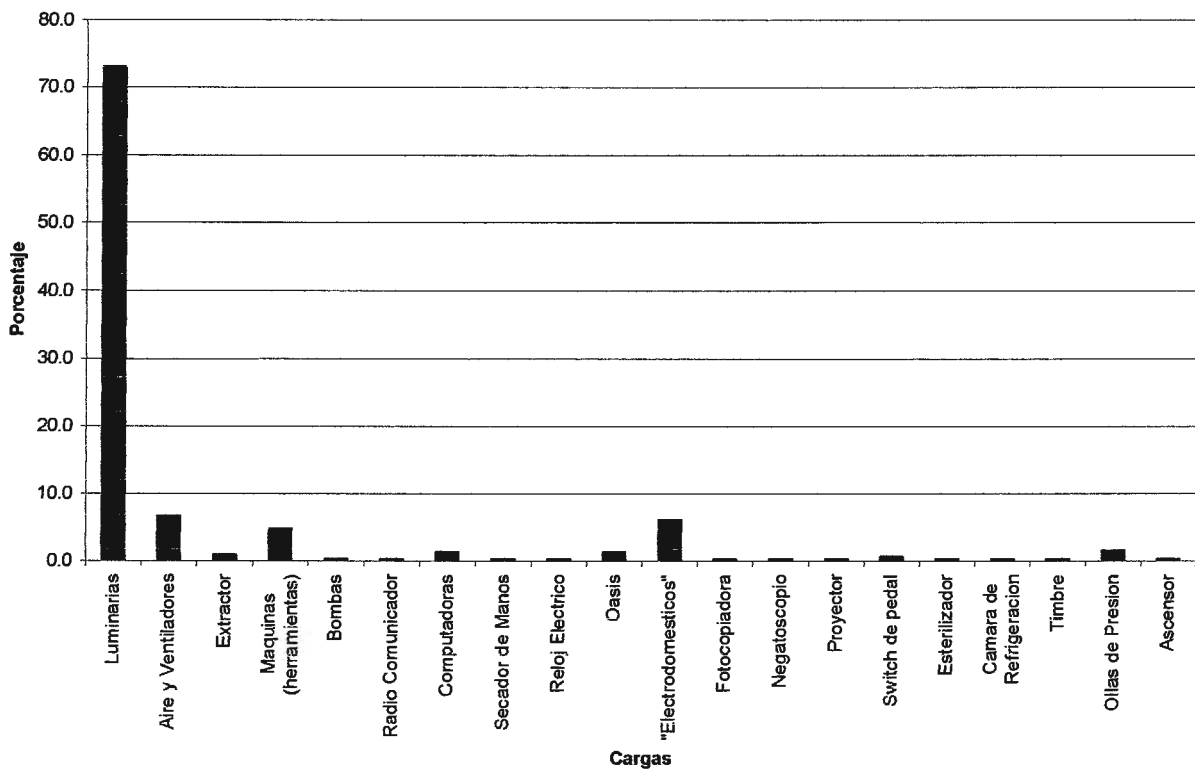
Sala de Operaciones y Oficinas Administrativas <sup>17</sup>	1 Fotocopiadora.
	57 Luminarias de 4x40 W. 5 Luminarias de 2x40 W. 3 Focos de 60 W. 4 Lámparas de 20 W. 1 Dosímetro. 1 Monitor. 4 Succionadores. 4 Electrocauterios. 7 Lámparas Cielíticas. 1 Aire Acondicionado (monofásico, 220 V).

Tabla 4.3

Las especificaciones de la Subestación 03 en cuanto a la Maquina de Rayos X se refiere, se muestran en el Apéndice 8.

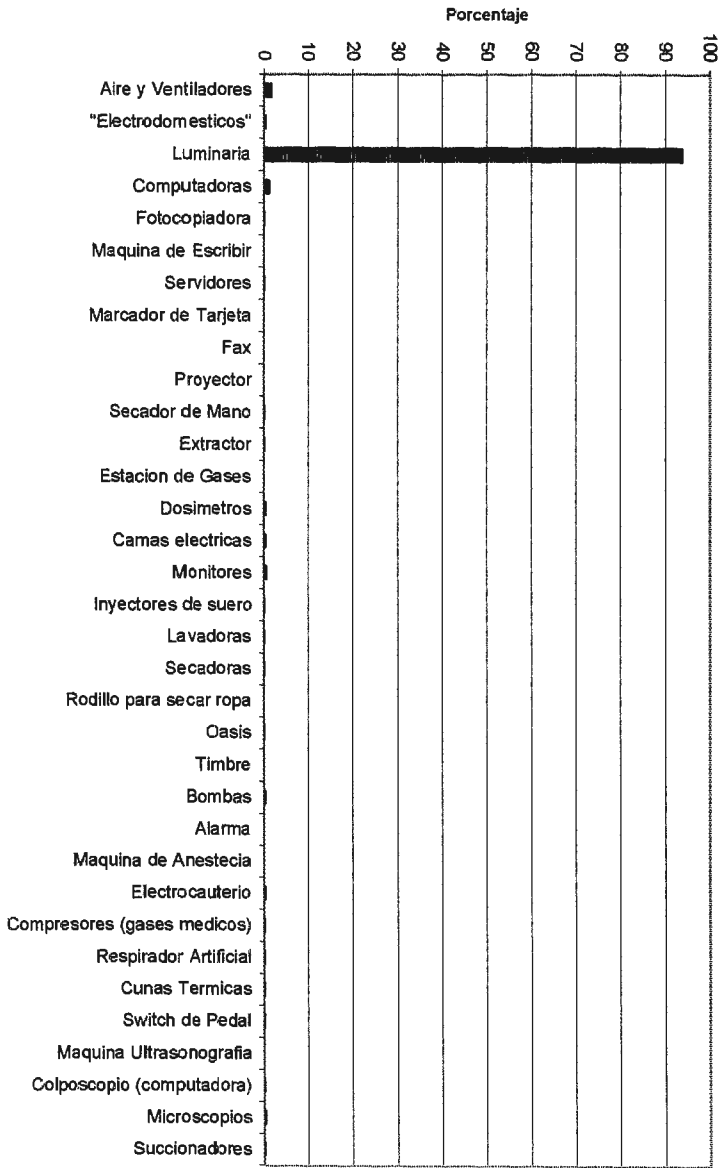
Asimismo, se pretende mostrar como se distribuyen las cargas para cada Subestación de una manera porcentual a través de los siguientes gráficos:

Cargas de la Subestación 01 (expresadas en porcentaje).



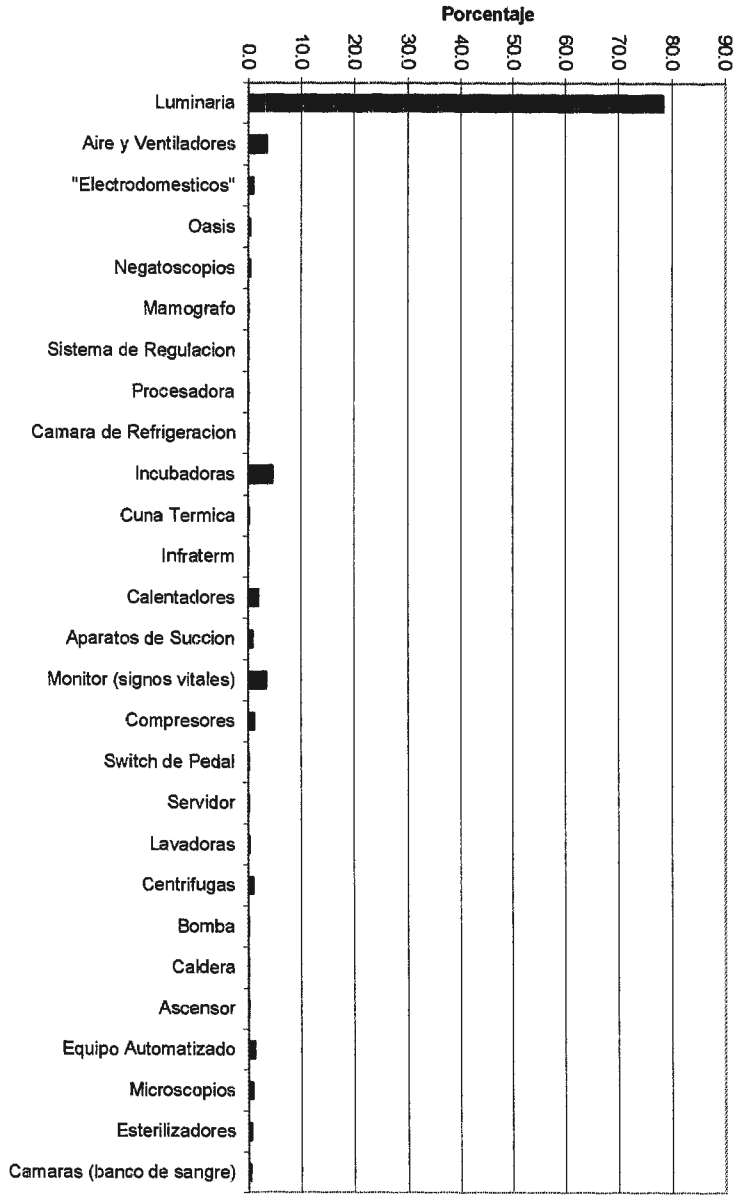
Gráfica 4.1

<sup>17</sup> Zona Restringida.



Grafica 4.3

Cargas



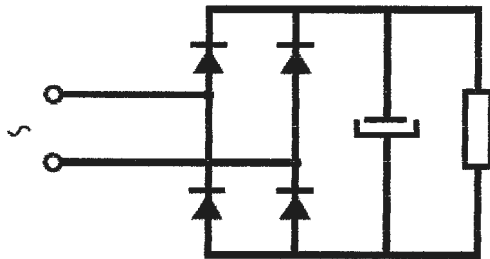
Cargas de la Subestación 02 (expresadas en porcentaje).

Grafica 4.2

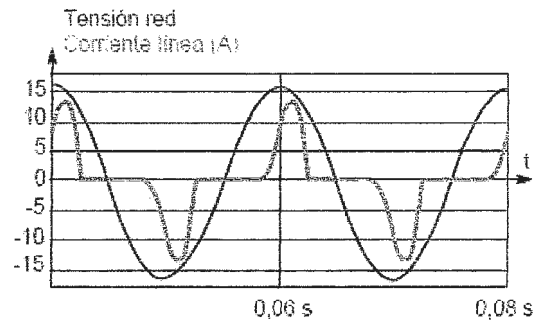
Cargas

Cargas de la Subestación 04 (en %)

Algunos ejemplos de cargas con su respectiva generación de Armónicos son:

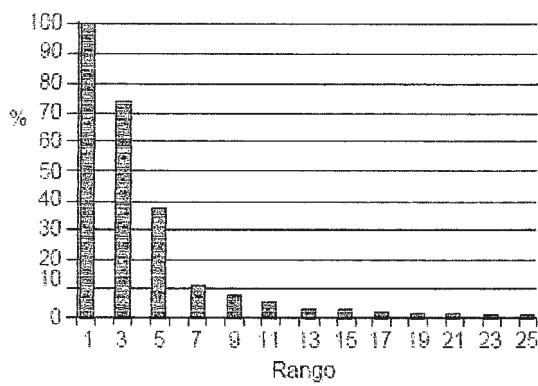


Rectificador monofásico con filtro capacitativo.



Gráfica de la corriente absorbida en el esquema

Espectro



Espectro de armónicos de la corriente absorbida en el esquema

Actividad	Aparatos
Doméstica	TV, hi-fi, video, horno microondas, ...
Terciaria	Micro-ordenadores, impresoras, fotocopiadoras, fax, ...
Industrial	Alimentación conmutada, variadores de velocidad

Algunos ejemplos de aparatos que tienen un rectificador monofásico con filtro capacitativo.

Figura 4.6: Rectificador Monofásico con Filtro Capacitivo.

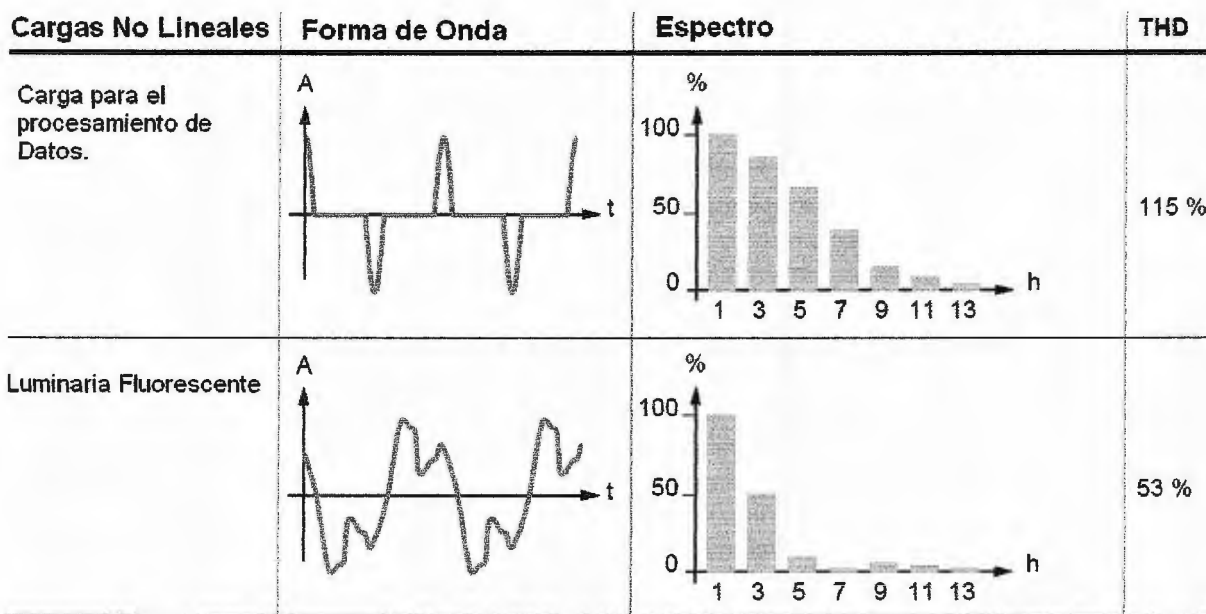


Figura 4.7: Otras cargas con su respectivo espectro de Armónicas.

Los espectros mostrados en la Figura 4.6, corresponden a cargas de tipo domestica, terciaria e industrial (por ejemplo: televisores, video, hornos, microondas, microordenadores, impresoras, fotocopiadoras, fax, equipo que posee algún tipo de rectificación como la mayoría de equipo electrónico). La Figuras 4.7 nos muestra el espectro correspondiente a las luminarias fluorescentes. Teniendo la base en éste tipo de Graficas y Figuras es la manera en como se intuye el problema de las Cargas Perturbadoras en la instalación que se está analizando y la colaboración de las mismas al orden de Armónicas que se están presentando en el Hospital. Dichas Cargas Perturbadores son: **las luminarias, equipo de cómputo, carga residencial, equipo medico que posee en su control equipo de tipo electrónico.**

## **4.2 PROPUESTAS DE SOLUCIÓN.**

### **4.2.1 Métodos de Optimización.**

Éste apartado lleva el objetivo de informar acerca de los diferentes tipos de solución disponibles para mitigar los problemas relacionados con la Calidad de la Energía Eléctrica. Las soluciones incluyen equipos y metodologías para: filtrar Armónicos, condicionamiento de la potencia, aislamiento, cancelación, potencia ininterrumpible, entre otros.

En primer lugar se mostrara una metodología que se ha utilizado para maximizar el rendimiento y aplicación de las cargas electrónicas dentro de una instalación eléctrica, dicha metodología recibe el nombre de *LA PIRÁMIDE DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA*.

*LA PIRÁMIDE DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA*, fue creada para ayudar a los clientes a orientarse en cuanto sus aplicaciones comerciales, industriales, institucionales y de telecomunicaciones a fin de proporcionar energía limpia para las necesidades cada vez más crecientes y complejas de hoy. La idea es que la pirámide se utilice como base para el análisis para el mejor aprovechamiento de la relación costo/beneficio, sin desligarse de los factores meramente de diseño.

La pirámide contiene 5 etapas, las etapas 1 y 2 se incluyen desde el diseño y luego, dependiendo de las cargas reales y de su comportamiento real (medido), se procede a avanzar hacia las etapas 3, 4 y 5, según sea el caso. He aquí una breve descripción de dichas etapas:

#### **Etapas 1: Aterrizado (Grounding).**

Es la base o fundamento de todos sistemas de distribución de energía. Los problemas de puesta a tierra y cableado causan 80% de los problemas de Calidad de la Energía Eléctrica. En general, con la proliferación de redes de cómputo y líneas de

comunicación de datos es necesario prever que no existen lazos de tierra que pueden afectar el punto de referencia del aterrizaje. Con el aterrizamiento, se logra mitigar los problemas de: *eventos Transitorios (conocidos como Transientes), la deformación del Voltaje y los ruidos de línea.*

## **Etapas 2: SPD (Supresores de Picos).**

Los SPD del tipo TVSS (Supresor de Transientes) para disturbios de Tensión de cortocircuito de corta dirección a tierra pueden contribuir a prevenir que las cargas electrónicas no se vean afectadas. Con la instalación del SPD se logra mitigar problemas como: *Transitorios y protección adecuada contra descargas atmosféricas (rayos).*

## **Desventajas o Limitaciones.**

No obstante, los SPD no cubren el total de las cargas eléctricas, pues no filtran la tercera y quinta Armónicas, lo mismo que no proveen protección contra una descarga de rayo directa (no existe dispositivo alguno que lo haga). Tampoco detienen o limitan los problemas por Sobretensiones Temporales por tiempos considerables superiores a 125% de la Tensión Nominal, en cuyo caso el SPD se quema. Finalmente, tampoco provee respaldo energético en caso de que falle la red pública, pues para ello existen los UPS y las plantas generadoras eléctricas.

El lugar en la instalación eléctrica en donde deben ubicarse los SPD se establece en la norma IEEE 1100-1992, la cual dice que el primer SPD se colocará en la entrada de servicio, de manera que ninguna Tensión residual pueda “colarse” por medio del segundo SPD hacia el lugar en donde se ubique el panel de distribución para cómputo u otras cargas críticas. Éste arreglo en dos etapas debe ser capaz de reducir picos por rayos inducidos de 20 KV montados sobre picos de 300 Vpk, como sugieren la IEEE y la CBEMA.

### **Etapa 3: Regulación de Tensión.**

Estos disturbios son propios del lugar o carga. Para determinar la solución más adecuada al caso particular deben considerarse aspectos tales como: sensibilidad de la carga, duración y magnitud de la falla y los problemas particulares que se encuentren. Con éste tipo de dispositivo se logran filtrar o mitigar la ocurrencia de los problemas de Sobrevoltaje y Picos de Voltaje (Spikes).

### **Etapa 4: Armónicas.**

Éstas afectan significativamente la normal operación de las cargas basadas en microprocesadores. Sin embargo, los ingenieros se preocupan más de los efectos del incremento de la Corriente neutra en el sistema de distribución eléctrica que de prevenir los problemas operativos de las cargas electrónicas. Con éste tipo de dispositivo se logra minimizar la ocurrencia del problema de Distorsiones Armónicas, inter-armónicas y sub-armónicas.

### **Etapa 5: UPS.**

Es el último componente que deberá seleccionarse en un proceso de diseño. Aunque la correcta selección y aplicación de UPS es importante en la misión de proteger equipo, un error de diseño común es asumir que la UPS solucionará todos los problemas existentes en las líneas. El elevado costo por KVA de capacidad instalada de UPS incluido el costo de inversión de capital, mantenimiento y eficiencia, no se justifica tanto para sistemas centralizados sino más bien para cargas aisladas y en el caso de la IEEE para protecciones contra rayos se sugiere SPD antes que UPS. Un UPS es una Fuente Ininterrumpida de Potencia (Uninterruptible Power Systems, por sus siglas en inglés), que consiste de un medio que proporciona el filtrado de los Picos de Voltaje, regulación de la Frecuencia y suple los faltantes de energía en los Subvoltajes o cortes de energía. Para suplir los faltantes de energía está equipada con un banco de baterías, cuya capacidad de respaldo está especificada en tiempo (típicamente 15 minutos mínimos). No obstante, aunque se puede agregar bancos de baterías adicionales para aumentar el tiempo de respaldo, no debe pensarse en un sistema de UPS muy grande ya que requieren mucho

espacio y son muy costosos. En caso de requerir una fuente de Energía Eléctrica para tiempos más prolongados que los que puede suplir un UPS, la solución es la instalación de una planta generadora eléctrica de emergencia. Éste tipo de dispositivo es una buena solución contra los problemas de eventos transitorios (conocidos como Transientes) y las Variaciones de la Frecuencia, aunque se insiste que antes de instalar un UPS debe asegurarse un buen sistema de puesta a tierra del edificio y un buen SPD en la acometida eléctrica del edificio.

Tomando en cuenta lo que se ha planteado acerca de la *PIRAMIDE DE LA CALIDAD DE LA ENERGIA*, además hoy en día existen varias alternativas para optimizar la Calidad de la Energía Eléctrica, las cuales otorgan distintos niveles de protección según su uso y aplicación, entre los cuales podemos destacar:

- *Filtros de Armónicas (pasivos y activos)*. El filtro es la solución más sencilla. Protege contra interferencias magnéticas o radioeléctricas, así como contra perturbaciones atmosféricas (puede combinarse con un descargador atmosférico). Éstos dispositivos no tienen efecto frente a caídas de Tensión o Variaciones de la Frecuencia y no protegen contra cortes de alimentación, pero si lo hacen para corrección del factor de potencia y para solucionar problemas de Armónicos.
- *Transformadores de aislamiento*. Son equipados con una pantalla electrostática permite la reducción de interferencias de alta frecuencia en modo común y diferencial. El nivel de atenuación alcanzado dependerá de la calidad del diseño y fabricación del transformador a utilizar. Éste tipo de dispositivos facilita la reducción de Corrientes de puesta en tierra en una instalación eléctrica, localizándolas en los circuitos del secundario. El uso de determinadas configuraciones pareadas en transformadores trifásicos también permite reducir ciertos Armónicos de Corriente en el primario.
- *Transformadores ferro-resonantes*.
- *Compensadores estáticos*.
- *Interrupción automática de estado sólido*.
- *Sistemas ininterrumpidos de energía (UPS)*.

- *Acondicionadores de línea (AVR+TAF)*. Es un arreglo de un transformador de aislamiento y un estabilizador de Tensión. Éstos pueden ser: acondicionadores ferro-resonantes y acondicionadores de conmutación estática. Éste tipo de dispositivos aunque proporciona una buena solución para variaciones grandes de Tensión y ruido de Transitorios, los acondicionadores no son recomendados contra cortes de alimentación (mayores de 10 ms) y Variaciones de la Frecuencia.
- *Estabilizadores y reguladores de Tensión (AVR)*. Éstos mantienen constante la Tensión de salida independiente de las variaciones de la Tensión de entrada. Hay generalmente dos tipos: ferro-resonantes y electromecánicos. Los criterios que se usan para evaluar el rendimiento de los reguladores son el rango de regulación, la respuesta a variaciones de carga y la velocidad y flexibilidad de la regulación.
- *Supresores de transientes (TVSS)*.
- *Bancos de capacitores*.

#### **4.2.2 Recomendaciones a objeto de estudio.**

Un vez definidas y monitoreadas las perturbaciones eléctricas, se tiene un conocimiento completo de los eventos eléctricos que ocurren dentro de la instalación hospitalaria. De igual manera a través de éste monitoreo nos permite abordar una etapa muy importante dentro de éste estudio, la cual consiste en que a la vez de señalar el “problema”, se debe hacer una propuesta de solución, el objetivo ideal de éstas propuestas es tratar de que las perturbaciones no se presenten en la red, pero como en la realidad no es posible impedir que se generen, la propuesta va dirigida a que se deben eliminar y/o reducirlas para que no se propaguen a distancia. La aplicación de cualquier equipo ayuda mucho a que éste objetivo se cumpla, a través de equipos correctores propios para cada perturbación a considerar.

La idea principal es que se quiere encontrar una justificación económica del por qué se debe instalar un equipo corrector, pudiendo ésta justificación ser

encontrada al analizar cierto período de facturación con multas y se simula éste mismo sin las penalizaciones, con lo que se debe encontrar cierta rentabilidad en la adquisición del equipo para que la justificación sea aceptada, además de obtener mejoras técnicas como menores pérdidas, mejores Tensiones y mayor disponibilidad de los equipos.

Son tratados los métodos de corrección, haciendo énfasis en el filtrado de Armónicos y detallando algunas características y modo de selección de filtros comerciales.

Los filtros de potencia se consideran soluciones viables para disminuir los problemas de Distorsiones Armónicas, las implementaciones pueden ser *activas* o *pasivas*, éstas últimas ocupan inductores, capacitores y otros elementos pasivos y hasta hace poco tiempo han sido la opción preferida en aplicaciones de relativa baja potencia comprometidas con el costo, pero el tratamiento activo está teniendo mayor acogida, debido a las nuevas aplicaciones técnicas, alto desempeño y principalmente reducción de costos.

### **Filtros de Absorción de Armónicos.**

Estos filtros se usan cuando el principal objetivo en la reducción de la Distorsión Armónica presente en la instalación. Los filtros de absorción de Armónicos generalmente están formados por un conjunto de una o varias etapas filtrantes serie inductancia-capacitor (con un resistor para ajustar el factor de calidad), sintonizadas en el entorno de las frecuencias características que se desean eliminar, comenzando por la menor de las mismas y sin omitir ninguna frecuencia característica intermedia (caso contrario, la misma se amplificaría). Ya que la mayor parte de las Corrientes Armónicas van a ser derivadas por cada filtro respectivo, los mismos deben diseñarse térmicamente para poder soportarlas. Asimismo, las tolerancias de los elementos constitutivos son muy estrictas, pues la frecuencia de sintonía real debe coincidir con la prevista en la etapa de diseño. A menudo, los capacitores y/o los

reactores constitutivos se suministran con "taps", para poder realizar un ajuste fino de las frecuencias de sintonía del filtro.

Asimismo también hay que tener en cuenta que la impedancia de los filtros es capacitiva por debajo de su frecuencia de sintonización. Por ello, en la práctica los filtros están sintonizados a frecuencias ligeramente inferiores del Armónico a filtrar, para contribuir en parte a la compensación del Factor de Potencia a la Frecuencia Fundamental.

Las Armónicas de bajo orden poseen en general mayores amplitudes y exigen por lo tanto filtros de baja impedancia para frecuencias en el entorno de estas frecuencias Armónicas. En general, es más barato utilizar un filtro sintonizado a cada una de esas Armónicas en lugar de utilizar solamente un filtro de banda ancha.

Por el contrario, como los Armónicos de mayor frecuencia suelen tener una amplitud reducida, es habitual que se disponga un sólo filtro de banda ancha para todos los Armónicos de orden superior.

Si bien los filtros proporcionan potencia reactiva a la frecuencia fundamental, ésta potencia generalmente no es suficiente para la compensación del Factor de Potencia de la instalación, por lo que el filtro de absorción debe ser complementado con un banco de capacitores de la potencia requerida.

La instalación de los filtros produce una modificación importante en la topología del sistema eléctrico de alimentación. Por esta razón, el diseño de los filtros de absorción debe ser realizado mediante un cuidadoso análisis y un estudio del sistema completo en todas las situaciones operativas. La eficacia de cualquier instalación de filtros depende del rendimiento reactivo del filtro, la exactitud de su sintonización y la impedancia de la red en el punto de conexión.

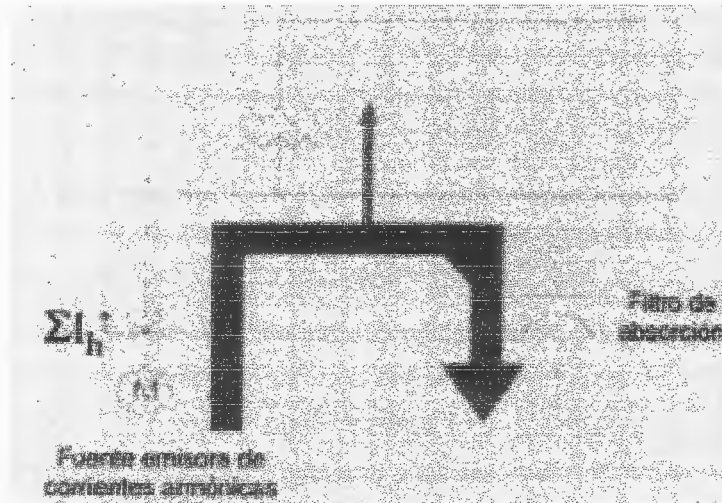


Figura 4.8: Funcionamiento de un Filtro de Absorción.

## CIRCUTOR: Filtros de Absorción.

### Serie FA.

Los filtros de absorción sirven para eliminar los Armónicos de Corriente en una determinada red eléctrica o en una parte de ella. El principio de funcionamiento consiste en derivar las componentes Armónicas de Corriente generadas por una determinada carga hacia el filtro y mantener limpia la Corriente absorbida de red. Existe siempre una cantidad residual de Armónicos de Corriente que van a red, pero precisamente para que el filtro de absorción sea efectivo al máximo, debe estar separado del resto de cargas por una reactancia de choque o por un transformador, tal como muestran las Figuras 4.9 y 4.10. El interruptor general y las reactancias de choque pueden montarse, si se desea, en una celda de entrada.

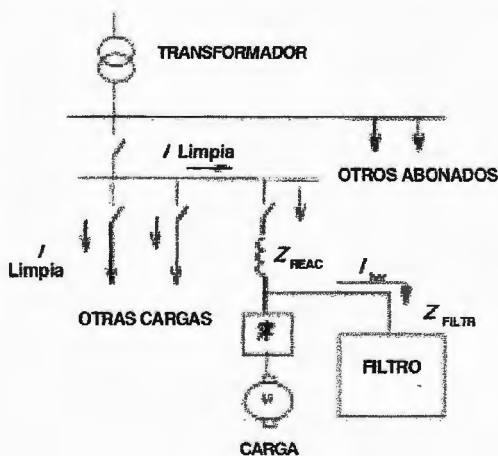


Figura 4.9: Filtro de absorción separado por reactancia de choque.

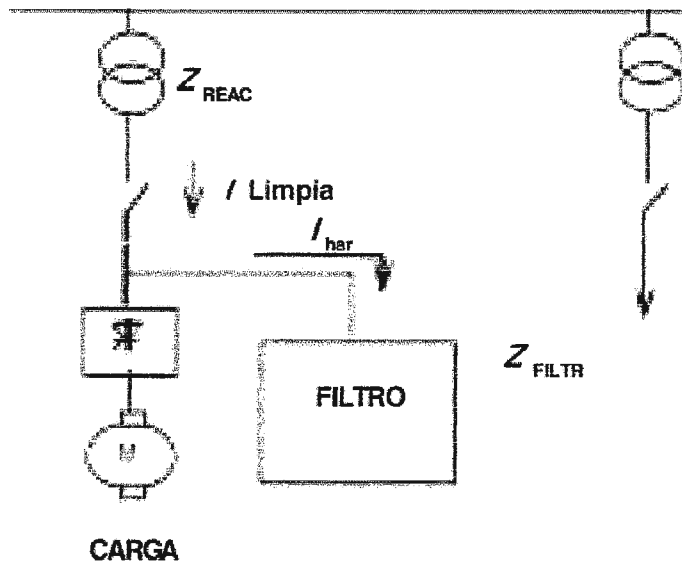


Figura 4.10: Filtro de absorción separado del resto de cargas por un transformador

#### Cómo dimensionar un Filtro de Absorción:

- Un filtro de absorción debe dimensionarse para la Corriente total a filtrar de cada uno de los Armónicos. Generalmente se filtran sólo Armónicos impares.
- Para dimensionar el filtro debemos conocer la máxima Corriente a absorber de cada uno de los Armónicos que se desee filtrar.

#### Como elegir los Pasos:

Para cada Armónico deberán colocarse tantos pasos (todos iguales) como sean necesarios, para que la Corriente total sea mayor o igual a la Corriente total de dicho Armónico, a filtrar en el peor caso.

- No pueden filtrarse Armónicos impares de orden alto sin filtrar los impares de orden más bajo, aunque parezcan no existir. Habitualmente los Armónicos de orden alto tienen valores más bajos que los de orden bajo. Por ello, lo habitual es dedicar más pasos al filtrado de los Armónicos de orden bajo y menos a los de orden alto.
- Durante el funcionamiento, todos los pasos del filtro deben estar permanentemente conectados. Caso de que se necesite desconectar

parcialmente algunos pasos, por exceso de Corriente reactiva, debe hacerse un dimensionado especial y aplicar un relé WDH de protección.

- Aparte de su función de filtrado, un filtro de absorción aporta siempre una potencia reactiva a la Frecuencia Fundamental, del orden de 0,5 KVAR por cada Amperio de Corriente filtrada.

### Reactancia Serie.

- La reactancia serie, en caso de aplicar un filtro de absorción a una configuración como la de la Fig. 4.9 se dimensiona para la Corriente máxima previsible y para una caída de Tensión, a la Frecuencia Fundamental, en torno al 4 %.

### Ejemplo de Elección de Filtro:

Supóngase el caso de un variador de velocidad de un motor que absorbe 500 A y genera los siguientes Armónicos: 28 % de 5°, 16 % de 7°, 9 % de 11° y cantidades inferiores al 5 % de Armónicos de orden superior.

Cálculo de Corrientes de Armónicos:

Armónico	% $I_{TOTAL}$	$I_{ARMÓNICO}$
5°	28 % de 500 A	140 A
7°	16 % de 500 A	80 A
11°	9 % de 500 A	45 A

Tabla 4.4: Corrientes a Filtrar.

Según puede verse en la tabla de tipos, se dispone de pasos que pueden filtrar 80A cada uno, no importa, de momento, de que orden de Armónico se trate. Entonces, dividiendo los 140 A de 5° por 80 y redondeando por exceso, da 2 pasos para el 5° Armónico. El 7° da 80 A, puede aceptarse un solo paso (está en el límite) y para los 45 A de 11° pondremos otro paso. Así pues el filtro a elegir sería un filtro que tendría la configuración que indicamos en la siguiente tabla.

Armónico	Corriente	N° de pasos	Corriente máx.	Reactiva
5°	140 A	2	160 A	80 kvar
7°	80 A	1	80 A	40 kvar
11°	45 A	1	80 A	40 kvar
<b>Potencia reactiva total</b>				160 kvar

Tabla 4.5: Configuración del filtro.

A partir de estos datos, vemos en la Tabla 4.6 que el filtro necesario, de 4 pasos de 80 A es el tipo FA-60-400-4x80. Al cursar pedido deberá indicarse además que la configuración deseada es 2 pasos para 5° Armónico, 1 paso para 7° y 1 paso para 11°. Téngase en cuenta además que no pueden filtrarse Armónicos impares de orden alto sin filtrar los impares de orden más bajo, aunque parezcan no existir. Así pues, en redes trifásicas siempre suelen filtrarse los Armónicos 5, 7, 11 y 13. No es frecuente filtrar Armónicos de frecuencias superiores. Algunas veces sólo 5 y 7. No es admisible filtrar por ejemplo 5 y 11 y, siempre deben destinarse más pasos a los Armónicos bajos que a los altos. Es decir, no sería normal dedicar 1 paso al 5° y 3 pasos al 7°. Otro aspecto a destacar es que no se recomienda prever pasos para el tercer Armónico. El tercer Armónico debe eliminarse por otros métodos.

FILTROS (60 Hz)					
Código y tipo	Tensión	Pasos	Corriente filtrada pasos x (A)	Q Pasos x (kvar)	Armario
6 66 721 FA60-400-3x28	400	3	3 x 28	3 x 20	FA5
6 66 722 FA60-400-4x28	400	4	4 x 28	4 x 20	FA5
6 66 723 FA60-400-5x28	400	5	5 x 28	5 x 20	FA5
6 66 724 FA60-400-7x28	400	7	7 x 28	7 x 20	2 x FA5
6 66 725 FA60-400-8x28	400	8	8 x 28	8 x 20	2 x FA5
6 66 726 FA60-400-9x28	400	9	9 x 28	9 x 20	2 x FA5
6 66 727 FA60-400-10x28	400	10	10 x 28	10 x 20	2 x FA5
6 66 728 FA60-400-4x70	400	4	4 x 70	4 x 50	FR6
6 66 729 FA60-400-5x70	400	5	5 x 70	5 x 50	FR6
6 66 730 FA60-400-6x70	400	6	6 x 70	6 x 50	FR6
6 66 731 FA60-400-8x70	400	8	8 x 70	8 x 50	2 x FR6
6 66 732 FA60-400-9x70	400	9	9 x 70	9 x 50	2 x FR6
6 66 733 FA60-400-10x70	400	10	10 x 70	10 x 50	2 x FR6
6 66 734 FA60-400-11x70	400	11	11 x 70	11 x 50	2 x FR6
6 66 735 FA60-400-12x70	400	12	12 x 70	12 x 50	2 x FR6

Tabla 4.6

## Compensador Activo.

### ¿Por qué un Compensador Activo?

La ventaja decisiva del compensador activo es la de ofrecer una eliminación de Armónicos eficaz también en caso de evoluciones de la instalación. Ofrece así mismo una comodidad de explotación excepcional:

- Autoadaptación a las diferentes cargas sea cual sea el espectro Armónico.
- Ningún riesgo de sobrecarga.
- Funcionamiento compatible con grupos electrógenos.
- Conexionado en cualquier punto de la red eléctrica.
- Posibilidad de repartir varios compensadores en una misma instalación a fin de reforzar la eficacia en la eliminación de Armónicos (por ejemplo en caso de la inserción de una nueva máquina).

### ¿Cómo actúa un Compensador Activo?

El compensador activo analiza los Armónicos consumidos por la carga y restituye seguidamente a esta última la misma Corriente Armónica con la fase adecuada. Consecuencias: en el punto considerado, hay una neutralización completa de las Corrientes Armónicas. Por consiguiente, estas Corrientes ya no circulan aguas arriba y ya no son suministradas por la fuente.

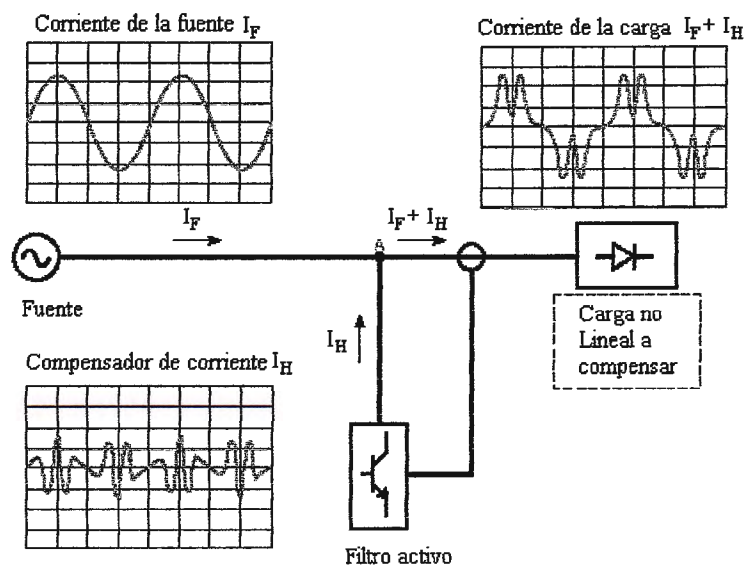


Figura 4.11: Esquema de principio del compensador paralelo.

## ¿Dónde colocar un compensador activo?

El tratamiento de Armónicos requiere un conocimiento preciso y profundo de la instalación. En las instalaciones nuevas, se recomienda el cálculo, en el momento de la concepción, de la tasa de distorsión global en diferentes puntos claves. En las instalaciones existentes, es deseable la realización de un diagnóstico completo con mediciones. En todos los casos, es conveniente decidir el objetivo prioritario:

- *El cumplimiento de las normas:* la compensación activa debe ser colocada aguas arriba de la instalación (punto de inserción próximo al punto de conexión con la compañía eléctrica).
- *La reducción del nivel de distorsión de la instalación:* se busca la neutralización de los Armónicos lo más cerca posible de las principales cargas no lineales. El o los compensadores activos se situarán sobre todo aguas abajo (distribución secundaria o terminal).

### El compensador activo SineWave THM:

Debido a su concepción y a las tecnologías de punta utilizadas, SineWave reduce los Armónicos en Corriente en una relación de 10 pudiendo llegar hasta 20 en función de la naturaleza de las cargas. Esta compensación de Armónicos va desde el rango 2 hasta el rango 25 y proporciona amplias posibilidades de regulación en función del tipo de carga.



Figura 4.12: Compensador activo de Armónicos SineWave, pequeño y compacto

Además, trabaja en dos modos de funcionamiento:

- Compensación global.
- Compensación de un rango determinado.

SineWave contribuye también a la mejora del Factor de Potencia aportando así una reducción en el costo de Energía Eléctrica. SineWave™ se adapta automáticamente a toda carga monofásica o trifásica, informática, iluminación fluorescente, variadores de velocidad, etc. Es compatible con toda red trifásica de alimentación; su conexión en paralelo con la red no precisa ningún corte de potencia (utiliza una pinza amperimétrica) y se puede situar en cualquier punto de la instalación (tablero general de baja Tensión, tableros intermedios, centros de carga).

Se pueden poner en paralelo hasta 4 compensadores activos SineWave o conectarlos en cascada a fin de adaptarse a las evoluciones de la instalación en todo momento.

### Principio de funcionamiento

La Corriente consumida por una carga no lineal se compone de una Corriente sinusoidal  $I_F$ , fundamental para la frecuencia de la red, así como de una Corriente Armónica  $I_H$  compuesta de Corrientes de frecuencias múltiplos de la frecuencia de la red. El compensador **SineWave** genera permanentemente una Corriente igual a  $I_H$  de tal manera que la Corriente red sólo suministra la Corriente fundamental. Así pues, el conjunto carga + compensador activo de Armónicos **SineWave** será visto por la red como una carga globalmente lineal que absorbe una Corriente sinusoidal. Así, las impedancias de cableado y del generador no producirán Distorsión en Tensión.

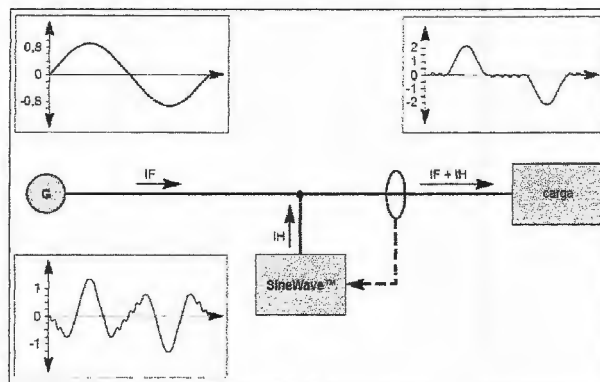


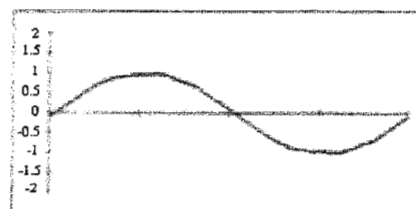
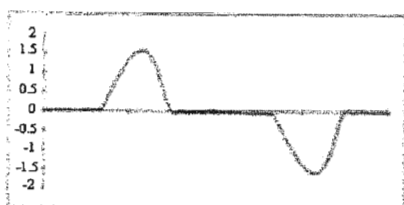
Figura 4.13: Principio de Funcionamiento del SineWave.

La compensación introducida por **SineWave** con respecto a las Corrientes Armónicas y a la Corriente reactiva se está calculando permanentemente. El compensador activo de Armónicos **SineWave** mide continuamente las Corrientes absorbidas por la carga y reactualiza inmediatamente las Corrientes que reinyectará a la red. El compensador activo de Armónicos **SineWave** se adapta a todas las variaciones de carga y de espectro Armónico de la instalación para tener en cualquier momento un comportamiento óptimo.

### Características del SINEWAVE.

- Compensador activo de Armónicos.
- Compensación de Armónicas: global o seleccionadas.
- Tecnología IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) y control por DSP (Digital Signal Processor).
- Elimina de 20 A a 480 A Armónicos.
- Compensa cualquier Armónico del rango 2 al 25.
- Instalación en paralelo con las cargas a compensar.
- Compensación del Factor de Potencia.
- 6 calibres disponibles (20, 30, 45, 60, 90 y 120 A), con posibilidad de conectar hasta 4 en paralelo.
- Tasa de atenuación Armónica THDI carga/THDI red superior a 10.
- Tamaño compacto, montaje en pared o dentro de un armario eléctrico.
- Compatible con cualquier instalación trifásica y adaptable automáticamente a toda carga monofásica o trifásica: informática, iluminación fluorescente, variadores de velocidad, etc.
- Cumple con los estándares IEC y EC del mercado.

### Ejemplo de Computadoras como Carga



### Corriente de fase sin SINEWAVE

I de fase	48 A
THDI	81%
S	10.6 KVA
Factor de Potencia	0.77

### Corriente de fase con SINEWAVE

I de fase	38 A
THDI	3.4%
S	8.4 KVA
Factor de Potencia	1

### ACCUSINE:

La empresa SquareD presenta una guía muy práctica para escoger la mejor y posible alternativa, en cuanto a sus productos, esta guía se muestra a continuación:



### PQc Solution Guide

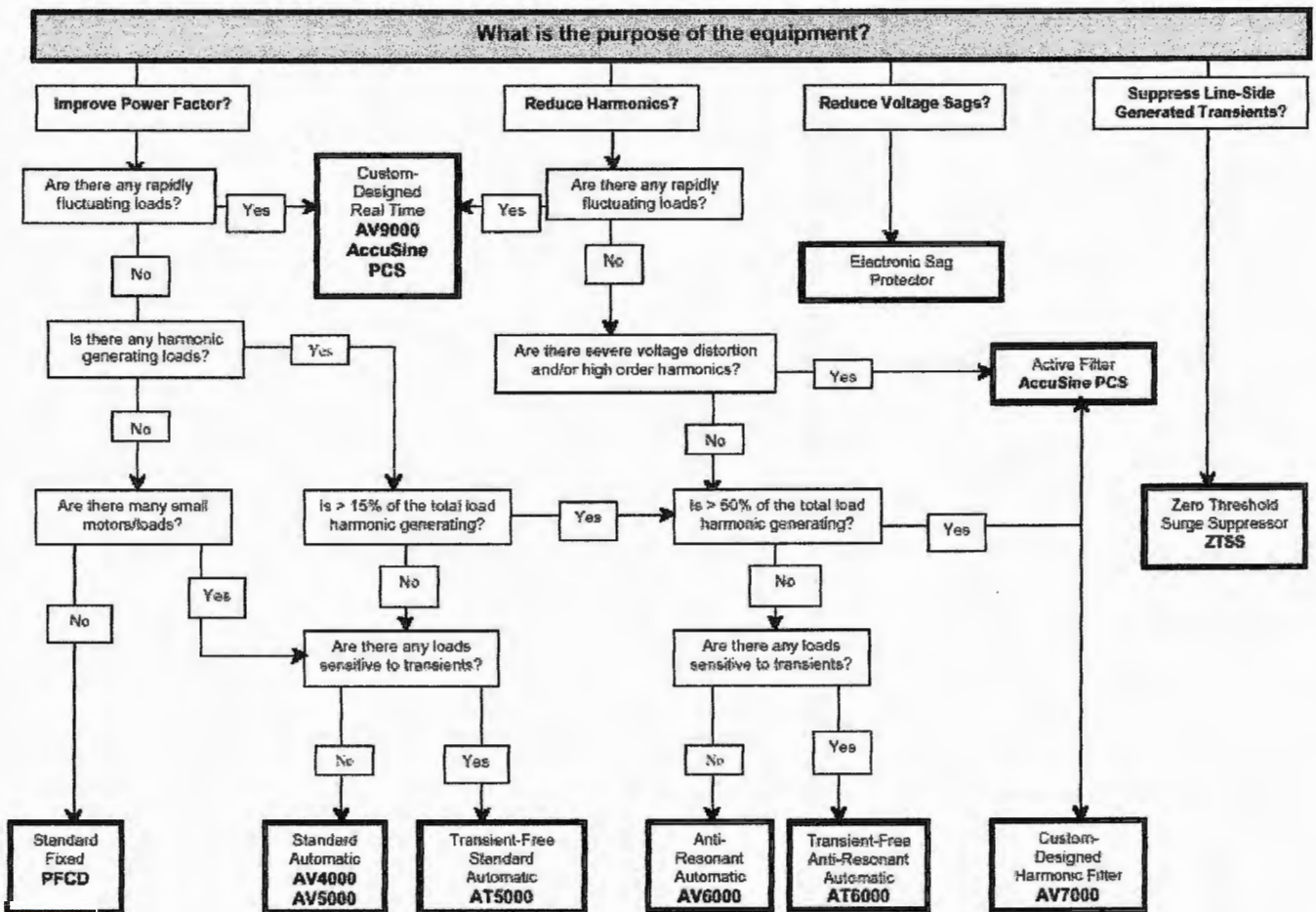


Figura 4.14: Diagrama de Selección.

## **Como trabaja Accusine.**

AccuSine es un producto de la electrónica de potencia utilizando lógica análoga y digital para detectar e inyectar la Corriente, cancelando Armónicos y proveyendo energía reactiva. Si se dimensiona correctamente, AccuSine puede reducir Armónicos debajo de los límites prescritos por ANSI/IEEE519-1992 y mejorar el Factor de Potencia. AccuSine se instala directamente en las líneas de Corriente alterna en paralelo a la carga generadora de Armónicos. Para sistemas trifásicos, sistemas de potencia de 3 hilos, los transductores de Corriente se colocan en dos de las tres fases para proveer de la lógica de control de la forma de onda de la Corriente aguas arriba de la carga. La lógica de AccuSine entonces deduce la Frecuencia Fundamental (50 o 60 Hertz) de esta forma de onda. La lógica entonces invierte la forma de onda restante y ordena el disparo de los IGBT's para duplicar la forma de onda invertida. El resultado es una cancelación de las Corrientes Armónicas aguas arriba del sistema eléctrico. Puesto que los Armónicos de Voltaje son el resultado de las Corrientes Armónicas que atraviesan la impedancia de la fuente, también se reducen dramáticamente. AccuSine es diseñado usando los componentes similares que se encuentran en los variadores de frecuencia, incluyendo los semiconductores de potencia, capacitores de acople de Corriente continua, barras y fusibles. Los IGBT's utilizan modulación de ancho de pulso a una velocidad de conmutación de 20 kHz. Un filtro interno bloquea esta frecuencia para que no se incorpore a las líneas de la CA y desacopla AccuSine del resto del sistema así que ninguna interacción dañosa ocurre.

El algoritmo análogo del control que utiliza el AccuSine permite que este inyecte de inmediato la Corriente durante transiciones rápidas de la carga, tales como el uso de un soldador de arco. Al AccuSine no le importa si es un Armónico grande o reactivos por cambio de la carga, él mira a través de los transductores de Corriente que esta monitoreando la carga y responde inmediatamente inyectando tantos ciclos de corriente máximos según lo requerido para apoyar la carga.

Los resultados inmediatos en el sistema, son que mantiene los niveles de Voltaje, lo que a su vez reduce el Parpadeo del Voltaje, mejora el Factor de Potencia, mejorando así la Calidad de la Energía Eléctrica.

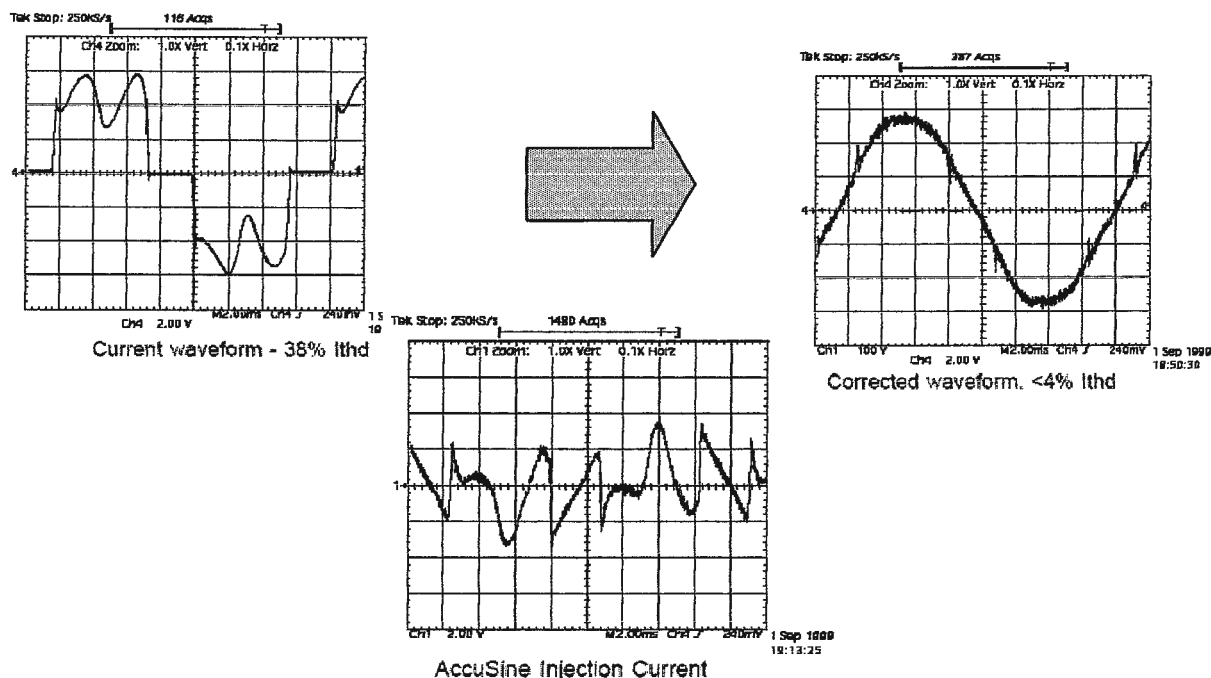


Figura 4.15: Funcionamiento del AccuSine.

### Square D® Accusine® PCS Estabiliza Los Sistemas Eléctricos:

- Inyección de Corriente dinámica para la cancelación Armónica y corrección del Factor de Potencia.
- Reduce los Armónicos en conformidad con la norma IEEE 519 (1992).
- Disminuye el calentamiento de cables, dispositivos de distribución y transformadores debido a las Corrientes Armónicas.
- Reduce el tiempo muerto en el disparo de los dispositivos protectores.
- Aumenta la confiabilidad eléctrica de la red y reduce los gastos de operación.
- Compensa cada fase independientemente.
- Bajo norma UL y CSA.
- La conexión en paralelo permite la modificación fácil e instalación de múltiples unidades para las redes grandes.
- Filtra hasta el orden de la 50ta Armónica.

- Filtra redes enteras o cargas específicas dependiendo del punto de instalación.
- La respuesta a las fluctuaciones de la carga comienza en 40 microsegundos con 8 milisegundos para la respuesta completa a los cambios de la carga.
- Basado en la tecnología de potencia IGBT.
- 50, 100 y 300A para modelos de 208 a 480V, 0/60 Hz para redes trifásicas.

Square D AccuSine Power Correction System (PCS) reduce el problema de los niveles de Armónicos y proporciona una corrección instantánea del Factor de Potencia. La reducción de costos es el resultado de la disminución del mantenimiento. Además, el sobre dimensionamiento de los equipos de distribución para prever Armónicos y un pobre Factor de Potencia puede ser evitado. Square D AccuSine PCS corrige dinámicamente la calidad de la energía proporcionando:

- Filtración Armónica Activa.
- Prevención de la Resonancia.
- Corrección del Factor de potencia.
- Compensación de Potencia reactiva (VAR).

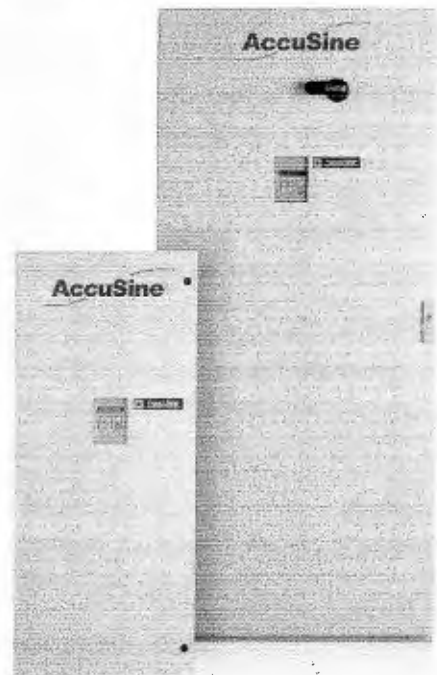


Figura 4.16: Square D AccuSine Power Correction System (PCS).

### Selección de ACCUSINE PCS.

Un estudio de Armónicos no es requerido para seleccionar el tamaño de el ACCUSINE PCS, esto es porque cuando ACCUSINE PCS es instalado se convierte

en una trayectoria de más baja impedancia para los Armónicos existentes en la fuente de alimentación.

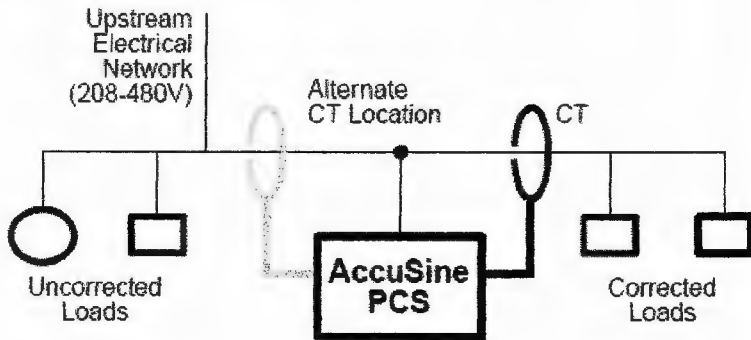


Figura 4.17: Instalación Típica del Filtro AccuSine.

### 4.3 COMPARACIÓN ECONÓMICA.

#### 4.3.1 Análisis Económico de las compensaciones.

El monto correspondiente a la penalización se muestra en la Tabla 4.7:

	Distorsión Armónica (Penalización)	
	Mensual	Anual
Subestación 01	\$ 7.28	\$ 89.15
Subestación 02	\$ 2,806.16	\$ 34,362.55
Subestación 03	\$ 2,572.64	\$ 31,503.00
Subestación 04	\$ 685.72	\$ 8,396.92
Total	\$ 6,071.80	\$ 74,351.62

Tabla 4.7

#### 4.3.2. Costos totales de la Propuesta.

Según el análisis de los datos correspondientes a la Distorsión Armónica de Corriente y en base a las amplitudes de cada una de las Armónicas de Corriente contribuyentes a ésta distorsión, la propuesta de solución es la siguiente: existen diversos métodos que son utilizados con la finalidad de suprimir las Armónicas o al

menos de minimizar los efectos adversos producidos por éstas Corrientes, sin embargo, no todos ofrecen los mismos resultados. Entre los métodos más comúnmente utilizados se pueden mencionar: *sobredimensionamiento del neutro, utilización de neutros separados, inyección de Corrientes Armónicas, transformadores tipo K, conexiones especiales de transformadores, reactores en las líneas, bancos de capacitores, filtros de Armónicas*. Pero la manera más práctica de corregir o reducir la Distorsión Armónica de Corriente es con la implementación de filtros de Armónicas del tipo Compensador Activo, colocándolo en una configuración de tipo de Compensación Global, es por ello que en los apartados anteriores se hace mención de éste tipo de filtros.

Se recomienda la utilización del Filtro de la marca SquareD: Accusine PCS, debido a las ventajas que éste tiene sobre el de la marca Sinewave (mayor rango de compensación en el orden de Armónicas: 2 a la 50, por citar una)<sup>18</sup>. El costo de éste tipo de filtros, así como también, los costos por su instalación son los siguientes:

SUBESTACIONES	CANTIDAD	CODIGO DE FILTRO
Subestación 01	1	PCS050D5N1 50A INCLUYE 3 TC 500A
Subestación 02	1	PCS050D5N1 50A INCLUYE 3 TC 500A
Subestación 03	1	PCS300D5N1 300A INCLUYE 3 TC 500A
Subestación 04	1	PCS0100D5N1 100A INCLUYE 3 TC 500A

Tabla 4.8

PCS050D5N1. Capacidad de Filtrado de 50A, incluye 3 Transformadores de Corriente de 500A:

Costo: \$ 22,529.21

Instalación: \$ 3,379.38

**Total: \$ 25,908.59**

<sup>18</sup> Las marcas que se mencionan en éste Capítulo, son las marcas de mayor presencia en el Mercado Nacional.

PCS100D5N1. Capacidad de Filtrado de 100A, incluye 3 Transformadores de Corriente de 500A:

Costo: \$ 30,519.98  
 Instalación: \$ 4,578.00  
**Total: \$ 35,097.98**

PCS300D5N1. Capacidad de Filtrado de 300A, incluye 3 Transformadores de Corriente de 500A:

Costo: \$ 78,936.15  
 Instalación: \$ 11,840.42  
**Total: \$ 90,776.57**

Debido a las características de diseño y de construcción de los filtros expuestos anteriormente, junto con la reducción de los niveles de Distorsión Armónica, además se puede lograr mediante la instalación de los mismos mantener los niveles de Voltaje (reduciendo de esa manera el Parpadeo) y contribuye a la mejora del Factor de Potencia.

COMPARACION ECONOMICA	
PENALIZACION (ANUAL)	COSTO FILTROS
\$ 74,251.62	\$ 177,691.73

Tabla 4.9

La propuesta realizada es mucho más costosa que los gastos en penalización en que incurriría el Hospital, según se muestra en la Tabla 4.9. Desde el punto de vista técnico la importancia no radica en el costo, sino que en el buen funcionamiento de los equipos instalados en el Hospital, es decir, al reducir las perturbaciones se contribuye a que la vida útil, eficiencia y funcionamiento de las cargas sea óptima en comparación a la no eliminación de la Distorsión Armónica. Aunque la inversión en un principio es elevada, en un periodo de 2 años y 5 meses (aproximadamente) se estaría igualando el gasto por penalización al costo de adquisición de los filtros. Si no se instala el equipo corrector, las perturbaciones aun seguirían presentes (si es que

no aumentan) debido al crecimiento en la carga que puede experimentar el Hospital, ***por lo que se recomienda la instalación de dicho equipo.*** A esto se debe sumar, las variaciones que podría haber con respecto al costo de las tarifas energéticas, lo que modificaría las penalizaciones.

Aun con lo justificado anteriormente, la inversión sigue siendo elevada, por lo que se recomienda la implementación de las propuestas en una forma escalonada, es decir, dándole prioridad según las cargas conectadas en cada Subestación. Por lo que la implementación del equipo corrector en una primera instancia sería para la Subestación 02 donde se encuentran las áreas de: Recién Nacidos Mínimos e Intermedios, UCI Niños, que son lugares en donde se encuentran dispositivos de los cuales dependen la vida de éstos recién nacidos. Las siguientes Subestaciones en donde se aplicarían los métodos de optimización serían: la Subestación 04, la Subestación 01 y la Subestación 03 (en base al criterio de cargas conectadas que se ha establecido).

La inversión a largo plazo es la misma, pero con la implementación en forma escalonada la inversión a corto plazo se ha reducido. Se cree conveniente que la aplicación de dichas propuestas sea con intervalos de 1 año, tomando en cuenta los recursos económicos con los cuenta el Hospital. Este período es conveniente ya que permite que una vez instalados los filtros en las Subestaciones 02 y 04 se puedan monitorear nuevamente los parámetros que engloban a la Calidad de la Energía Eléctrica y así poder observar como es el nuevo comportamiento de los mismos con los filtros instalados además de comparar éstas nuevas mediciones con las realizadas sin los filtros. Si estas nuevas mediciones experimentan una reducción, éstos resultados sirven de justificación para la instalación de los filtros en las demás Subestaciones y valorar de ésta forma inversión.

## CAPITULO V.

### **“Conclusiones y Observaciones Generales”.**

- 1- Dentro del concepto de Calidad de Servicio Eléctrico es importante conocer las definiciones, los propósitos y los estándares relacionados con la Calidad del Producto Técnico en el punto del empalme común, ya que en un futuro muy cercano las empresas que distribuyen energía comenzarán a exigir a los clientes mantener los niveles de Distorsión Armónica dentro de los parámetros establecidos por la norma vigente.
- 2- La determinación de la Calidad de la Energía Eléctrica solo es posible mediante el planteamiento de una metodología que agrupe diversos procesos tales como inspección, recolección y análisis de datos, con el objetivo de establecer las afecciones que perturban la calidad de servicio de energía en un sistema eléctrico.
- 3- La Evaluación Preliminar, muestra que las Protecciones en los Tableros de las Subestaciones están sobredimensionadas, de tal forma, que en ningún momento se puede observar uno de los síntomas de la mala *Calidad de la Energía Eléctrica* como lo es el *Disparo de Protecciones*, ya que al estar éstas sobredimensionadas, aunque exista un problema de Sobrecorrientes, éstas no lo detectan y se está ante una situación de normalidad (aparentemente).
- 4- Los Diagramas Unifilares juegan un papel importante dentro de una Instalación Eléctrica, ya que es la guía que se tiene para conocer como está la Distribución de la Infraestructura Eléctrica de la misma, en el Hospital no se poseían y la Distribución Eléctrica era solo del conocimiento de las personas encargadas de dicha área, por lo que se tomo a bien la propuesta de realizar los Diagramas Unifilares.

- 5- El desconocimiento de las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y el pronto interés de conocerla es en virtud del tema de Compensaciones que ésta contempla dentro de ella, lo que viene a confirmar que en muchas ocasiones la importancia radica en aspectos no técnicos (por ejemplo, administrativos, económicos y legales), los cuales impulsan a las empresas a preocuparse del problema de la no *Calidad de Energía Eléctrica*. También se hace notable la cultura de que la clase de mantenimiento de aplicación en las Instalaciones es el CORRECTIVO. Cuando se debería de tener una visión de que éste debería ser el último a aplicar.
- 6- La perturbación que más se hace notoria (de las que se han estudiado) en cuanto a presencia es la *Distorsión Armónica de la Corriente de Carga*, ya que dentro de la instalación hay altos niveles de la misma (se encuentra explicación de esto en función del tipo de carga presente) que a la larga va ocasionando daños en los componentes del Sistema Eléctrico.
- 7- Otros eventos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica, pero que no son contemplados directamente en la normativa propuesta por la SIGET, son: Sobretensiones, Huecos e Interrupciones breves, Impulsos de Tensión y Variaciones de la Frecuencia, fueron medidos y analizados, dando como resultado una baja o nula presencia de éstos en el Hospital de Maternidad. Demostrando con esto la calidad con que las Distribuidoras y Centrales Generadoras prestan el servicio de Energía Eléctrica a los diferentes clientes, en lo que ha éste tipo de perturbaciones se refiere.
- 8- La Calidad de la Energía Eléctrica en una Instalación no siempre es afectada en su totalidad por las características de las cargas que están conectadas en ella, ni por los fenómenos o problemas que ocurren en el sistema de distribución o generación, sino que también influyen parámetros como el desbalance en las Subestaciones. Éste fenómeno, se presenta muy marcado en las Subestaciones del Hospital, lo que apoya en alguna manera a la no

perfecta calidad. También hay que mencionar el estado de las Instalaciones Eléctricas, si bien algunas son relativamente recientes, otras tienen una vida promedio bastante alta, lo que afecta en alguna medida a la calidad.

- 9- En el Hospital, la mayoría de las cargas es de tipo monofásico y si las cargas estuvieran debidamente balanceadas esperaríamos cero Corrientes por el neutro, esto no ocurre cuando se tienen Corrientes Armónicas de secuencia cero, (desafortunadamente la tercera Armónica es de secuencia cero). Por lo que aun balanceando las cargas, aparecen altas Corrientes por el neutro cuando en las cargas se encuentre *equipo electrónico* que tiene fuentes reguladas por conmutación, tales *como las computadoras y sus monitores, las impresoras, las máquinas de fax, los televisores, las videograbadoras, los equipos de sonido y los hornos de microondas* (presentes en el Hospital). La *Distorsión Armónica de la Corriente de Carga* alta no sólo ocasiona que los neutros lleven más Corriente, también ocasiona un bajo Factor de Potencia, sobrecalentamiento de conductores y transformadores.
- 10-Solo el 10% de los parámetros analizados en el Hospital de Maternidad, afectan a la Calidad de la Energía Eléctrica de éste. Aunque, es de notar, que los que afectan son los que comúnmente se encuentran en las Instalaciones Eléctricas: Los Armónicos y que son los más perjudiciales a corto y largo plazo. Es por ello que los métodos de optimización seleccionados, para mejorar la calidad, se centralizan en atenuar a los Armónicos (de Corriente y Voltaje).
- 11-Se comprueba que la *Distorsión Armónica de la Corriente de Carga* es un subproducto de la Electrónica Moderna<sup>1</sup>, ya que es a causa de éste tipo de cargas (electrónicas) que se genera ésta perturbación dentro de las Instalaciones del Hospital. Esto provoca Armónicos en la Corriente de carga y,

---

<sup>1</sup> Se manifiestan especialmente donde hay un gran número de computadoras, impresoras, motores de velocidad regulable, equipos médicos, ascensores y otros equipos que absorben Corriente en forma de impulsos cortos. Estos equipos están diseñados para absorber Corriente durante solo una fracción controlada de la onda de Tensión de alimentación.

por ende, la Distorsión de dicha onda de Tensión. La Distorsión Armónica de Voltaje Total en cada una de las subestaciones no sobrepasa el límite propuesto por la SIGET, no significando esto que no exista, pero, una vez que la Distorsión Armónica de Corriente sea mitigada la Distorsión en el Voltaje tendera a bajar.

12-Se aceptan ciertas desviaciones en el valor eficaz del Voltaje y de la frecuencia, habiéndose establecido normas que marcan los límites tolerados para dichas desviaciones.

13-Las Armónicas pueden ser reducidas al ser filtradas. Para fuentes de generación de Armónicas grandes y fácilmente identificables, la utilización de filtros diseñados para tales efectos en la aplicación actual, son los medios más eficientes y costeables para eliminar las Armónicas y mantenerla dentro de los límites establecidos. Estos filtros consisten en bancos de capacitores con reactores ajustables y resistores de atenuación. Para cargas pequeñas y medianas, los filtros activos basados en convertidores de energía electrónicos, con una alta frecuencia de swithceo, son una solución más atractiva. La eliminación total es casi imposible, pero la reducción hasta alcanzar los límites de compatibilidad es perfectamente justificable económicamente.

14-El uso de filtros para componentes Armónicas en sistemas de potencia tiene dos objetivos: servir de sumidero para las Corrientes y Tensiones Armónicas y proveer al sistema toda o parte de la potencia reactiva que este necesita. Los criterios de ubicación del filtro son:

- La existencia de cargas altamente contaminantes. Se debe ubicar el filtro en el lado de Baja Tensión, de esta forma el transformador de potencia sirve como amortiguador (aislante de Armónicos) tanto de las Corrientes Armónicas provenientes de otras cargas como de las Corrientes Armónicas generada por la carga, lográndose aislar el problema.

- La existencia de cargas Armónicas distribuidas. Los filtros deben ser ubicados en Media Tensión y en lugares estratégicos (óptimos) para evitar la excesiva circulación de Corrientes Armónicas por el sistema.

15-Las soluciones al problema de Armónicos se realizan en forma jerárquica: *primero* en forma particular, resolviendo el problema de inyección de Armónicos *por parte del Usuario* al sistema (ubicando filtros en el lado de Baja Tensión, usando el transformador como barrera) y *segundo*, resolviendo el problema en forma global, buscando reducir las pérdidas y mantener los niveles Armónicos por debajo de los límites permitidos, en este caso, se trata de un problema de optimización donde se determina la ubicación de los compensadores (condensadores, filtros pasivos, filtros activos).

16-Las grandes ventajas que presentan los filtros activos han desplazado casi totalmente a sus antecesores pasivos, porque significa disminuir los costos de mantenimiento, eliminar la totalidad de las Armónicas presentes en los alimentadores, compensar en forma automática la potencia reactiva y además disponer de mayor espacio libre en los tableros. Los compensadores o filtros activos no solo ayudaran a disminuir y/o eliminar las armónicas de corriente presentes en las subestaciones, si no también, gracias a la energía reactiva que estos entregan, la estabilidad en el Voltaje será mayor, lo que trae como ventaja la disminución o eliminación de las variaciones rápidas de Voltaje (Flicker), siendo esta una manera indirecta de aplacar el Efecto de Parpadeo.

17-Aunque existen *NORMAS* (documento de carácter técnico) que limitan el consumo de dichos Armónicos, hoy por hoy existen muchas instalaciones cuyos consumos en Corrientes Armónicas están muy por encima de los límites aceptados. Esto tiene un costo significativo para las compañías distribuidoras, hasta el punto en que cuando estas normas se conviertan en un *REGLAMENTO* (documento de carácter legal y de obligado cumplimiento) cada distribuidora podrá penalizar económicamente a los usuarios que

excedan los límites de emisión fijados, pudiendo llegar a la interrupción del suministro en los casos mas graves. Asimismo, las distribuidoras pueden ser sancionadas si no cumplen con los límites establecidos, implementándose tal penalización en forma de bonificaciones en las facturaciones a los usuarios afectados.

18-En el transcurso del estudio realizado se presento una limitante: *el no uso de la Curva CBEMA, debido a la configuración del medidor utilizado para realizar el monitoreo de los Parámetros Eléctricos: Swell, Sag, Impulsos e Interrupciones*, pero el análisis grafico fue sustituido por una comparación de las mediciones con los valores propuestos por la Norma Internacional IEEE 1159.

19-Como en todo problema, la solución no es única, debiéndose, en muchos casos, optar entre diversos caminos. El mayor cumplimiento técnico o el menor costo u otras no idealidades pueden ser criterios útiles para tomar una decisión. Por lo que, las recomendaciones que se dan, quedan sujetas a cambios que se le puedan hacer para mejorarlas y que dependerán de las personas encargadas de llevarlas a cabo. También, es importante decir que éstas recomendaciones fueron hechas para el estado actual del Hospital, si éste cambiara su configuración u otros aspectos, relacionados con el sistema eléctrico, el estudio deberá realizarse nuevamente para poder tomar decisiones de como mejorar la calidad, siempre y cuando existan problemas.

20-Cabe destacar la colaboración mostrada por parte de las autoridades del *'Hospital de Maternidad Raúl Arguello Escolan'*, que gracias al Personal de Mantenimiento se pudieron realizar todas las actividades planificadas dentro de la instalación.

21-Una de las alternativas para la disminución de la Distorsión Armónica es el cambio de luminarias, esto debido a que éstas forman un porcentaje

considerable de la totalidad de las cargas presentes en el Hospital, ésta solución no es viable debido a que: el tipo de luminarias que no generaría Distorsión Armónica sería del tipo incandescente (focos) pero aumentaría los costos debido al mayor consumo de energía sin considerar el gasto que ocasionaría dicho cambio, sin mencionar que el tipo de iluminación sería diferente. Tomando en consideración que los tipos de luminarias se engloban en incandescentes y de descarga (como se menciona en Introducción del Capítulo IV), no existe en el mercado otra alternativa diferente a éstas además de que todas las del tipo de descarga generan Distorsión Armónica.

22-La propuesta de solución es que se deben corregir los niveles de perturbación que se están presentando en el Hospital, por medio de la Instalación de filtros (compensadores activos) en todas las Subestaciones del Hospital, la manera de realizarlo no es por medio de la compra de los filtros de una sola vez, ya que representa una inversión muy grande (teniendo en cuenta el presupuesto que maneja el Hospital) lo mas conveniente es hacerlo en forma prioritaria (como se establece en el Capítulo IV, en el apartado 4.3) y escalonada, con la finalidad de reducir los niveles de perturbación y a la vez que instalado el primero de ellos hacer unas nuevas mediciones que avalen dicha reducción y de esa manera justificar la compra de los otros filtros.

**Apéndice 1:**  
**“Causas y efectos de las  
fallas más frecuentes en un  
Sistema Eléctrico”.**

### Causas y efectos de las fallas más frecuentes en un sistema eléctrico.

Perturbación	Subgénero	Causa de la perturbación	Efecto de la perturbación (falla)
Aumento de la temperatura		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Suciedad de las partes del equipo.</li> <li>- Aislamientos térmicos defectuosos.</li> <li>- Cuchillas gastadas en molinos.</li> <li>- Sobrecarga de barrajes, cables y equipos.</li> <li>- Sistemas de control desconfigurados.</li> <li>- Operación inadecuada de protecciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Calentamiento excesivo.</li> <li>- Destrucción de equipos.</li> <li>- Conatos de incendio.</li> <li>- Pérdidas de energía.</li> <li>- Paros indebidos.</li> <li>- Sobrecorrientes.</li> <li>- Caídas de tensión.</li> <li>- Ineficiencia en el proceso.</li> <li>- Costos extra en operación y mantenimiento.</li> </ul>
Vibraciones mecánicas		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotor que no es redondo.</li> <li>- Chumaceras del inducido que son excéntricas.</li> <li>- Falta de alineamiento entre rotor y el estator.</li> <li>- Entrehierro no uniforme.</li> <li>- Perforación elíptica del estator.</li> <li>- Devanados abiertos o en corto circuito.</li> <li>- Hierro del rotor en corto circuito.</li> <li>- Bandas destempladas.</li> <li>- Poleas desgastadas en accionamientos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Calentamiento excesivo.</li> <li>- Desgaste y destrucción del equipo (disminución considerable de la vida útil).</li> <li>- Pérdidas de energía.</li> <li>- Paros indebidos.</li> <li>- Sobrecorrientes.</li> <li>- Desbalances de corriente.</li> <li>- Desequilibrio de voltaje.</li> <li>- Ineficiencia en el proceso.</li> <li>- Costos extras de operación y mantenimiento.</li> </ul>
Fluctuaciones de voltaje		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Operación de hornos eléctricos de arco y acerías en general.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Originan "fenómeno flicker", derivado del efecto visible y no deseado (parpadeo) que se produce en las lámparas al fluctuar el voltaje</li> </ul>
Variaciones momentáneas de bajo y alto voltaje	SAGS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Corto circuito en el alimentador de un usuario.</li> <li>- Energización de grandes cargas.</li> <li>- Arranque de motores de potencia alta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disminución en la intensidad de la luz en luminarias.</li> <li>- Apertura indebida de contactores y dispositivos de protección.</li> <li>- Anomalías en equipos sensitivos.</li> <li>- Arranque no exitoso del motor que genera la perturbación.</li> </ul>

Tabla A1.1

Perturbación	Subgénero	Causa de la perturbación	Efecto de la perturbación (falla)
Variaciones momentáneas de bajo y alto voltaje	SWELLS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento temporal del voltaje durante un desequilibrio de fases en una falla sólida a tierra.</li> <li>- Falla de un sistema no aterrizado y de impedancia de secuencia cero infinita.</li> <li>- Fallas localizadas en sistemas de alimentación de 4 hilos y múltiple aterrizaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento temporal del voltaje.</li> <li>- Sobrevoltaje línea-tierra.</li> <li>- Operación inadecuada de dispositivos de control y protección.</li> <li>- Problemas de hardware por calentamiento en equipos de cómputo.</li> <li>- Destrucción de componentes electrónicos.</li> <li>- Daños en discos duros o en cabezales de diferentes dispositivos.</li> </ul>
Variaciones momentáneas de bajo y alto voltaje	Interrupciones (momentáneas, temporales y permanentes)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallas en el sistema de potencia.</li> <li>- Fallas en equipos de gran consumo.</li> <li>- Mala operación de controles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Paros indebidos en los equipos del proceso.</li> <li>- Ineficiencia en el proceso.</li> <li>- Costos extras en operación y mantenimiento.</li> <li>- Disminución de la vida útil de los equipos.</li> <li>- Se generan voltajes SAGS (durante el intervalo de tiempo comprendido entre el inicio de la falla y el tiempo de operación del sistema de protección).</li> <li>- Pérdida de información y daños permanentes en discos duros.</li> </ul>
Variaciones momentáneas de bajo y alto voltaje	Sobretensiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Apagado de equipos de gran consumo. Por ejemplo, aires acondicionados de gran potencia y máquinas industriales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deterioro paulatino de los componentes de las computadoras y otros equipos.</li> <li>- Ocasionan en las computadoras pérdidas de información, errores en la grabación de datos o daños permanentes.</li> </ul>

Tabla A1.2

<b>Perturbación</b>	<b>Subgénero</b>	<b>Causa de la perturbación</b>	<b>Efecto de la perturbación (falla)</b>
Variaciones momentáneas de bajo y alto voltaje	Subtensiones	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se originan cuando se encienden equipos de alto consumo de energía, como ascensores, motores y compresores.</li> <li>- Caídas de voltaje en las centrales de generación por excesiva demanda de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Esfuerzo adicional para el funcionamiento de las fuentes de poder de las computadoras y equipo de control.</li> <li>- Errores en los archivos de datos.</li> <li>- Fallos o daños en los componentes eléctricos de los equipos de cómputo.</li> <li>- Algunos equipos no logran energizarse completamente.</li> </ul>
Armónicos e inter-armónicos		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se originan por la operación de cargas no lineales y dispositivos que requieren de electrónica de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Paros indebidos en equipos sensibles.</li> <li>- Pérdidas de energía.</li> <li>- Sobrecargas en los equipos.</li> <li>- Operación inadecuada de fusibles y equipos de protección.</li> <li>- Calentamientos excesivos.</li> <li>- Resonancias electromagnéticas.</li> <li>- Errores de medición (adelanto y retraso de los contadores de energía).</li> </ul>
Transitorios		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descargas atmosféricas.</li> <li>- Maniobras de interruptores.</li> <li>- Conexión y desconexión de capacitores (corrección del Factor de Potencia).</li> <li>- Desconexión de motores eléctricos en elevadores, equipos de aire acondicionado, refrigeradores, etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Esfuerzos excesivos al aislamiento de ciertos equipos.</li> <li>- Daños a componentes electrónicos sensibles.</li> <li>- Interrupción de programas de control en procesos.</li> <li>- Pérdida de la información almacenada en memoria de computadoras.</li> <li>- Daño de los elementos mismos del equipo de computo (hardware).</li> </ul>

Tabla A1.3

# Apéndice 2:

## “Método de evaluación del flicker”.

## Método de evaluación de Flicker - Método Standard (UIE, IEC 868).

Este método, propuesto por UIE (International Electrotechny Union), busca internacionalizar un criterio de medición. El método estándar utiliza la función FPC, “Curva de Probabilidad Acumulada”, como una manera de representar la severidad del nivel de Flicker. Para esto, es necesario definir dos nuevas variables:

$P_{ST}$  = Severidad de Parpadeo a Corto Plazo.

$P_{LT}$  = Severidad de Parpadeo a Largo Plazo.

### La Curva de Probabilidad Acumulada (FPC).

Ésta curva se establece a partir de los valores de Flicker instantáneo, o sea,

$a_{8.8}(t) = \sqrt{\sum_i a_{8.8i}^2(t)}$ , que también se puede considerar como el valor «diferencial

instantáneo de la dosis de Flicker». Se muestrea el Flicker instantáneo  $a_{8.8}^2(t)$ , función del tiempo. Éstas medidas muestreadas se agrupan en clases según su valor (Figura A2.1).

Esto permite trazar la función de densidad de probabilidad y la “Función de Probabilidad Acumulada” (Figura A2.2). En el ejemplo, para simplificar el trazado, se ha limitado el número de clases a 10. Sobre ésta curva se leen 5 valores:  $P_{0.1}$ ,  $P_1$ ,  $P_3$ ,  $P_{10}$  y  $P_{50}$ . Éstos valores expresan los valores de Flicker instantáneo sobrepasados durante, respectivamente, 0.1%, 1%, 3%, 10% y 50% del período de observación, que normalmente es de 10 minutos. Los valores  $P_1$  a  $P_{50}$  son valores alisados (Norma IEC 868-0).

### El $P_{ST}$ .

El  $P_{ST}$  o término corto de probabilidad, es adecuado cuando se analizan perturbaciones de una fuente. Se define por la ecuación:

$$P_{ST} = \left(0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}\right)^{\frac{1}{2}}$$

$P_j$  = Nivel excedido para  $i\%$  del tiempo registrado tomado de la curva de función de probabilidad acumulada (FPC).

Equivalen a los porcentajes de la curva de Probabilidad Acumulada. Los coeficientes de ponderación indicados corresponden a un  $P_{ST} = 1$  con la curva de perceptibilidad del Parpadeo especificada en la norma IEC 555-3<sup>1</sup>.

### El $P_{LT}$ .

Para aparatos generadores de perturbaciones que poseen ciclos de trabajo superiores al período de observación de 10 minutos, fijado para evaluar la severidad de Parpadeo a corto Plazo ( $P_{ST}$ ), por ejemplo hornos de arco, se debe establecer una metodología de cálculo apropiada. Se busca una metodología equivalente a la ya establecida y se define el término de Severidad a Largo Plazo,  $P_{LT}$  y que se plantea en función de la  $P_{ST}$  y se define por:

$$P_{LT} = \left( \frac{1}{N} \right) \left( \sum_{j=1}^{j=N} (P_{STj})^3 \right)^{\frac{1}{3}}$$

Donde:

$P_{STj}$  = Es el PST del  $j$ -ésimo período de 10 minutos.

$N$  = Cantidad de intervalos de 10 minutos considerados.

---

<sup>1</sup> Actualmente IEC 1000-3-3 o su equivalente en la norma europea es la UNE-EN 61000-3-3.

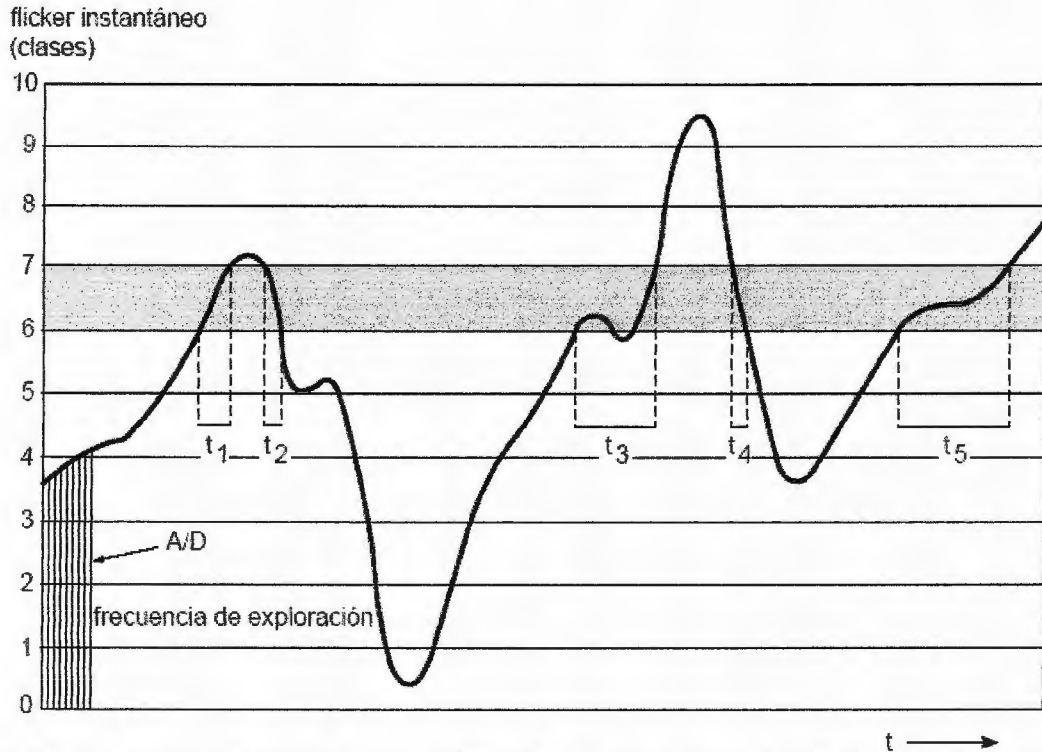


Figura A2.1 Representación esquemática de un muestreo del flicker instantáneo. Se muestra el nivel de flicker en función del tiempo, para un número de clases limitado a diez (según IEC 868).

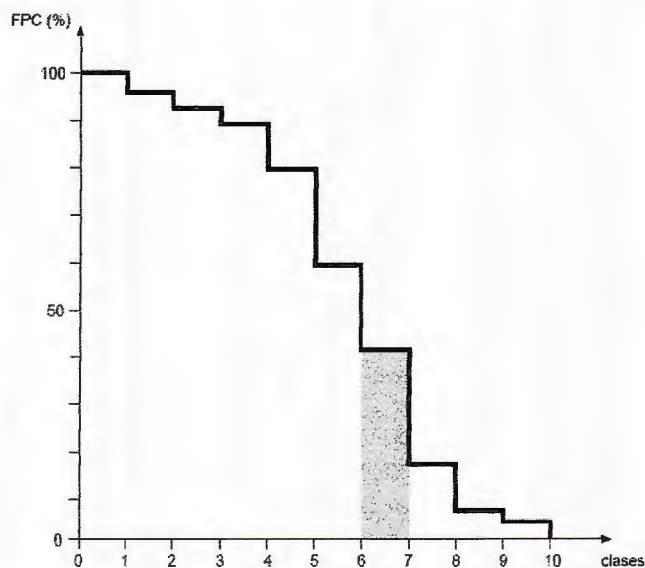


Figura A2.2 Curva de la Función de Probabilidad Acumulada de la presencia de señal en una de las clases. El número de clases se ha limitado aquí a diez (según IEC 868).

# Apéndice 3: “Efectos de la Distorsión Armónica”.

## **Efectos de la Distorsión Armónica.**

### **Sobrecalentamiento en conductores (debido a Corrientes Armónicas).**

El sobrecalentamiento en conductores provoca dos efectos: El primero un deterioro del aislamiento en los conductores de una instalación eléctrica debido a un incremento en la Corriente RMS total. El segundo una Distorsión del Voltaje de la fuente.

### **Sobrecalentamiento en transformadores (debido a Corrientes Armónicas).**

Las cargas no lineales conectadas en el secundario de un transformador con conexión  $\Delta/Y$  aterrizada, generan Corrientes Armónicas que se suman algebraicamente en el neutro, por lo tanto la Corriente en los devanados secundarios se incrementa y al reflejar dichas Corrientes en el primario del transformador utilizando la relación del transformador, ocasiona un recalentamiento del mismo. El sobrecalentamiento de los transformadores se manifiesta de la siguiente manera:

- *Incremento en las pérdidas debido al cobre.* Las pérdidas por efecto Joule aumentan, ya que por cada Armónica de Corriente incrementará la temperatura de los devanados.
- *Incremento de las pérdidas en el entrehierro.* Las pérdidas en el entrehierro son las sumas de las pérdidas por histéresis y por Corrientes de EDDY, las cuales son proporcionales con la frecuencia y a la raíz de la frecuencia respectivamente.
- *Distorsión de Voltaje.* Debido al aumento de la impedancia interna total del transformador, la cual es proporcional a la frecuencia.
- *Deterioramiento.* Debido al incremento de la Corriente RMS total.

### **Fallas en las protecciones (debido a Corrientes Armónicas).**

Las protecciones en los paneles de distribución fallan debido al aumento de calor generado por las Corrientes Armónicas y los valores picos de las Corrientes instantáneas.

### **Falla de los capacitores de corrección de Factor de Potencia (debido a Voltajes Armónicos).**

Los capacitores de corrección de Factor de Potencia pueden fallar si éstos entran en resonancia con la inductancia de la red debido a las Corrientes Armónicas generadas por las cargas no lineales. Los capacitores fallarán debido a que su impedancia disminuirá debido al aumento de la frecuencia, ya que la impedancia de un capacitor está representada por:

$$Z_c = \frac{1}{2 * \Pi * f * C}$$

La impedancia permanecerá constante para cada Armónica, pero cuando la frecuencia de la Armónica sea muy grande la impedancia tenderá a cero y fluirá por el capacitor una elevada Corriente que podrá ocasionar daño.

Otro problema que presentan los capacitores es el recalentamiento producido por pérdidas que se deben a dos fenómenos: conducción e histéresis dieléctrica, los cuales son proporcionales a la raíz cuadrada de la corriente RMS. Los capacitores son sensibles a las sobrecargas, sean éstas debidas a un valor excesivamente alto en la fundamental o la presencia de Armónicos de Voltaje.

### **Limites de Distorsión Armónica en Bancos de Capacitores.**

En instalaciones de baja Tensión donde se aplican capacitores para corrección de Factor de Potencia, se consideran típicamente los siguientes lineamientos:

- Si los KVA de Armónicas que producen carga son menores al 10% de los KVA de capacidad del transformador, pueden aplicarse los capacitores sin preocuparse por distorsión excesiva.
- Si los KVA de Armónicas que producen carga son menores al 30 % de los KVA de capacidad del transformador y la capacidad en KVAR del capacitor es menor del 20% de los KVA de capacidad del transformador, pueden aplicarse los capacitores sin preocuparse por distorsión excesiva.
- Si los KVA de Armónicas que producen carga exceden del 30% de los KVA de capacidad del transformador, los capacitores deben emplearse como filtros.

- En sistemas de media y baja Tensión donde la Distorsión Armónica es excesiva pueden aplicarse bancos de filtros de capacitores para reducir dicha distorsión.

La Norma ANSI/IEEE 18 proporciona limitaciones para bancos de capacitores en paralelo que permitan Distorsión Armónica significativa. Estos límites son los siguientes:

- 110% de la Tensión Nominal rms.
- 120% de la Tensión Pico Nominal rms.
- 180% de la Corriente Nominal rms.
- 135% de los kVAR nominales.

### **Sobrecalentamiento en los motores de inducción (debido a Voltajes Armónicos).**

El sobrecalentamiento en los motores de inducción se debe a las Corrientes Armónicas y la Distorsión de Voltaje. Las Armónicas de secuencia positiva generan un campo giratorio positivo el cual produce un torque positivo, en cambio las Armónicas de secuencia negativa producen un campo giratorio negativo lo cual genera un torque negativo, la combinación de ambos torques produce una reducción del par motor y un sobrecalentamiento debido a la acción del torque inverso, ocasionando así un aumento de las pérdidas del rotor y del estator. El límite máximo de Corriente Armónica en el estator para un motor síncrono es de 1.3 a 1.4% y para un motor asíncrono es de 1.5 a 3.4%.

### **Vibración y ruido.**

Las fuerzas electrodinámicas producidas por las Corrientes instantáneas asociadas a las Corrientes Armónicas causan vibración y ruido acústico en dispositivos electromagnéticos (transformadores, bobinas, etc.). El torque mecánico pulsante, debido al campo rotatorio Armónico, puede producir vibraciones en las máquinas eléctricas.

### **Interferencia en circuitos de comunicación y control (debido a Corrientes Armónicas).**

Los teléfonos, los circuitos de control y monitoreo absorben las perturbaciones cuando dichos dispositivos están conectados a lo largo de un circuito de distribución de potencia, el cual conduce Corrientes de distorsión. Los parámetros que se deben tomar en cuenta debido a dicho problema son la longitud del cable, la frecuencia Armónica y la distancia de separación entre los circuitos.

### **Disturbios creados por campos electromagnéticos.**

Cuando las "líneas de transmisión de datos" están cerca de líneas de distribución de energía en las cuales fluye una Corriente Armónica, en éstas se inducirán Corrientes que provocarán un mal funcionamiento de los equipos que estén conectados a ellas.

### **Resonancia (debido a Corrientes Armónicas).**

La resonancia es el fenómeno que existe cuando en un circuito LC la reactancia capacitiva ( $X_C$ ) es igual a la reactancia inductiva ( $X_L$ ) para un valor de frecuencia de la señal de entrada. Éste mismo fenómeno sucede cuando la reactancia de la red en una instalación eléctrica se iguala con la reactancia del banco de capacitores de compensación del Factor de Potencia, donde la Distorsión Armónica generada por cargas no lineales puede provocar Distorsión Armónica de Voltajes cuya frecuencia se sintonice con el circuito equivalente.

El problema que en una instalación eléctrica con banco de capacitores de compensación exista una resonancia, es debido al decremento de la reactancia equivalente ( $X_L // X_C$ ), por el lazo LC circulará una Corriente muy elevada y el banco de capacitores estará expuesto a una elevada Sobretensión que ocasionará que éste se dañe.

El dispositivo generador de Armónicas será el encargado que el sistema entre en resonancia, ya que una de las Armónicas (múltiplos de la fundamental) que éste

inyecte al sistema provocará dicha condición. A ésta frecuencia se le conoce como **frecuencia de resonancia (fr)**.

Como se puede observar en la Figura A3.1, a medida que se incrementa la frecuencia la reactancia equivalente varía desde ser puramente inductiva hasta puramente capacitiva, pero en el instante de que la frecuencia Armónica generada por equipo perturbador es igual a la frecuencia de resonancia, la reactancia es igual a cero.

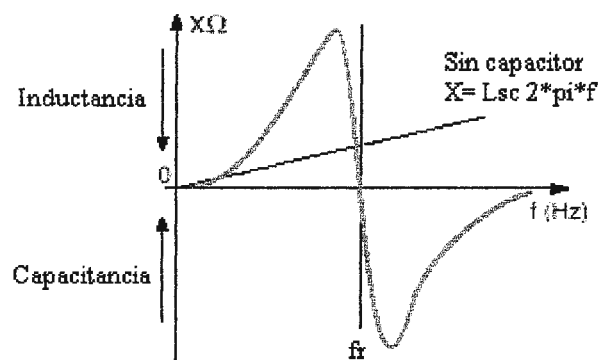


Figura A3.1 Comportamiento de la reactancia con la frecuencia.

### Otros.

Otro efecto de la Distorsión Armónica se da en los convertidores estáticos en donde los sistemas fallan debido a una señal de Voltaje muy distorsionada que provoca falsos cruces por cero. Además en los medidores de consumo energético que trabajan con un disco de inducción, los Armónicos afectan la medición de consumo, por ejemplo en un medidor clase 2 el error se incrementará en un 0.3% debido a una 5ª Armónica de Voltaje y Corriente del 5%.

# Apéndice 4: “Analizador de Red”.

El analizador de redes es un paquete pequeño que es capaz de mostrar todos los datos que se necesitan, tales como: los gráficos del Voltaje, el Factor de Potencia, el Desequilibrio y la Distorsión Armónica. Es un instrumento compacto que nos sirve para medir varios parámetros al mismo tiempo con el consecuente ahorro de tiempo.

El analizador de redes nos da el Voltaje y la información esencial de la forma de onda, para asegurarnos de que los niveles de la Distorsión Armónica (generadas por las cargas electrónicas) estén dentro de los límites aceptados según lo definido por normas nacionales e internacionales.

El analizador de redes nos ayuda a identificar el problema en la Calidad de la Energía Eléctrica rápidamente a través de las mediciones. El analizador de redes tiene la ventaja de analizar muchas medidas de la Calidad de la Energía Eléctrica, todas en el mismo tiempo.

El analizador de redes tiene todo lo que usted necesita. Consta de los siguientes instrumentos:

- Grabación RMS Voltímetro/Amperímetro.
- Medidor de datos.
- Registrador de datos.
- Analizador de la Calidad de la Energía Eléctrica.
- Analizador de perturbaciones.
- Analizador de Transientes.
- Analizador del Factor de Potencia.
- Analizador de la Demanda.
- Medida del Flicker.
- Medida de la frecuencia.
- Osciloscopio con 9 canales.
- Analizador de la Distorsión Armónica.
- Medidor de la Corriente a través del conductor de tierra.
- Registrador de la falla.

Perfecto para cualquiera de las aplicaciones siguientes:

- Estudios de utilidad comercial e industrial.
- Instrumento portátil de localización de fallas.
- Monitor permanentemente instalado.
- Uso para cualquier tipo de carga: motores, computadoras pequeñas.
- Uso en cualquier ambiente: dentro de la instalación o al aire libre.

Solamente el analizador de redes ofrece el acceso completo Technology™:

- Monitoreo simultáneo de la calidad, consumo y Distorsión Armónica.
- Captura y exhibición de las formas de onda del Voltaje.
- Cada ciclo es monitoreado.
- Posee una gran exactitud, del orden del 0.5% de error.
- No existe la necesidad de deshabilitar la medida de un parámetro para habilitar otra.

Datos de medida y de estudio:

- Voltaje.
- Calidad de la Energía Eléctrica: Sags, Swells e Impulsos.
- Corriente.
- Consumo: energía, demanda, Factor de Potencia, energía reactiva.
- Corriente de tierra.
- Desequilibrio en el Voltaje.
- Armónicos.
- Frecuencia.
- Efecto de Parpadeo.

Hardware Opcional:

- 4 megaciclos, 10 bit analógicos a digitales para la medida del impulso.
- Deposito resistente para las localizaciones al aire libre o localidades industriales.

### Comunicaciones Flexibles:

- Estándar de la compatibilidad de Ethernet.
- Las opciones permiten el acceso vía el módem o el ISDN.
- Puerto de comunicaciones paralelo opcional.

### Hardware Estándar:

- 4 canales del voltaje y 5 canales actuales.
- 1 MB cache, 4 MB de RAM, 540 MB de disco duro.
- El convertidor analógico-digital mide hasta el armónico 63.
- El procesador de la señal numérica mide energía y armónicos en cada ciclo.
- Microprocesadores internos de Intel 386 + 387.

### Simple de instalar:

- Ninguna necesidad de configurar de nuevo los módulos del hardware o del software.
- Ninguna necesidad de instalar umbrales complicados.
- Solamente 4 pasos a comenzar a supervisar.
- Programable para comenzar a supervisar en hora preestablecida.
- Manual incorporado con ayuda en línea.

### La transmisión en circuito segura y fácil significa seguridad máxima:

- Comprueba visualmente las conexiones por medio de los osciloscopios y los diagramas de tiempo real.
- Si se ha conectado y se desea hacer cambios, los realiza vía software.
- 6000 acontecimientos, equivalentes a 20 rodillos de papel, se capturan en disco duro interno.
- Localiza con facilidad los acontecimientos por magnitud o por tiempo.
- Exhibe los eventos y los compara con las curvas de tolerancia.
- Utiliza las normas ANSI, curva CBEMA y es capaz de crear su propia curva de trabajo.
- Los acontecimientos exhiben la Corriente y la información del Voltaje.

- Posee un sistema de acercamiento que amplía los eventos para visualizarlos con mayor y mejor detalle.
- Las herramientas en pantalla, permiten la medida de los tiempos de subida, de las duraciones y los valores de amplitud pico.
- Los gráficos se transfieren fácilmente a los procesadores de textos.

Tan rugoso es el depósito del monitor:

- Recipiente de aluminio rugoso.
- Dos clases de recipiente: estándar (deposito para la mayoría de los usos) y deposito a prueba de las malas condiciones del ambiente.

Trazar eventos contra curvas de la tolerancia de la energía es una característica dominante del Analizador de Redes. Las curvas de CBEMA, del ANSI, o de ITIC hacen fácil encontrar acontecimientos significativos.

El reporte escrito:

- Lo reproduce fácilmente ajustado a formato adecuado para la gerencia y los clientes.
- Analiza una gran cantidad de eventos.
- Textos y gráficos combinados.
- Sugiere soluciones a los problemas comunes de la Calidad de la Energía Eléctrica.
- Estandariza su formato de informe de la energía.

Acceso Completo.

El acceso completo proporciona toda la información que usted necesita para localizar cualquier problema de la Calidad de la Energía Eléctrica.

Cual es el Acceso Completo.

El acceso completo es tecnología patentada disponible solamente en el Analizador de Redes. El acceso completo proporciona sin igual:

- Anchura de medidas.
- Profundidad de medidas.

La tecnología completa del acceso perfila y analiza todos los aspectos de la Calidad de la Energía Eléctrica. El Analizador de Redes funciona simultáneamente en todos los dominios para capturar toda la Calidad de la Energía Eléctrica, Armónicos y parámetros de consumo. No hay necesidad de traer en instrumentos adicionales. No hay otro instrumento que pueda supervisar una tan amplia gama de medidas.

#### Profundidad de medidas.

La tecnología completa del acceso permite que el Analizador de Redes mida todos los aspectos detalladamente. Nuestro procesador a bordo de la señal numérica mide todo, en cada ciclo con la precisión 14-bit. Eso traduce a una exactitud de mejor el de 1%. Para la Calidad de la Energía Eléctrica, el Analizador de Redes ofrece un análisis detallado del acontecimiento. Las bases de tiempos se seleccionan automáticamente para la mejor presentación. Seleccione a partir de tres opciones de la medida para elegir el nivel del detalle y del tipo de exhibición que usted necesita para la captura del impulso.

# Apéndice 5: “La Curva CBEMA”.

## **NOTA DEL USO DE LA CURVA DE ITI (CBEMA).**

La curva de ITI (CBEMA), incluida dentro de esta nota de aplicación, es publicada por Technical Committee 3 (TC3) del consejo de trabajo de la Tecnología de Información (ITI, conocido antes como la Asociación del Fabricante de la Computadora y de Equipo del Negocio).

1. **ALCANCE.** La curva de ITI (CBEMA) (Figura A4.2) y esta nota de aplicación describen el Sobrevoltaje de entrada de la CA que pueden tolerar típicamente la mayoría de los equipos de la tecnología de información (ETI). La curva y esta nota abarcan un solo documento y no deben ser consideradas por separado. No se piensan para servir como especificación en el diseño de los productos o los sistemas de la distribución de CA. La curva y esta nota describen condiciones de estados estacionarios y transitorios.
2. **APLICABILIDAD.** La curva (Figura A4.2) y esta nota de aplicación son aplicables a los Voltajes nominales 120V obtenidos de 120V, de 208Y/120V y de 120/240V de los sistemas de 60 Hertz. Otros Voltajes Nominales y frecuencias no se consideran específicamente y es la responsabilidad del usuario determinar la aplicabilidad de estos documentos para tales condiciones.
3. **DISCUSIÓN.** Esta sección proporciona una breve descripción de las condiciones individuales que se consideran en la curva. Para todas las condiciones, el término "Voltaje" implica una condición ideal 120V (RMS) a 60 Hertz. Siete tipos de acontecimientos se describen en este apartado. Cada acontecimiento se describe brevemente en las secciones siguientes. Dos regiones fuera del envolvente también se toman en cuenta. Todas las condiciones se asumen para ser mutuamente exclusiva en cualquier punto en el tiempo y a excepción de tolerancias de estado estacionario, se asumen para comenzar desde el Voltaje nominal. La sincronización entre los Transientes se asume para ser tal que el

equipo técnico de la información (ETI) vuelva al equilibrio (eléctrico, mecánico y termal) antes del comienzo del Transiente siguiente.

3.1 Tolerancias de estado estacionario. La gama de estado estacionario describe un Voltaje RMS que esté variando muy lentamente o es constante. La gama sujeta es +/-10% del Voltaje Nominal. Cualquier Voltaje en esta gama puede estar presente por un período indefinido y es una función de las cargas normales y pérdidas en el sistema de la distribución.

3.2 Línea de Sobrevoltaje (Swell). Esta describe una elevación del Voltaje que tiene una amplitud del RMS de hasta el 120% del Voltaje Nominal RMS, con una duración de hasta 0.5 segundos. Este Transiente puede ocurrir cuando las cargas grandes se quitan del sistema o cuando el Voltaje se provee de fuentes con excepción de la compañía de electricidad.

3.3 Onda de baja frecuencia decayendo. Esta región describe un Transiente de la onda al decaerse que resulte típicamente de la conexión de los condensadores para la corrección del Factor de Potencia en un sistema de distribución de CA. La frecuencia de este Transiente puede extenderse a partir de 200 Hertz a los 5 kHertz, dependiendo de la frecuencia resonante del sistema de distribución de CA. La magnitud del Transiente es expresado como un porcentaje del pico de 60 Hertz del Voltaje Nominal (no el valor del RMS). El Transiente se asume para que desaparezca totalmente para el final del medio ciclo en el cual ocurre. El Transiente se asume para ocurrir cerca del pico de la forma de la onda del Voltaje Nominal. La amplitud del Transiente varía a partir de 140% para las formas de ondas de 200 Hertz hasta 200% para las formas de onda de 5 kHertz, con un incremento lineal en amplitud con el incremento de la frecuencia. Referirse a la Figura A4.1 como un ejemplo de una forma de onda típica.

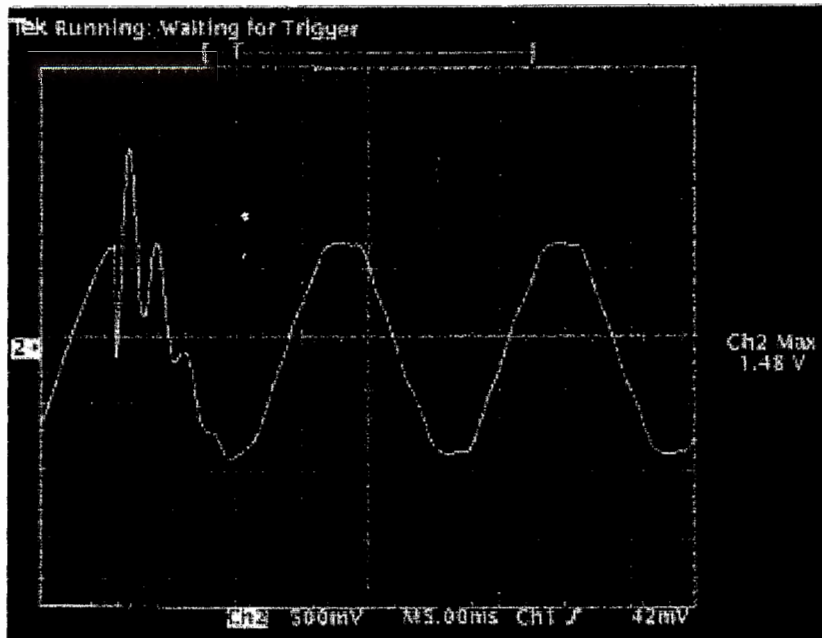


Figura A4.1: Forma de Onda típica de baja frecuencia y decayendo.

3.4 Impulso de Alta de Frecuencia y Forma de Onda. Esta región describe los Transientes que ocurren típicamente como resultado de relámpagos. Las formas de la onda que se dan en estos Transientes y en condiciones generales de prueba se describen en la American National Standards Institute (ANSI) / Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) C62.41-1991. Esta región de la curva se ocupa de la amplitud y de la duración (energía), que de la amplitud RMS. El intento es proporcionar una inmunidad transitoria mínima de 80 Joules.

3.5 Huecos de Voltaje (Sags). Se describen dos tipos de Huecos en el Voltaje RMS. Generalmente, estos Transientes resultan del uso de cargas pesadas, así como de condiciones de avería, en varios puntos del sistema de distribución de CA. Los Huecos al 80% del nominal (desviación máxima de 20%) se asumen para tener una duración típica de hasta 10 segundos y los Huecos al 70% del nominal (desviación máxima de 30%) se asumen para tener una duración de hasta 0.5 segundos.

3.6. Interrupciones Cortas. Una interrupción de Voltaje incluye Huecos en el Voltaje RMS e interrupciones completas del Voltaje aplicado, seguidas por el reestablecimiento inmediato del Voltaje Nominal. La interrupción puede durar hasta 20 milisegundos. Este Transiente resulta típicamente de la ocurrencia y subsecuencia de averías en el sistema de la distribución de CA.

3.7 Ninguna región de daños. Los eventos en esta región incluyen Huecos e Interrupciones que son más severos que los especificados en párrafos anteriores y los Voltajes continuamente aplicados que son menos que el límite más bajo de la gama de estado estacionario de la tolerancia. El estado funcional normal del ETI es esperado no típicamente durante estas condiciones, pero ningún daño al ETI debe resultar.

3.8 Región prohibida. Esta región incluye cualquier Sobretensión que exceda el límite superior del envolvente. Si el ETI es sujeto a tales condiciones, este puede resultar con daños.

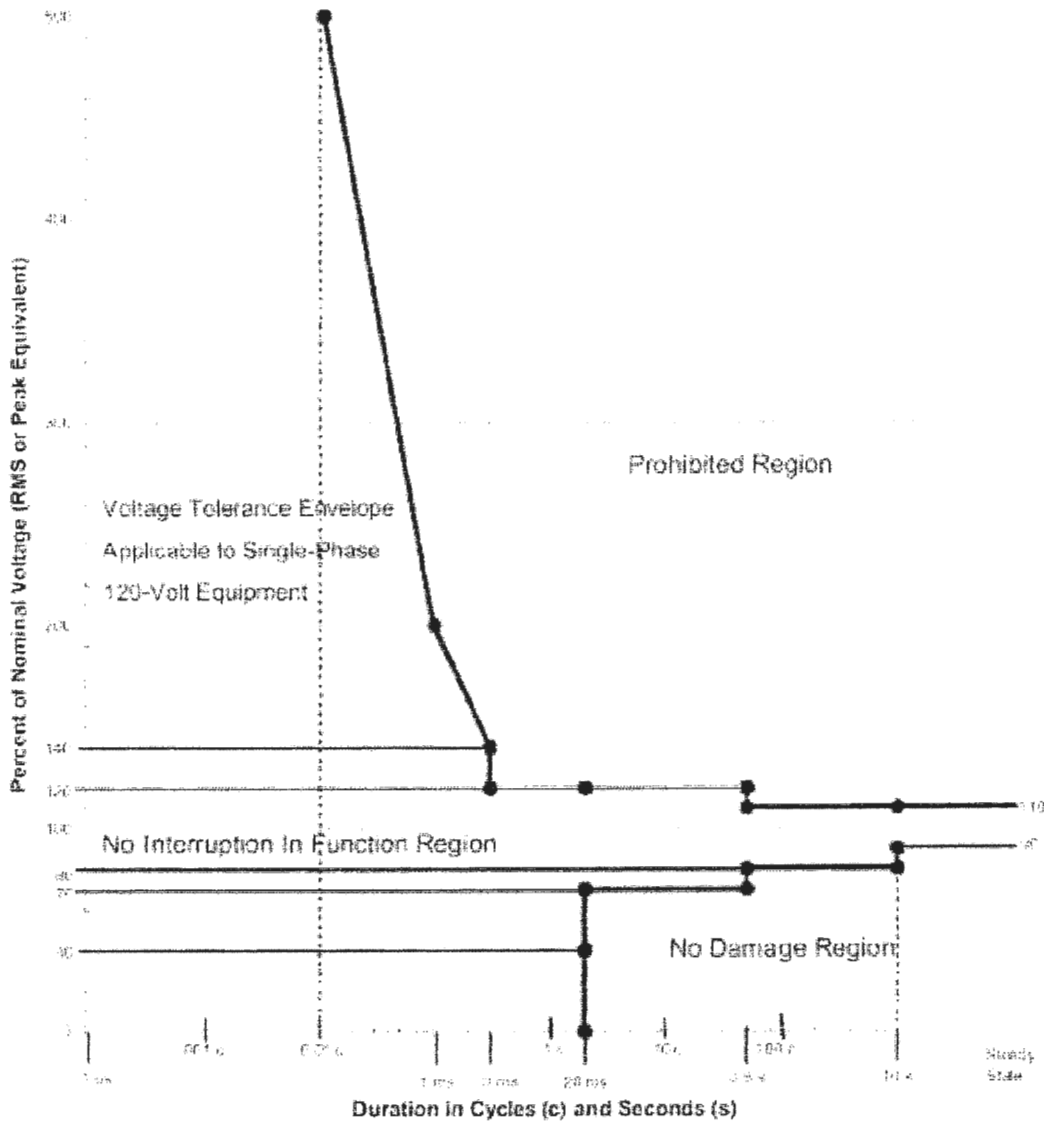
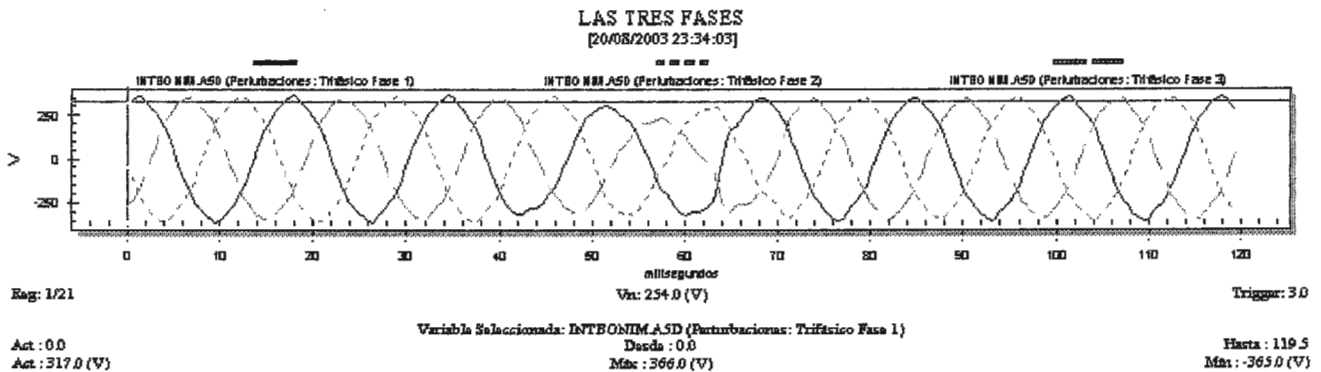


Figura A4.2: ITI (CBEMA) Curve. Revised 2000.

A continuación se muestran dos ejemplos de cómo utilizar la Curva CBEMA:

Evento 1.



Rango: 35ms – 86ms.

$$t = 51\text{ms} \quad \equiv \quad 3.06 \text{ ciclos.}$$

$$V_{pp} = 225 \text{ V.}$$

$$V_{RMS} = \frac{V_{PP}}{\sqrt{2}} = \frac{225}{\sqrt{2}} = 159.1 \text{ V.}$$

$$V_{PU} = \frac{V_{RMS}}{V_N} = \frac{159.1}{254} = 0.626 \text{ p.u.}$$

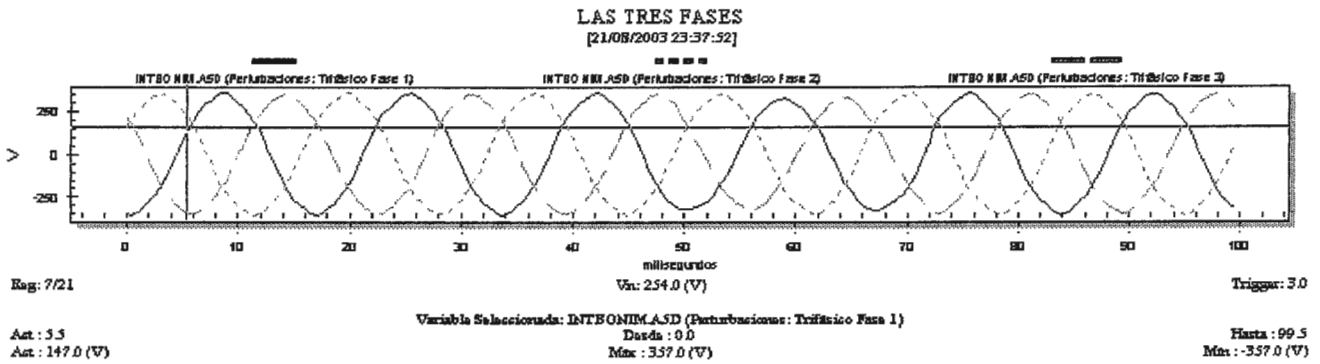
$$V_{PU} * 100 = 62.6\%.$$

**FASES AFECTADAS:** Fase 1, Fase 2 y Fase 3.

**TIPO DE PERTURBACIÓN:**

- Variaciones de corta duración.
  - Instantáneas.
    - Sag.

## Evento 2.



Rango: 42ms – 75.8ms.

$t = 33.8\text{ms} \equiv 2 \text{ ciclos.}$

$$V_{pp} = 340 \text{ V.}$$

$$V_{RMS} = \frac{V_{PP}}{\sqrt{2}} = \frac{340}{\sqrt{2}} = 240.4 \text{ V.}$$

$$V_{PU} = \frac{V_{RMS}}{V_N} = \frac{240.4}{254} = 0.946 \text{ p.u.}$$

$$V_{PU} * 100 = 94.6\%.$$

**FASES AFECTADAS:** Fase 1, Fase 2 y Fase 3.

**TIPO DE PERTURBACIÓN:**

- Interrupción instantánea.

**Apéndice 6:**  
**“Plano de ubicación del  
Hospital de Maternidad”.**

En el siguiente esquema se trata de mostrar cual es la ubicación de la instalación en la cual se están realizando las mediciones de los parámetros de la Calidad de la Energía Eléctrica.

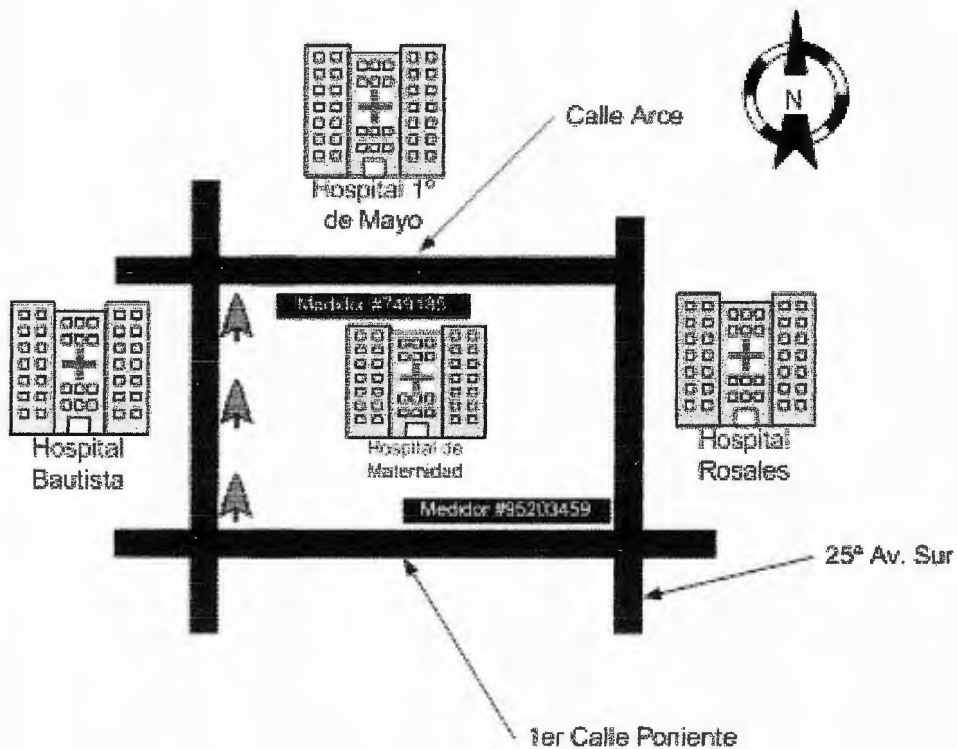
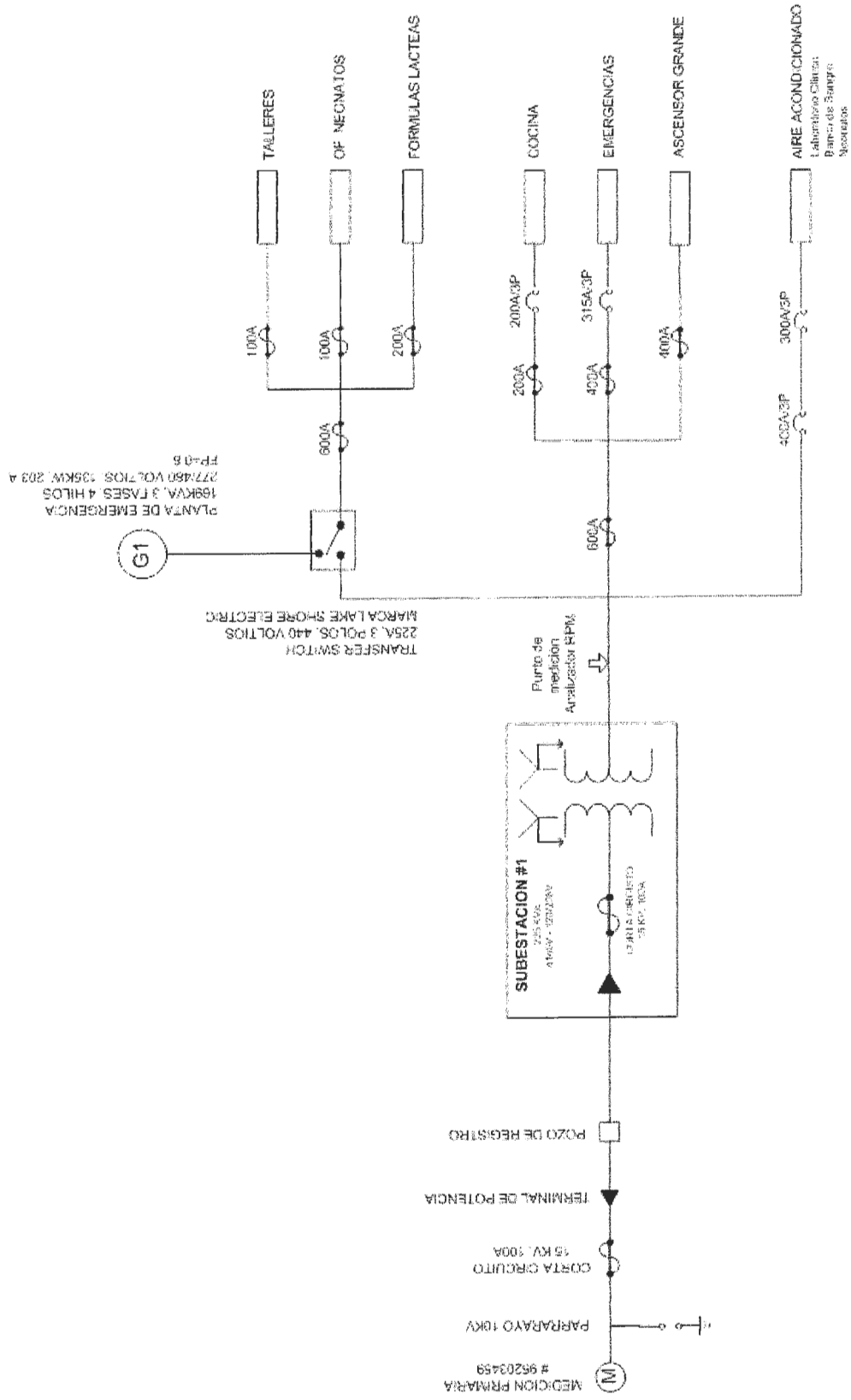


Figura A6.1: Plano de ubicación del Hospital de Maternidad.

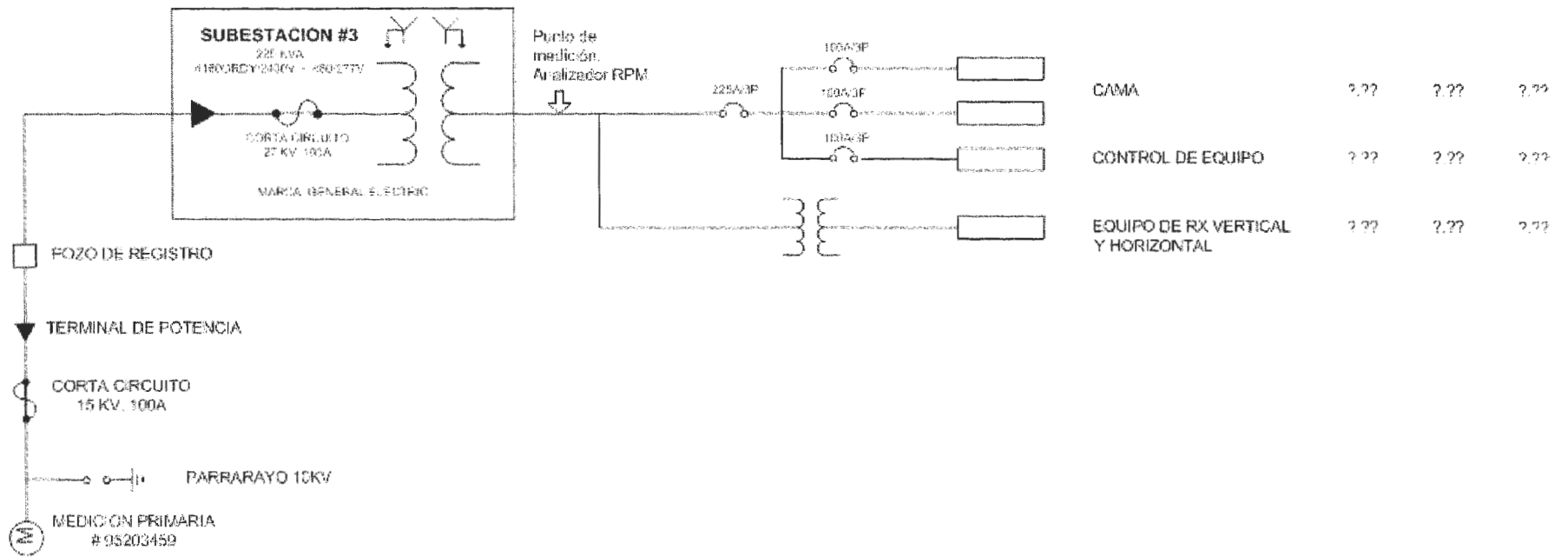
# Apéndice 7: “Diagramas Unifilares”.

DIAGRAMA UNIFILIAR: Subestación No. 1.

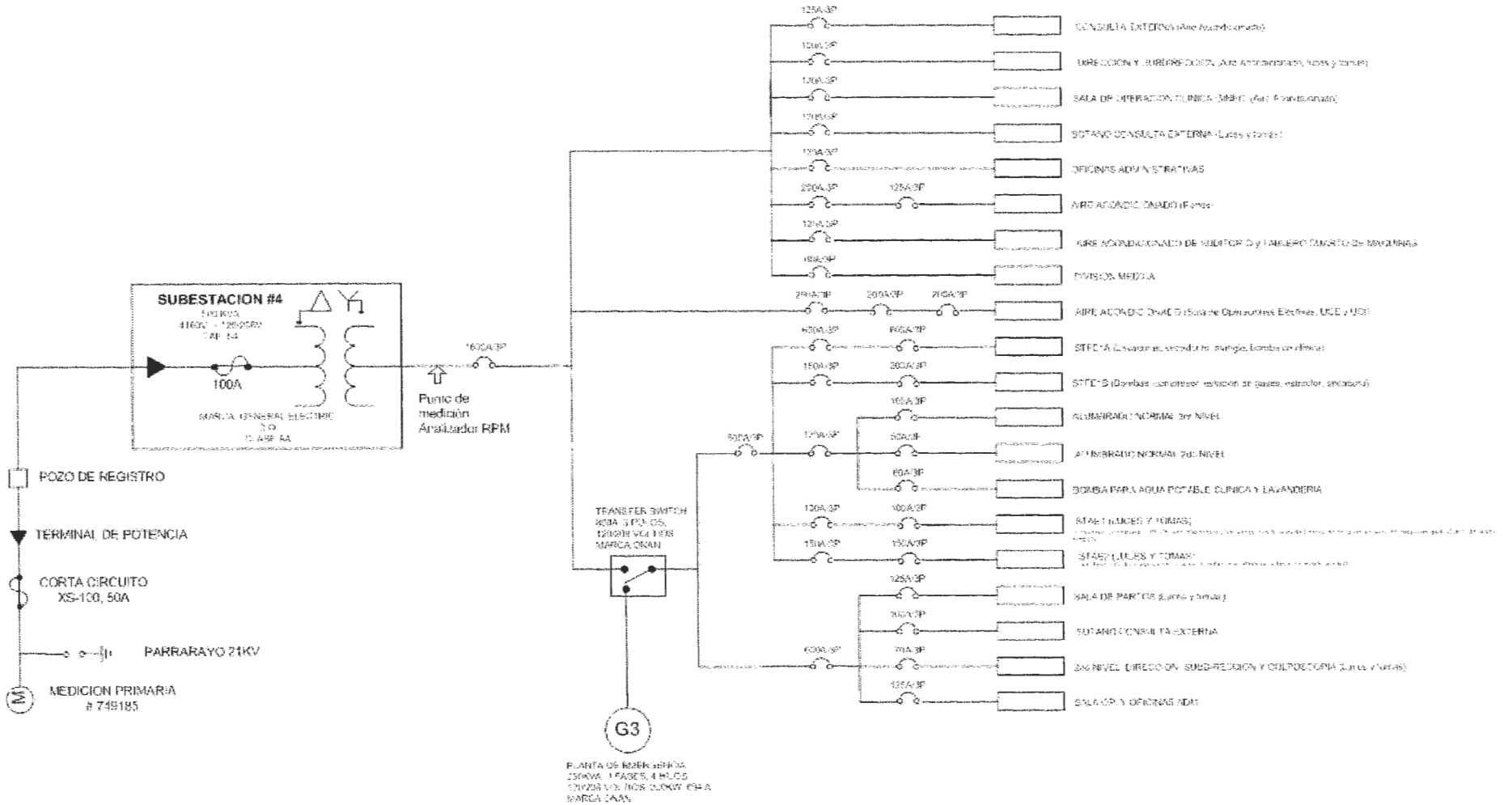




### DIAGRAMA UNIFILIAR: Subestación No. 3.



# DIAGRAMA UNIFILIAR: Subestación No. 4.



**Apéndice 8:**  
**“Especificaciones Técnicas  
de la Máquina de Rayos X  
(Sep 03)”.**

Características eléctricas de la Maquina de Rayos X, conectada en la Subestación 03 del Hospital de Maternidad.

Power Supply Requirements																	
Characteristic	Requirements																
	Absolute limits of line voltages: 195 to 508 volts (RMS). 50 or 60 Hertz.																
	Phase to phase voltages must be within + 2 percent of lowest phase to phase voltage.																
	Maximum daily voltage variations must lie within one of the following 16 ranges: <table style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <tr> <td>196 to 216</td> <td>364 to 405</td> </tr> <tr> <td>204 to 226</td> <td>369 to 410</td> </tr> <tr> <td>213 to 237</td> <td>382 to 424</td> </tr> <tr> <td>220 to 245</td> <td>388 to 431</td> </tr> <tr> <td>230 to 256</td> <td>405 to 450</td> </tr> <tr> <td>238 to 265</td> <td>420 to 466</td> </tr> <tr> <td>336 to 374</td> <td>442 to 491</td> </tr> <tr> <td>352 to 391</td> <td>457 to 507</td> </tr> </table>	196 to 216	364 to 405	204 to 226	369 to 410	213 to 237	382 to 424	220 to 245	388 to 431	230 to 256	405 to 450	238 to 265	420 to 466	336 to 374	442 to 491	352 to 391	457 to 507
196 to 216	364 to 405																
204 to 226	369 to 410																
213 to 237	382 to 424																
220 to 245	388 to 431																
230 to 256	405 to 450																
238 to 265	420 to 466																
336 to 374	442 to 491																
352 to 391	457 to 507																
	Transient voltage variations caused by loads external to the MST 625-II should not exceed 2.5 % and should occur not more than 10 times per hour.																
Maximum momentary power demand at full rated output.	95 KVA, 3Ø, 95 % Power Factor.																
Power Supply Regulation	3 % maximum for full-rated output. Regulation in excess of 6 % is not recommended (KVP for regulation of 3 and 6 % is shown in the next table).																
Maximum momentary current at full-rated load (KVP x MA = 72,000) voltages at input terminals under load.	115 Amperes @ 480 Volts 125 Amperes @ 440 Volts 145 Amperes @ 380 Volts 230 Amperes @ 240 Volts 265 Amperes @ 208 Volts.																
Long-time current at 5MA and 126 KVP.	3 Amperes @ 480 Volts 6.5 Amperes @ 240 Volts.																
Fuse or Breaker Capacity.	50 % of maximum momentary current (per NEC 660-6).																

Tabla A8.1

Line regulation at maximum load (95 KVA & 0.95 of PF)	Line voltage range	KVP maximums for radiographic MA		
		10 - 400	500	600
3%	360 – 507	125	125	120
6%	360 – 507	125	125	120
3%	220 – 264	125	125	120
6%	220 – 264	125	125	115
3%	196 – 219	125	125	110
6%	196 -219	125	120	110

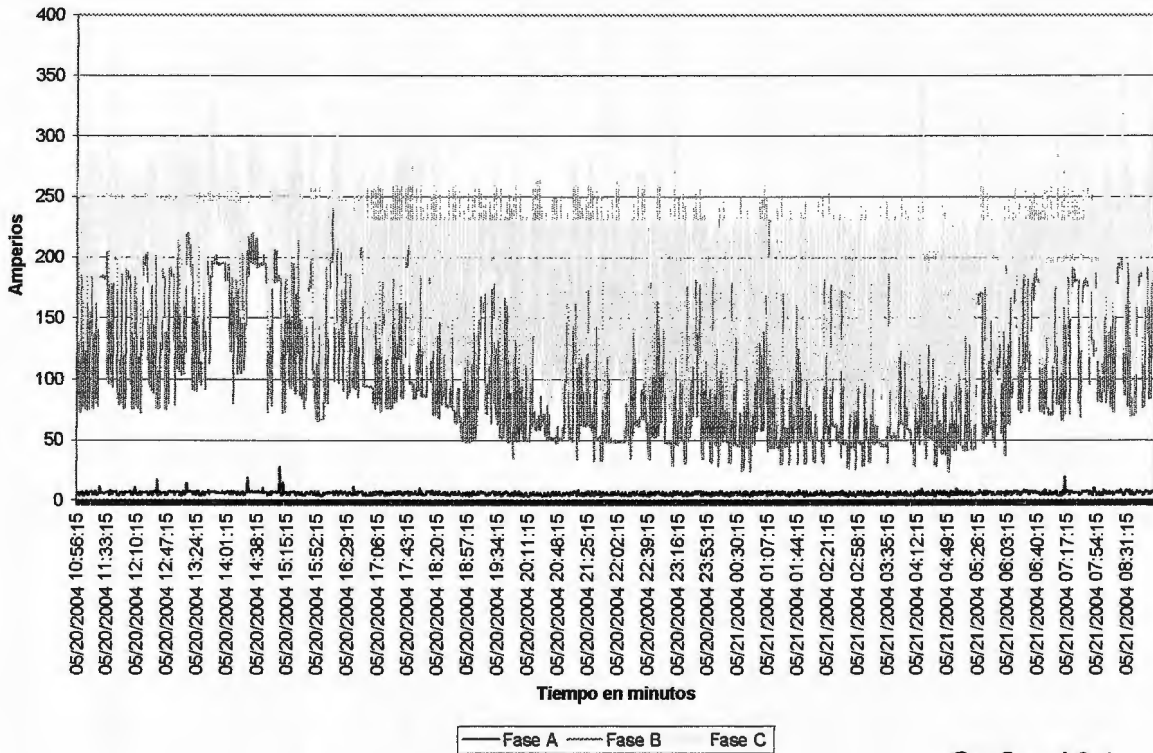
Tabla A8.2

**Apéndice 9:**  
**“Corriente y Demanda del  
Hospital de Maternidad”.**

## Graficas de Corriente.

### Subestación 01

Corrientes de fase de la Subestación 01.



Grafica A9.1

Variable: Corrientes de fase de la Subestación 01			
	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo (A)	27.5	254.2	356.5
Valor Promedio (A)	5.91	113.4	178.8
Valor Mínimo (A)	3.30	23.2	59.9

Tabla A9.1

El grado de desbalance de la Corriente se obtiene de la siguiente manera:

- Se sacan los valores promedios de todos los datos de Corriente que pertenecen a cada fase (se llamara promedio de cada fase).

	Valor Promedio de la Corriente (A)
Fase A	5.91
Fase B	113.4
Fase C	178.8

Tabla A9.2

- Después se obtiene el promedio del promedio de cada fase (se llamara promedio total).

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
5.91 A	113.4 A	178.8 A
Promedio Total		
99.4 A		

Tabla A9.3

- Se calcula la desviación estándar de los promedios de cada fase.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
5.91 A	113.4 A	178.8 A
Promedio Total	Desviación Estándar	
99.4 A	87.3	

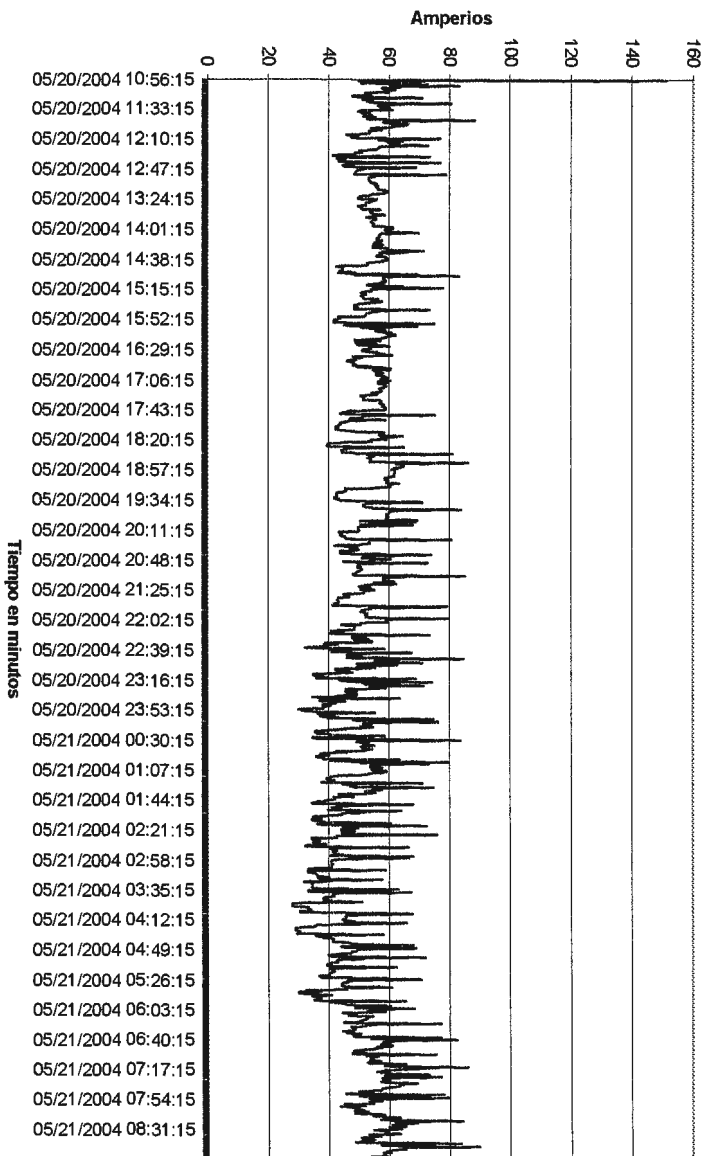
Tabla A9.4

- Se calculara el grado de desbalance en porcentaje, como la relación existente entre la desviación estándar y el promedio total.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
5.91 A	113.4 A	178.8 A
Promedio Total	Desviación Estándar	<b>Grado de Desbalance (%)</b>
99.4 A	87.3	<b>87.9</b>

Tabla A9.5

Corrientes de neutro y tierra de la Subestación 01.



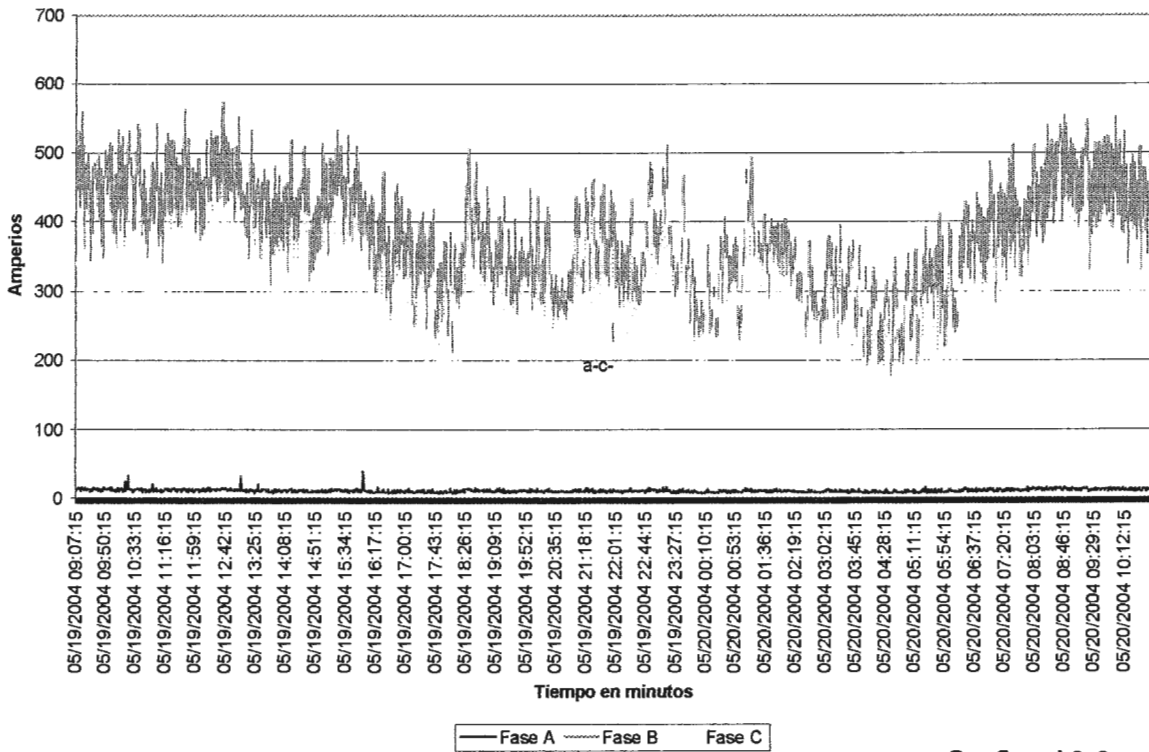
Grafica A9.2

Variable: Corrientes de la Subestación 01		
	Neutro	Tierra
Valor Máximo (A)	151.1	0.02
Valor Promedio (A)	51.4	0.02
Valor Mínimo (A)	27.8	0.02

Tabla A9.6

## Subestación 02

**Corrientes de fase de la Subestación 02.**



Grafica A9.3

Variable: Corrientes de fase de la Subestación 02			
	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo (A)	39.7	574	479
Valor Promedio (A)	11.30	366	294
Valor Mínimo (A)	7.14	170.3	141.9

Tabla A9.7

El grado de desbalance de la Corriente se obtiene de la siguiente manera:

- Se sacan los valores promedios de todos los datos de Corriente que pertenecen a cada fase (se llamara promedio de cada fase).

	Valor Promedio de la Corriente (A)
Fase A	11.30
Fase B	366
Fase C	294

Tabla A9.8

- Después se obtiene el promedio del promedio de cada fase (se llamara promedio total).

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
11.30 A	366 A	294 A
Promedio Total		
224 A		

Tabla A9.9

- Se calcula la desviación estándar de los promedios de cada fase.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
11.30 A	366 A	294 A
Promedio Total	Desviación Estándar	
224 A	187.6	

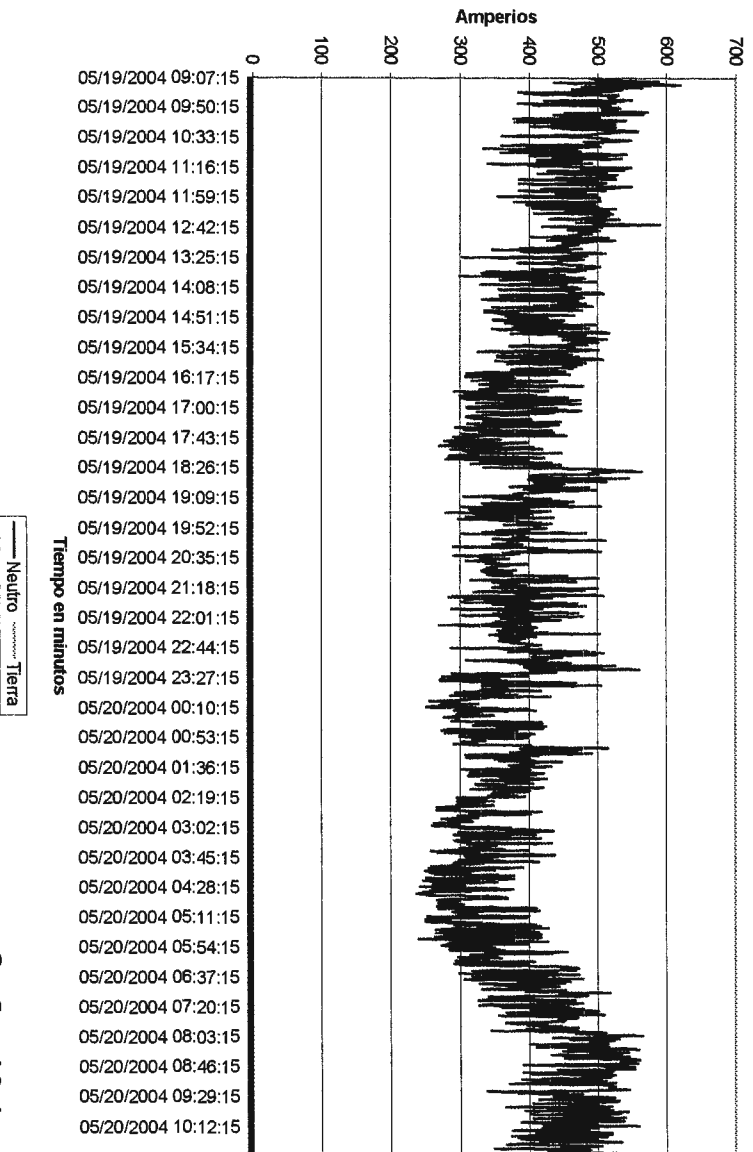
Tabla A9.10

- Se calculara el grado de desbalance en porcentaje, como la relación existente entre la desviación estándar y el promedio total.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
11.30 A	366 A	294 A
Promedio Total	Desviación Estándar	<b>Grado de Desbalance (%)</b>
224 A	187.6	<b>83.8</b>

Tabla A9.11

Corrientes de neutro y tierra de la Subestación 02.



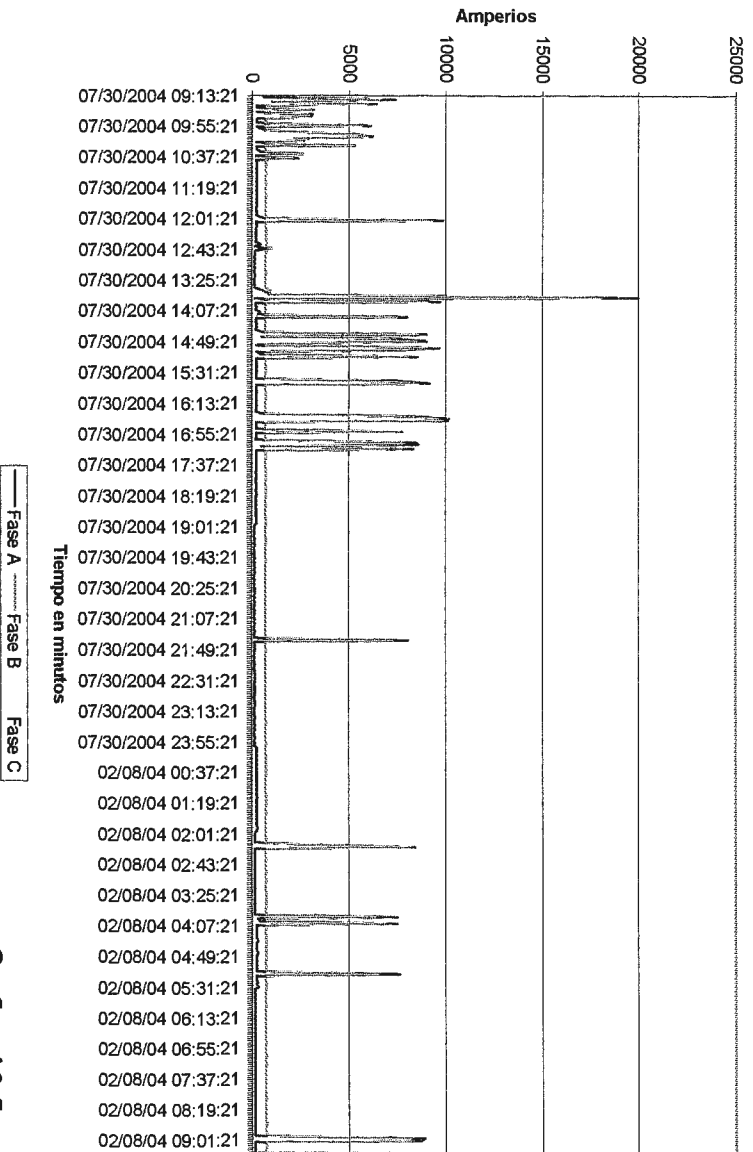
Grafica A9.4

Variable: Corrientes de la Subestación 02		
	Neutro	Tierra
Valor Máximo (A)	621	0.03
Valor Promedio (A)	405	0.02
Valor Mínimo (A)	237	0.00

Tabla A9.12

## Subestación 03

Corrientes de fase de la Subestación 03.



Grafica A9.5

Variable: Corrientes de fase de la Subestación 03			
	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo (A)	19,996	18,092	236
Valor Promedio (A)	794	1,221	4.35
Valor Mínimo (A)	109.89	696	3.84

Tabla A9.13

El grado de desbalance de la Corriente se obtiene de la siguiente manera:

- Se sacan los valores promedios de todos los datos de Corriente que pertenecen a cada fase (se llamara promedio de cada fase).

	Valor Promedio de la Corriente (A)
Fase A	794
Fase B	1,221
Fase C	4.35

Tabla A9.14

- Después se obtiene el promedio del promedio de cada fase (se llamara promedio total).

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
794 A	1,221 A	4.35 A
Promedio Total		
673 A		

Tabla A9.15

- Se calcula la desviación estándar de los promedios de cada fase.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
794 A	1,221 A	4.35 A
Promedio Total	Desviación Estándar	
673 A	617	

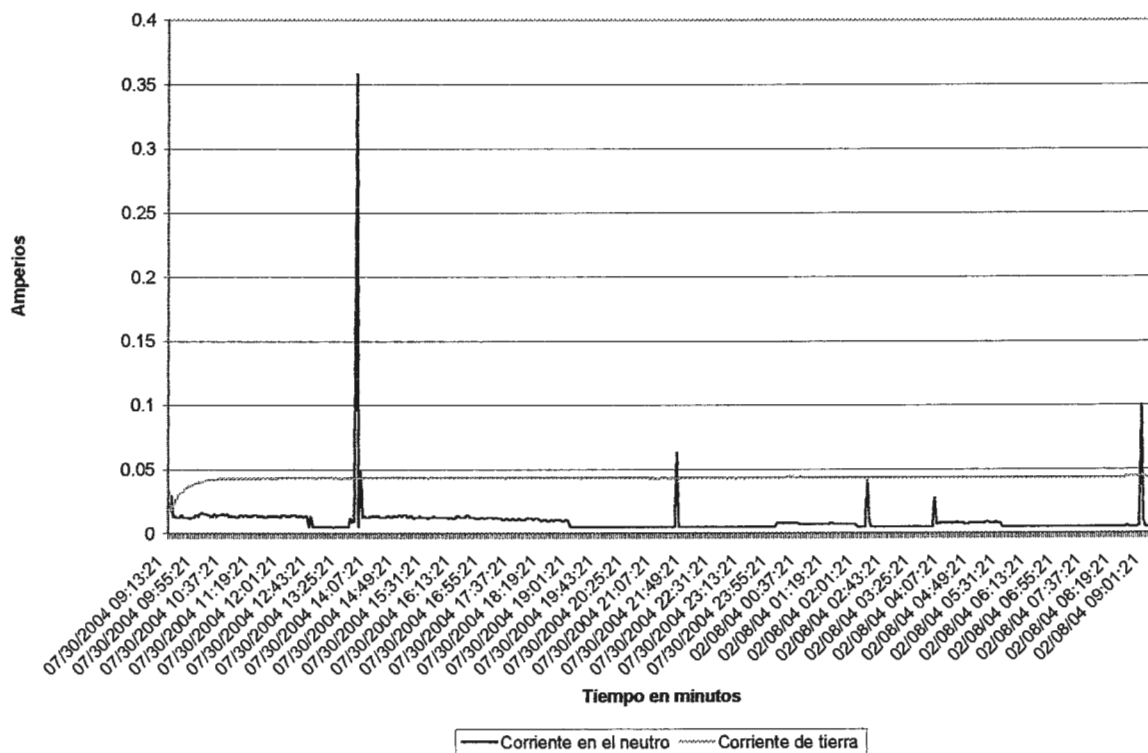
Tabla A9.16

- Se calculara el grado de desbalance en porcentaje, como la relación existente entre la desviación estándar y el promedio total.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
794 A	1,221 A	4.35 A
Promedio Total	Desviación Estándar	<b>Grado de Desbalance (%)</b>
673 A	617	<b>91.7</b>

Tabla A9.17

**Corrientes de neutro y tierra de la Subestación 03.**



**Grafica A9.6**

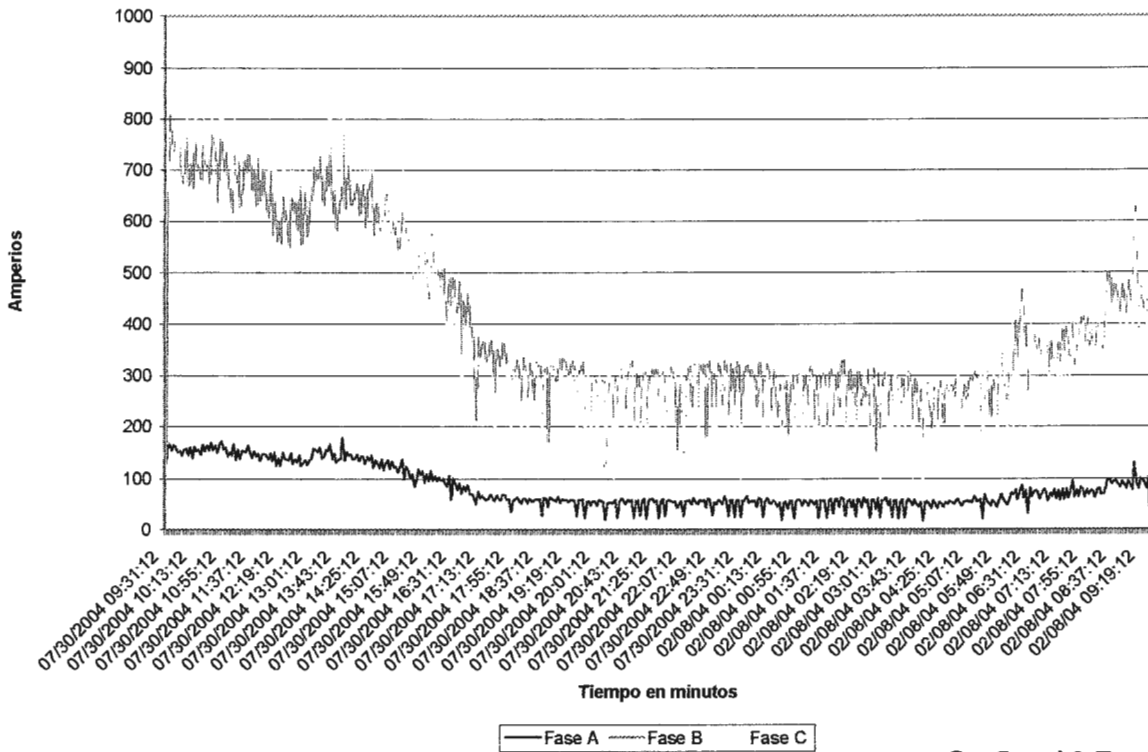
Variable: Corrientes de la Subestación 03

	Neutro	Tierra
Valor Máximo (A)	0.36	0.04
Valor Promedio (A)	0.01	0.04
Valor Mínimo (A)	0.004	0.02

**Tabla A9.18**

## Subestación 04

**Corrientes de fase de la Subestación 04.**



Grafica A9.7

Variable: Corrientes de fase de la Subestación 04			
	Fase A	Fase B	Fase C
Valor Máximo (A)	179.3	820	862
Valor Promedio (A)	81.1	397	399
Valor Mínimo (A)	17.40	4.94	70.5

Tabla A9.19

El grado de desbalance de la Corriente se obtiene de la siguiente manera:

- Se sacan los valores promedios de todos los datos de Corriente que pertenecen a cada fase (se llamara promedio de cada fase).

	Valor Promedio de la Corriente (A)
Fase A	81.1
Fase B	397
Fase C	399

Tabla A9.20

- Después se obtiene el promedio del promedio de cada fase (se llamara promedio total).

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
81.1 A	397 A	399 A
Promedio Total		
292 A		

Tabla A9.21

- Se calcula la desviación estándar de los promedios de cada fase.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
81.1 A	397 A	399 A
Promedio Total	Desviación Estándar	
292 A	183.0	

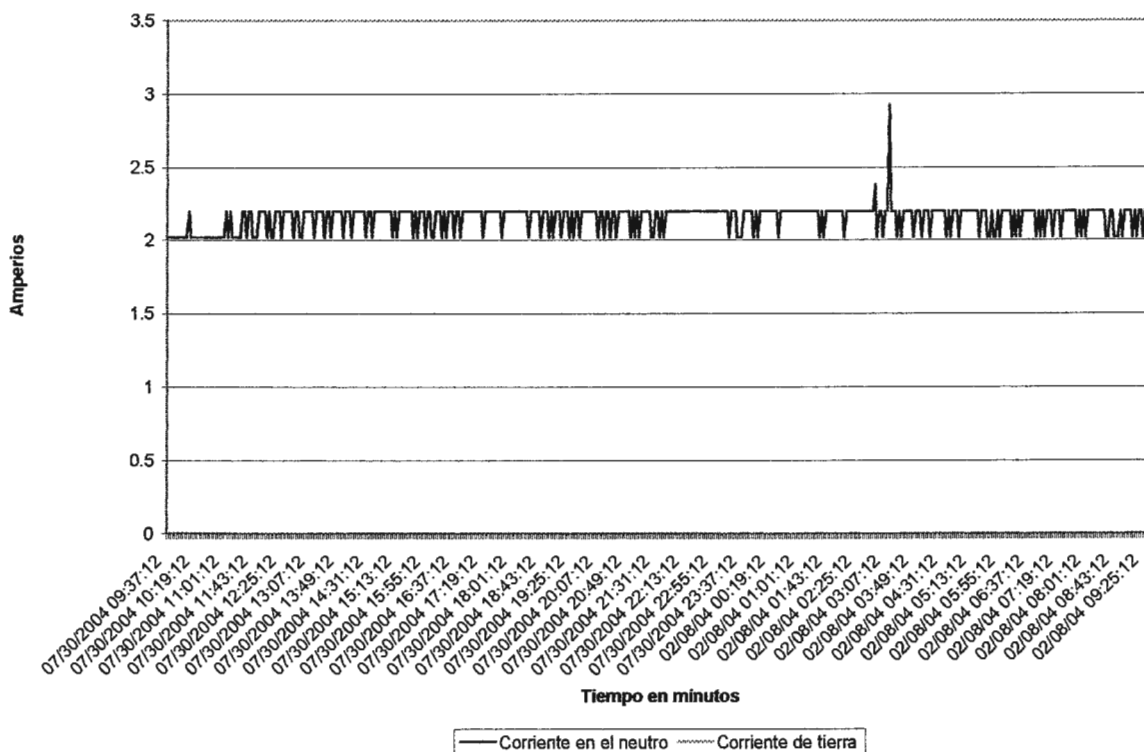
Tabla A9.22

- Se calculara el grado de desbalance en porcentaje, como la relación existente entre la desviación estándar y el promedio total.

Promedios de cada Fase		
Fase A	Fase B	Fase C
81.1 A	397 A	399 A
Promedio Total	Desviación Estándar	<b>Grado de Desbalance (%)</b>
292 A	183.0	<b>62.6</b>

Tabla A9.23

**Corrientes de neutro y tierra de la Subestación 04.**



**Gráfica A9.8**

Variable: Corrientes de la Subestación 04		
	Neutro	Tierra
Valor Máximo (A)	2.93	0.01
Valor Promedio (A)	2.15	0.001
Valor Mínimo (A)	2.01	0.001

**Tabla A9.24**

**Conclusión acerca de las Corrientes en el neutro (de las cuatro Subestaciones).**

La existencia de flujos de Corriente a través del neutro de los sistemas trifásicos, indica que existe desbalance en el mismo o existen Corrientes Armónicas. Se sabe que en un sistema trifásico balanceado, la sumatoria vectorial de las Corrientes de las tres fases debe ser cero y por consiguiente no deberá circular ninguna Corriente por el neutro. De lo anteriormente expuesto se puede decir que, si existen componentes de secuencia cero circulando en la señal de Corriente de un sistema trifásico a frecuencias diferentes de la frecuencia fundamental y dichas componentes no se cancelan en el neutro,

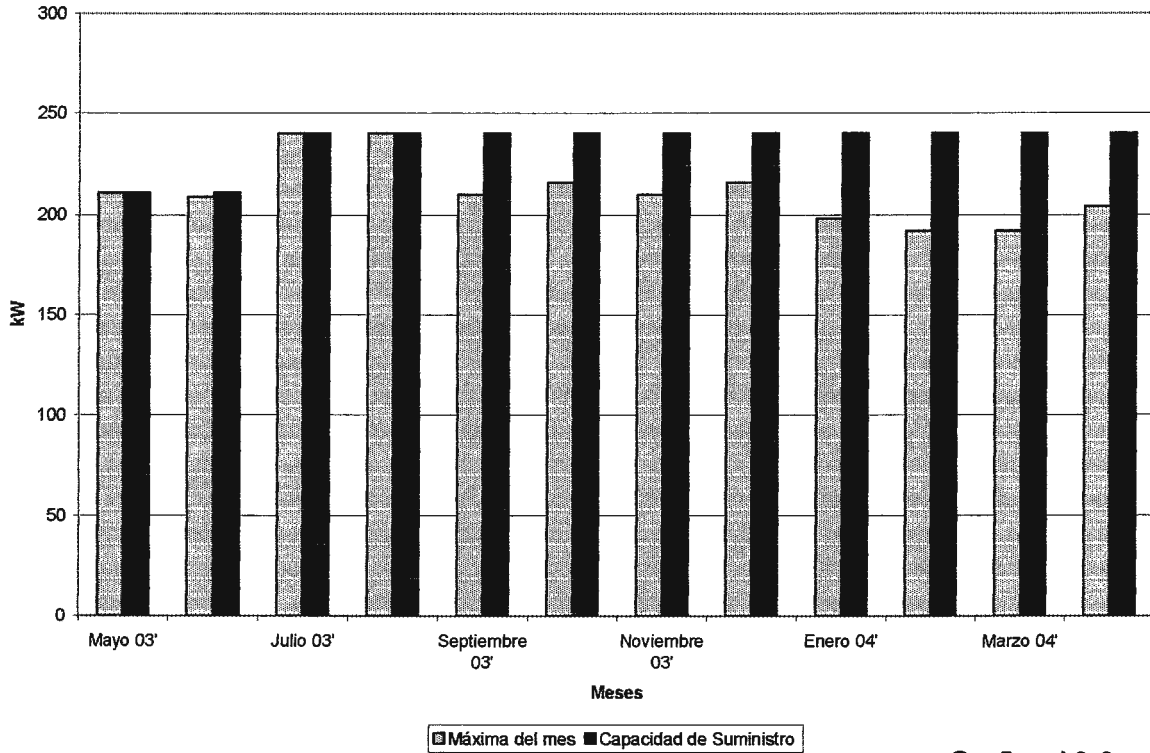
existirá una Corriente Armónica de orden 3, 6, 9, etc., que circulara por el sistema.

Por las características del estudio que se está realizando, la presencia de las Corrientes Armónicas se justifica con base a las mediciones realizadas y se asegura que el síntoma que la refleja es: *las altas Corrientes circulando por el neutro.*

## Gráficas de la Potencia.

### Subestación 01, 02 y 03 (medidor 95203459)

DEMANDA DE LAS SUBESTACIONES 01, 02 Y 03.



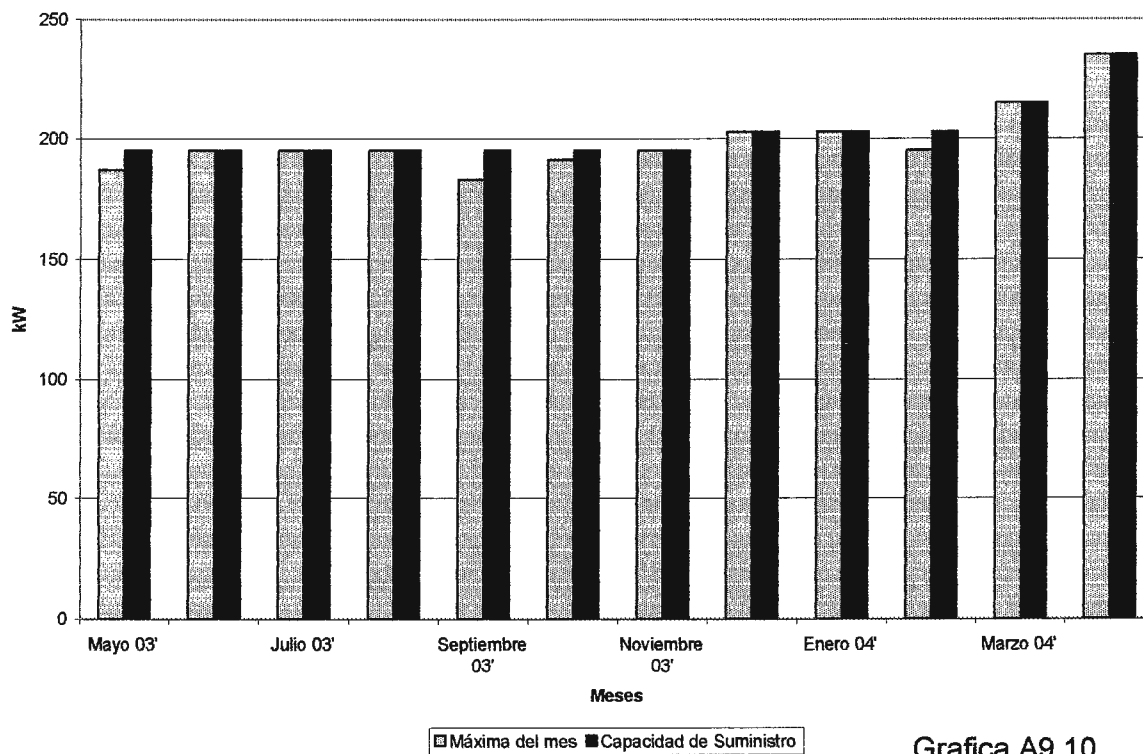
Grafica A9.9

Fecha	Máxima del mes (kW)	Capacidad de Suministro (kW)
Mayo 03'	211	211
Junio 03'	209	211
Julio 03'	240	240
Agosto 03'	240	240
Septiembre 03'	210	240
Octubre 03'	216	240
Noviembre 03'	210	240
Diciembre 03'	216	240
Enero 04'	198	240
Febrero 04'	192	240
Marzo 04'	192	240
Abril 04'	204	240

Tabla A9.25

## Subestación 04 (medidor 749185)

### DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN 04.



Grafica A9.10

Fecha	Máxima del mes (kW)	Capacidad de Suministro (kW)
Mayo 03'	187	195
Junio 03'	195	195
Julio 03'	195	195
Agosto 03'	195	195
Septiembre 03'	183	195
Octubre 03'	191	195
Noviembre 03'	195	195
Diciembre 03'	203	203
Enero 04'	203	203
Febrero 04'	195	203
Marzo 04'	215	215
Abril 04'	235	235

Tabla A9.26

**Apéndice 10:**  
**“Uso de los Factores  
Involucrados en el Cálculo  
de las Compensaciones”.**

**Uso de los factores involucrados en el calculo de las Compensaciones por Distorsión Armónica en la Corriente de Carga.**

Las formulas a utilizar son las siguientes:

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATI^{(k)}} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{All_i^{(k)}} - D_{All_i}}{D_{All_i}} \right]$$

Formula A10.1

$$Rp_{IAk} = \sum_{k:DPIA_k \leq 1} CENS * DPIA_k^2 * E_{(k)} + \sum_{k:DPIA_k > 1} CENS * E_{(k)}$$

Formula A10.2

Se tomara una muestra de las mediciones realizadas en la Subestación 01 del Hospital de Maternidad para el parámetro de la Distorsión Armónica de la Corriente de Carga (Total e Individual) y se tomara solamente un dato de las mediciones, ya que la finalidad es mostrar el uso de las formulas A10.1 y A10.2 y no la gran cantidad de datos que se obtuvieron de las mediciones.

Factores de Distorsión TOTALES:

Phase A Current Harmonic Distortion	Phase B Current Harmonic Distortion	Phase C Current Harmonic Distortion
23.09	4.97	11.18

Tabla A10.1

El factor a utilizar es el máximo de las fases y el cual corresponde a 23.09.

Para los factores de Distorsión Individual se toman los mostrados en la Tabla siguiente (Tabla A10.2):

Orden de la Armónica	Valor Máximo	Límite Permitido
2	0	10
3	0.78	16.6
4	0	2.5
5	0.52	12
6	0	1
7	0.52	8.5
8	0	0.8
9	0.26	2.2
10	0	0.8
11	0.13	4.3
12	0	0.4
13	0.13	3
14	0	0.3
15	0.13	0.6
16	0	0.3
17	0.13	2.7
18	0	0.3
19	0.13	1.9
20	0	0.3
21	0	0.4
22	0	0.3
23	0.13	1.6
24	0	0.3
25	0.13	1.6
26	0	0.3
27	0	0.3
28	0	0.3
29	0	0.89
30	0	0.3
31	0	0.85
32	0	0.3
33	0	0.3
34	0	0.3
35	0	0.77
36	0	0.3
37	0	0.74
38	0	0.3
39	0	0.3
40	0	0.3

Tabla A10.2

El costo de la Energía a utilizar es de 0.079531 \$ / kWh y el valor de la Energía es de 0.02643359 kWh.

En primer lugar se calculara el valor de la Distorsión Penalizable por Armónicas de Corriente (DPIAk), así:

$$DPIAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATI^{(k)}} - D_{ATI}}{D_{ATI}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{All_i^{(k)}} - D_{All_i}}{D_{All_i}} \right]$$

$$DPIAk = \text{Máx} \left[ 0, \frac{23.09 - 20}{20} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 10}{10} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.78 - 16.6}{16.6} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 2.5}{2.5} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.52 - 12}{12} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 1}{1} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.52 - 8.5}{8.5} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.8}{0.8} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.26 - 2.2}{2.2} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.8}{0.8} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 4.3}{4.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.4}{0.4} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 3}{3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 0.6}{0.6} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 2.7}{2.7} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 1.9}{1.9} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.4}{0.4} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 1.6}{1.6} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0.13 - 1.6}{1.6} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.89}{0.89} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.85}{0.85} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.77}{0.77} \right]$$

$$+ \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.74}{0.74} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right] + \frac{1}{3} \text{Máx} \left[ 0, \frac{0 - 0.3}{0.3} \right]$$

$$DPIAk = \text{Máx} [0, 0.15] + \frac{1}{3} \text{Máx} [0, -1] + \frac{1}{3} \text{Máx} [0, -0.95] + \frac{1}{3} \text{Máx} [0, -1] + \frac{1}{3} \text{Máx} [0, -0.96]$$



Es de la manera que se ha planteado anteriormente, es que se realiza el calculo del  $DPIAk$  y  $RPIAk$ . En el Trabajo realizado se ha simplificado éste análisis y se ha hecho la formulación con ayuda del Paquete de Windows EXCEL (en el archivo llamado Compensaciones, para cada una de las Subestaciones), debido a la gran cantidad de datos obtenidos en las mediciones, se hace engorroso y propicio para algún tipo de error en el momento de calculo, por eso es que se ha optado el realizarlo en hojas de EXCEL.

## GLOSARIO

**Acometida eléctrica:** conductores que introducen la Energía Eléctrica en un edificio.

**Armónicos:** son distorsiones de las ondas de tensión y corriente sinusoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia nominal o fundamental de la red. Las formas de onda distorsionadas pueden descomponerse en la suma de la onda de frecuencia fundamental y de los armónicos ocasionados por cargas o dispositivos no lineales en la red.

**Arsenal:** establecimiento en que se construyen, reparan y conservan los pertrechos (instrumentos necesarios para cualquier operación).

**Autoclaves:** aparato que mediante una elevada temperatura destruye los gérmenes patógenos.

**CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index):** es el indicador de calidad de servicio técnico que hace referencia a la duración de interrupción promedio por usuario.

**CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index):** es el indicador de calidad de servicio técnico que hace referencia a la frecuencia de interrupción promedio al usuario afectado.

**Carga lineal:** se dice que una carga es lineal cuando existe una relación lineal entre el voltaje y la corriente al ser alimentada por una fuente sinusoidal pura o DC.

**Carga no lineal:** cuando la relación de linealidad de la carga lineal no se cumple, se hace referencia a una carga no lineal, ya que ésta absorbe una corriente no sinusoidal, aún cuando la fuente de voltaje sea sinusoidal.

**CBEMA:** por sus siglas en ingles: Computer & Business Equipment Manufacturer Association (La Asociación de Fabricantes de Equipos para Negocios y Computadoras).

**Compatibilidad electromagnética:** aptitud de un equipo electrónico o sistemas para funcionar en un ambiente electromagnético a niveles de diseño en cuanto a rendimiento o eficiencia.

**Compensaciones:** indemnización entregada por los causantes (distribuidora y usuario) de transgresiones a los tolerancias y límites permisibles por las normas.

**Continuidad del servicio:** hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión.

**Curva CBEMA:** una herramienta necesaria para determinar los límites inmunes para los equipos electrónicos de oficinas modernos. Niveles de tensión y su duración sobre los terminales de los equipos, dentro de una envoltura tolerable, representa una energía entregada aceptable.

**Desequilibrio de tensión:** cuando los módulos de los tres vectores representativos de las tensiones o los desfases relativos existentes entre ellos no son iguales.

**Diagramas unifilares:** representación grafica de la disposición de los elementos físicos que configuran una instalación eléctrica, en la que cada elemento está significado en un símbolo y relacionado por diversas líneas con otros.

**Distorsión armónica:** es la distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiples de dicha frecuencia nominal.

**Efecto de parpadeo (flicker):** es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

**Energía no entregada:** se define como la energía que las empresas distribuidoras no suministran a sus usuarios, debido a fallas en sus instalaciones de origen interno o bien de origen externo.

**Factor de distorsión:** es una medida del alejamiento de la forma de onda de una función periódica cualquiera con respecto a otra con forma de onda sinusoidal pura.

**Factor de potencia:** cociente entre la potencia media (o activa) y la potencia aparente (tensión eficaz por corriente eficaz) de un circuito de corriente alterna.

**Ferroresonancia:** fenómeno similar a la resonancia, con la diferencia de que suele presentarse en dispositivos que poseen un material ferromagnético (núcleos magnéticos).

**Fluctuaciones:** variaciones pequeñas y rápidas en la forma de una onda debidas a vibraciones mecánicas, fluctuación de la tensión de alimentación, inestabilidad del sistema de control y otras causas. También pueden definírseles como variaciones sistemáticas en el perfil de tensión o variaciones aleatorias de la amplitud del voltaje dentro de un rango que varía entre 0.9 y 1.1 p.u.

**Frecuencia de fusión:** valor de la frecuencia en la cual aparece el fenómeno de flicker causando una sensación muy desagradable a quien lo percibe.

**Frecuencia de resonancia:** valor de la frecuencia en el cual se empiezan a mostrar las características de resonancia.

**Impulso de tensión:** impulsos de voltaje intermitentes y de corta duración (menores a 2 milisegundos) que se superponen a la señal de alimentación.

**Indicadores de la calidad del servicio eléctrico:** valores de carácter técnico, que ayudan a cuantificar la Calidad de la Energía Eléctrica en base a límites permisibles de la variable a controlar.

**Interrupción:** se considera como interrupción, toda falta de suministro de Energía Eléctrica en el punto de entrega al usuario.

**Interrupción momentánea:** son aquellas interrupciones que tienen una duración limitada hasta de tres (3) minutos, el cual es el tiempo requerido para restablecer los dispositivos de control y protección.

**Interrupción sostenida:** una interrupción permanente del servicio se origina cuando el voltaje de suministro cae a cero por un tiempo superior a 1 minuto (60 ciclos). La duración de una interrupción dada por el mal funcionamiento de un equipo o pérdida de conexión puede ser irregular y requiere, a menudo, de la intervención humana para reparar y restablecer el normal funcionamiento del sistema.

**Metodología:** conjunto de métodos que se siguen en una investigación científica o en una exposición doctrinal.

**NCSSD:** Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

**Niveles de tensión:** en un punto de una red eléctrica, la razón de la tensión existente en ese punto a un valor arbitrario de tensión utilizado como referencia.

**Niveles isoceraúnicos:** nivel de incidencia de rayo en una región.

**Normas:** regla sobre la manera como se debe hacer o está establecido que se haga una determinada cosa.

**Oncología:** parte de la medicina que trata sobre los tumores.

**Perturbaciones:** Las características ideales (amplitud, forma, frecuencia y simetría) de la onda de tensión producida por las centrales generadoras pueden verse alteradas por diversas causas. Éstas desviaciones de alguno de los parámetros de la onda sinusoidal ideal se conocen como perturbaciones.

**Puerperio:** período comprendido desde el parto hasta el retorno de la menstruación, de unas seis semanas de duración, caracterizado por la lactancia y la evolución de los órganos genitales hacia su estado normal.

**Ralentí (ralentización):** régimen más débil de un motor, disminución de energía o intensidad.

**Reserva en Energía Rodante:** es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema, calculada como la diferencia entre su capacidad máxima declarada y la potencia despachada.

**Resonancia:** fenómeno propio de los sistemas oscilantes sometidos a la acción de una fuerza exterior periódica, en el cual las reactancias capacitivas e inductivas son iguales a la frecuencia aplicada. Las reactancias se anulan recíprocamente, reduciendo la impedancia del circuito a un mínimo puramente resistivo.

**SAGS:** los SAGS (DIPS según norma IEC) son perturbaciones caracterizadas por presentar un descenso del voltaje o la corriente eficaz de más del 10% del valor nominal a la frecuencia de la red, con una duración que va de 8.3 milisegundos (0.5 ciclos) a 1 minuto. En éste caso, los valores típicos pueden variar entre 0.1 y 0.9 p.u.

**SAIDI (System Average Interruption Duration Index):** es el indicador de calidad de servicio técnico que hace referencia a la duración de interrupción promedio del sistema.

**SAIFI (System Average Interruption Frequency Index):** es el indicador de calidad de servicio técnico que hace referencia a la frecuencia de interrupción promedio del sistema.

**SIGET:** Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

**SWEEL:** son perturbaciones caracterizadas por un aumento temporal del voltaje o la corriente eficaz de más del 10% del valor nominal a la frecuencia de la red, con una duración de 8.3 milisegundos (0.5 ciclos) a 1 minuto. Los valores típicos para SWELLS varían entre 1.1 y 1.8 p.u.

**Transgresión:** quebrantar, violar un precepto, ley o estatuto.

**Variaciones de frecuencia:** variación en el tiempo de desviación desde la frecuencia asignada de una portadora de radiofrecuencia (o sistema de fuente de alimentación), ordinariamente está estrechamente controlada con las normas nacionales e industriales.

## BIBLIOGRAFIA

### Textos:

- TÍTULO: MEDIDAS ELÉCTRICAS.  
Autor(es): Buti, A. Bandini.  
Clasificación: TK 275 B984.  
Materias: Electricidad.  
Datos de Publicación: Barcelona: Ediciones Rede, 1967.  
Edición: [No definido].  
ISBN: [No definido].  
Idioma: español.  
Descripción Física: 3 t. en 2 v.
  
- OCEANO UNO COLOR.  
Diccionario Enciclopédico.  
Edición 1998.  
ISBN 84-494-0188-7.
  
- ACUERDO 20-E-2002: "NORMAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN".  
Capítulo II: Definiciones.  
[www.siget.gob](http://www.siget.gob)
  
- DICCIONARIO MCGRAW-HILL DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA.  
TOMO I (ISBN 968-422-694-9) y TOMO II (ISBN 968-422-695-0).  
Publicado en el año de 1991.

- **TRABAJO DE GRADUACION.**  
 “Topologías y sistemas de control para filtros activos de potencia en bajo Voltaje para reducción de Distorsión Armónica”  
 Presentada por:
  - Dubón, Franco, Mario.
  - Taura, Francisco Salvador.
 Universidad Don Bosco, año 2002.
  
- **ANÁLISIS DE LAS PERTURBACIONES PROVOCADAS EN REDES ELÉCTRICAS Y POSIBLES ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.**  
 Chávez Hernández, Alfredo Armando.  
 Tesis UES.
  
- **ESTUDIO SOBRE EL EFECTO DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES.**  
 Trabajo de Graduación presentado por:
  - Canales Arévalo, Arístides Galileo.
  - Castaneda Ncyola, Silvia Estela.
  - Castro Zepeda, Carlos Fidel.
  - Escobar Ramírez, Edmundo.
 Diciembre de 1989. Universidad Centroamericana.
  
- **DISTORSIÓN Y FILTRADO DE CORRIENTES ARMÓNICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.**  
 Trabajo de Graduación presentado por:
  - Alvarado Rodríguez, José Wilfredo.
  - González Durán, César Humberto.
  - Villalta Gaviria, José Freddy.

Sitios de Internet:

[www.siget.gob.sv](http://www.siget.gob.sv)

[www.schneiderelectric.es/](http://www.schneiderelectric.es/)

[powerstandards.com/tutor.htm](http://powerstandards.com/tutor.htm)

[www.electromagazine.com.uy/](http://www.electromagazine.com.uy/)

[www.nreca.org/](http://www.nreca.org/)

[http://www.suramericana.com/Publicacion/pdfProductos/Sistema\\_Electrico.pdf](http://www.suramericana.com/Publicacion/pdfProductos/Sistema_Electrico.pdf)

[powerstandards.com/IEEE.htm](http://powerstandards.com/IEEE.htm)

[danielrodriguez.8m.com/photo.html](http://danielrodriguez.8m.com/photo.html)

[www.angelfire.com/sk/thesishelp/LinksFAQs.html](http://www.angelfire.com/sk/thesishelp/LinksFAQs.html)

[www.mem.gob.pe/wmem/legisla/sse/codigona.asp](http://www.mem.gob.pe/wmem/legisla/sse/codigona.asp)

[www.mem.gob.pe/wmem/publica/sse/compen4.asp](http://www.mem.gob.pe/wmem/publica/sse/compen4.asp)

[www.sicaelec.com](http://www.sicaelec.com)

[www.itic.org/technical/iticurv.pdf](http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf)

[www.reo.co.uk](http://www.reo.co.uk)