



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"ESTUDIO DE CALIDAD Y AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN LAS INSTALACIONES DE LOS EDIFICIOS BERNARDO
QUINTANA, VALDEZ VALLEJO, DIMEI Y 12 DEL
INSTITUTO DE INGENIERÍA."

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO Y
ELECTRÓNICO

P R E S E N T A :

VÍCTOR HUGO MUÑOZ LÓPEZ

ASESOR:
DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS.

CIUDAD UNIVERSITARIA. MÉXICO D.F, 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatoria.

Dedico este trabajo con todo cariño a mis padres que me dieron su apoyo, educación y fomentaron los principios y valores que me rigen, les agradezco infinitamente su confianza y su espíritu positivo, ya que sin su motivación no hubiera alcanzado esta meta.

Agradecimientos.

Deseo agradecer con admiración a mi hermana Alma Delia que siempre ha demostrado su cariño y que fomenta, con su ejemplo, la superación personal y profesional.

De la misma manera doy gracias a Raquel por su cariño, apoyo, ánimo, compañía durante esta etapa de mi vida y el tiempo dedicado a este trabajo.

Además del agradecimiento, una dedicatoria muy especial a todos mis compañeros y amigos cosecha de estos años con los que he convivido dentro y/o fuera de las aulas, de quienes he aprendido mucho, con quienes he pasado muy buenos momentos y sobre todo porque hemos establecido una relación sólida de mutuo e incondicional apoyo.

Mi gratitud a la "Universidad Nacional Autónoma de México" y su alma de profesores, que encargados de mi formación, generosamente me han ofrecido sus conocimientos, experiencias y puntos de vista para mi instrucción.

A mis sinodales: Dr. Arturo Reinking Cejudo, Ing. Augusto Sánchez Cifuentes, Ing. David Vázquez Ortiz, Ing. Juan Hernández Osnaya y en especial al Dr. Gabriel León de los Santos por la oportunidad, tiempo y orientación en la elaboración de este proyecto de tesis.

ESTUDIO DE CALIDAD Y AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS INSTALACIONES DE LOS EDIFICIOS BERNARDO QUINTANA, VALDEZ VALLEJO, DIMEI Y 12 DEL INSTITUTO DE INGENIERIA.		PAG
DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS.		V
INTRODUCCIÓN.		VII
<u>CAPÍTULO 1</u>		
INTRODUCCIÓN A LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA .		PAG
Introducción.		1
1.1 Calidad de la energía eléctrica.		2
1.2 Perturbaciones transitorias en el sistema eléctrico.		3
1.2.1 Impulso.		3
1.2.2 Oscilaciones transitorias.		4
1.3 Variaciones de tensión de corta duración.		5
1.3.1 Interrupciones.		7
1.3.2 Sags (Dip).		7
1.3.3 Swell.		8
1.4 Variaciones de tensión de larga duración.		9
1.4.1 Sobretensión.		9
1.4.2 Baja Tensión.		10
1.4.3 Interrupciones sostenidas.		10
1.5 Desbalance de tensión.		10
1.6 Distorsión de la forma de onda.		11
1.6.1 Componente de CD.		11
1.6.2 Armónicas.		11
1.6.3 Cortes periódicos en la forma de onda "Notches".		12
1.6.4 Ruido.		12
1.7 Fluctuaciones de tensión.		13
1.7.1 Parpadeo (Flicker).		13
1.8 Factor de potencia.		15
1.8.1 Bajo factor de potencia.		16
1.8.2 Mejora del Factor de Potencia.		17
1.9 Distorsión armónica.		18
1.9.1 Importancia de entender los Armónicos.		20
1.9.2 Las fuentes de Armónicos.		21
1.9.3 Los efectos de los Armónicos.		22
1.9.4 Análisis de los Armónicos.		29
1.10 Regulación de tensión.		32
1.11 Desbalance de tensión.		32
1.12 Normatividad sobre calidad de energía.		33
1.12.1 Interpretación del estándar IEEE-519.		34
1.12.2 ANSI C84.1.		36
1.12.3 NEMAno. MG-1.		36
1.12.4 IEEE 1250.		37
1.12.5 IEEE 493.		37
1.12.6 ANSI/IEEEC62.		37
Conclusión.		38

<u>CAPÍTULO 2</u>	
MONITOREO Y ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	PAG
Introducción.	39
2.1 Instrumentos de medición monitoreo.	40
2.1.1 Mediciones con multímetros.	41
2.1.2 Osciloscopios.	42
2.1.3 Analizadores de Perturbaciones.	43
2.1.4 Analizadores de Armónicas.	45
2.2 Seguridad durante las mediciones.	48
2.2.1 La norma IEC 1010-1.	49
2.2.2 Elección de instrumentos seguros.	53
2.3 Análisis de la información.	55
2.3.1 Análisis de transitorios.	55
2.3.2 Análisis de variaciones de magnitud eficaz (RMS).	56
2.3.3 Análisis de datos en casos de Armónicas.	57
2.3.4 Análisis en presencia de flicker.	58
2.4 Monitoreo y análisis de calidad de energía de las instalaciones del edificio de	
Posgrado de Ingeniería Bernardo Quintana y aledañas.	60
2.4.1 Metodología y plan de trabajo.	60
2.4.2 Equipo de medición y monitoreo empleado.	61
2.4.3 Análisis de Tensión.	64
2.4.4 Análisis de corriente.	66
2.4.5 Análisis de potencia.	72
2.4.6 Análisis de factor de potencia.	84
2.4.7 Análisis de energías consumidas.	86
2.4.8 Análisis de armónicas.	89
Conclusión.	97
<u>CAPÍTULO 3</u>	
RECOMENDACIONES PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	PAG
Introducción.	99
3.1 El sobredimensionamiento.	100
3.2 Técnicas de cableado.	101
3.2.1 Sistema anti-fase.	101
3.2.2 Sistema inter-fase.	102
3.2.3 Sistema de 12 fases.	102
3.3 Incorporación de dispositivos.	103
3.3.1 Reguladores de tensión.	103
3.3.2 Filtros de Armónicas.	104
3.3.3 Supresores de Transitorios.	107
3.3.4 Transformadores de aislamiento.	114
3.3.5 Sintetizadores magnéticos.	116
3.3.6 Conmutadores de estado sólido.	117
3.3.7 Fuentes de Energía Ininterrumpible (UPS estáticas).	118
3.4 Factor k en los transformadores.	131
3.5 Instalación de capacitores.	132
3.6 Generalidades sobre puesta a tierra.	133

3.6.1 Circulación de Corriente por Tierra (Loop de Tierra).	134
3.6.2 Circulación de corriente en el neutro.	135
3.6.3 Recomendaciones para puestas a tierra.	136
3.6.4 Problemas en los Sistemas de Puestas a Tierra.	137
3.6.5 Separación de los Circuitos de Alimentación.	137
3.6.6 Puesta a tierra de alta frecuencia.	138
3.6.7 Protección de Edificios – Pararrayos.	141
3.7 Recomendaciones de calidad de energía para las instalaciones del edificio de Posgrado de Ingeniería Bernardo Quintana y aledañas.	143
Conclusión.	146
<u>CAPÍTULO 4</u>	
INTRODUCCIÓN AL AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. PAG	
Introducción.	147
4.1 Panorama del sector energético en México.	148
4.2 Ahorro de energía y el medio ambiente.	149
4.2.1 Mecanismo de Desarrollo Limpio.	151
4.3 Importancia del ahorro de la energía eléctrica.	152
4.4 Oportunidades de ahorro de energía eléctrica en iluminación.	153
4.4.1 Conceptos generales de iluminación.	154
4.4.2 Clasificación de lámparas.	160
4.4.3 Tecnologías en iluminación.	166
4.4.4 Ahorro en Iluminación mediante la incorporación de equipo.	172
4.4.5 Ahorro en Iluminación mediante medidas correctivas.	177
4.5 Oportunidades de ahorro en motores eléctricos.	180
4.5.1 Pérdidas diversas en los motores.	181
4.5.2 Eficiencia de motores.	184
4.5.3 Anomalías comunes en la operación de motores.	185
4.5.4 Recomendaciones para el uso eficiente de la energía en los motores.	189
4.6 Ahorro energético en instalaciones de aire acondicionado.	192
4.6.1 Medidas Operativas para el Ahorro de Energía en Sistemas de aire acondicionado.	194
4.6.2 Normatividad Mexicana de eficiencia en acondicionamiento ambiental.	195
4.6.3 Errores más comunes en la Renovación Ambiental.	196
4.7 Cogeneración.	197
4.8 Diseño bioclimático.	200
4.9 Normatividad sobre ahorro de la energía eléctrica.	201
4.9.1 Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética Vigentes.	202
4.10 Recomendaciones de ahorro de energía para las instalaciones del edificio Bernardo Quintana y aledañas.	204
4.10.1 Objetivo general.	204
4.10.2 Objetivos particulares.	204
4.10.3 Estrategia y Actividades.	205
4.10.4 Avances y resultados.	206
4.10.5 Medidas tecnológicas.	206
4.10.6 Beneficios ambientales.	212
Conclusión.	213

<u>CAPÍTULO 5</u>	
CONTROL DE LA DEMANDA Y FOMENTO AL AHORRO DE ENERGIA ELÉCTRICA.	PAG
Introducción	215
5.1 Precio de la energía eléctrica.	216
5.1.1 Conceptos básicos de facturación eléctrica.	216
5.1.2 Estructura tarifaria.	219
5.2 Control de la demanda.	232
5.2.1 Estrategias de Control.	234
5.2.2 Sistemas del Control de demanda.	236
5.2.3 Características de los equipos de control automático.	240
5.2.4 Método de operación de un controlador.	242
5.2.5 Recomendaciones generales para controlar la demanda eléctrica.	245
5.3 Fomento para el uso eficiente de la energía en México.	246
5.3.1 Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).	246
5.3.2 Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE).	247
5.3.3 Proyectos de ahorro de energía con el esquema de Empresa de Servicios Energéticos.	259
Conclusión.	268
Conclusión General	269
BIBLIOGRAFÍA.	271
ANEXOS.	PAG
ANEXO 1 Variables Eléctricas del Edificio Bernardo Quintana (Gráficas).	273
ANEXO 2 Variables Eléctricas del Edificio "B" del Posgrado de Ingeniería (Gráficas).	285
ANEXO 3 Variables Eléctricas del Edificio 12 del Instituto de Ingeniería. (Gráficas).	297
Referencia de figuras tablas y fórmulas.	309

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, organizaciones de sector público y privado han visto como la energía eléctrica ha pasado de representar un factor marginal en su estructura de costos a ser capítulo importante en la misma. Debido al incremento paulatino en su precio, han tenido que afrontar el reto de disminuir la participación de la energía en los costos, o por lo menos mantener su mismo nivel. Para ello, es preciso conocer claramente el tipo y la cantidad de energía que se utiliza en cada uno de los procesos que conforman la operación de las organizaciones y determinar las acciones pertinentes para abaratar los costos de producción por concepto de energía, sin afectar la calidad, confiabilidad ni la cantidad de producción.

Para lograr lo anterior es necesario implementar u operar programas redituables de energía cuya estrategia central es el ahorro y su uso eficiente. Estos programas mejoran la competitividad, amplían el horizonte energético y liberan recursos económicos para destinarlos a otras actividades productivas.

El ahorro de energía no puede llevarse a cabo si no se conoce dónde y cómo se está utilizando. En la mayoría de los casos, el establecimiento de este punto de partida requiere de una inspección y de un análisis energético detallado de los consumos y pérdidas de energía que generalmente se le conoce como diagnóstico energético. Por su parte la caracterización de carga es el paso previo para implementar un sistema de gestión o administración de la energía, es un procedimiento de análisis cualitativo y cuantitativo que permite evaluar el tipo de carga instalada manifestado por el tipo de equipos que comprenden al sistema eléctrico, tener una adecuada segregación de carga y verificar las condiciones de la instalación.

Uno de los puntos más importantes es llegar a reconocer que la ingeniería aplicada a la calidad de la energía resulta ser de gran importancia para el sector productivo, la razón de esto se basa principalmente al rápido crecimiento y recurrencia de problemas relacionados con este tema; cabe reconocer que el origen de esta preocupación coincide con el crecimiento acelerado de cargas conformadas principalmente por equipo de computo, mismas que no solo conforman al grupo de cargas sensibles, sino que son base de trabajo en los centros de producción, de tal manera que llega a ser de gran importancia el crear recintos destinados para este tipo de carga con el suministro de energía adecuado.

Por otro lado, el estudio de calidad de energía comprende la identificación de problemáticas manifestadas en los equipos que la utilizan, teniendo origen en la forma de onda y cualquier otra

anomalía relacionada con disturbios ya sean provenientes de la compañía suministradora o por efectos directamente relacionados con las condiciones en las que se encuentra la instalación bajo estudio. La correcta identificación de los parámetros para llevar a cabo un análisis de calidad de energía deberá realizarse mediante la instrumentación disponible, generalmente los analizadores de redes eléctricas proveen suficiente información que sirve de base para establecer los alcances del estudio.

Actualmente es de gran importancia señalar la disponibilidad de los métodos, instrumentos e información, para determinar el nivel de vulnerabilidad de las instalaciones eléctricas a los disturbios, incluso para visualizar el comportamiento del sistema justo en el instante en que ocurren, con el fin de su estudio y proponer solución para evitar su recurrencia.

La capacidad de los instrumentos nos permiten efectuar un análisis amplio de las variables involucradas en las variaciones de estado estable, como: tensión, corriente, forma de onda , densidad total de armónicos (THD), consumos, factor de potencia, etc; además de poder efectuar historiales de monitoreo para detectar las perturbaciones del suministro como son: sobre-corrientes, bajas tensiones , interrupciones del suministro, etc.

De esta manera se tiene que, el objetivo del diagnóstico energético y análisis de calidad de energía converge en plasmar y sintetizar la información a manera de reporte, donde se deberá hacer notar las afectaciones del sistema incluyendo sus medidas correctivas en base a lo técnico y también a lo recomendado por los organismos dedicados a establecer los parámetros de aceptación y diseño de los sistemas eléctricos apegados a la normatividad vigente. (NOM*, IEEE*, IEC*, etc.)

Actualmente en México sólo se cuenta con recomendaciones para algunos factores de calidad de energía, opiniones de expertos de las compañías suministradoras indican que es indispensable disponer de regulaciones en materia de calidad de energía, donde se dispongan las acciones preventivas y correctivas de perturbaciones en los sistemas. Contrarrestando este hecho, organismos internacionales tales como la IEEE, NEC*, IEC han dispuesto a materia de calidad y ahorro de energía suficiente información basada en parámetros, límites, recomendaciones y propuestas, que son de gran ayuda para la determinación de las condiciones de los sistemas, por ello, es necesario el apoyo en estas para el desarrollo de este trabajo y cualquier otro tipo de diagnóstico energético.

* NOM : Norma Oficial Mexicana

* IEEE : International Electric And Electronic Engineer

* IEC : International Electric Code

* NEC : National Electric Code.

El proyecto que ha motivado el desarrollo de este trabajo consiste en una tarea coordinada con **el nombre de " MEGA PROYECTO, LA CIUDAD UNIVERSITARIA Y LA ENERGÍA"** mismo que nace de la preocupación y necesidad que tiene la UNAM de contar con un programa de administración de los recursos energéticos en los campos de generación, distribución y utilización del fluido eléctrico. Así mismo, en una de las partes que lo componen se tiene como objetivo el desarrollar tecnológicamente un sistema de gasificación que utilice los desechos biomásicos orgánicos generados en Ciudad Universitaria, así como la realización de un estudio técnico y económico que permita determinar la viabilidad de construcción de un sistema de trigeneración que alimente de energía a las instalaciones de los edificios: **"Bernardo Quintana"**, edificio 12 del **Instituto de Ingeniería, edificio B del Posgrado de Ingeniería y "Valdés Vallejo"**.

Los alcances de esta Tesis servirán de base para la determinación de los parámetros de diseño del sistema de generación, centrandó la importancia en la capacidad instalada, la cual se conseguirá mediante el monitoreo de los alimentadores principales en las subestaciones de los recintos y también realizando levantamientos cualitativos y cuantitativos del tipo de carga que se tiene en las instalaciones.

Los objetivos del presente trabajo se pueden describir en tres metas principales:

La primera de ellas consiste en aplicar los conceptos base relacionados con la calidad de la energía, métodos de medición, caracterización, análisis y diagnóstico energético en las **instalaciones correspondientes al edificio "Bernardo Quintana", edificio B de Posgrado de Ingeniería y al edificio 12 del Instituto de Ingeniería**, estableciendo las medidas correctivas a los problemas detectados.

La segunda, radica en establecer medidas de ahorro y uso eficiente de la energía mediante la caracterización de la carga, cuantificación e identificación del equipo destinado a iluminación en **las instalaciones correspondientes al edificio "Bernardo Quintana", edificio B de Posgrado de Ingeniería, Edificio "Valdés Vallejo", DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica) y al edificio 12 del Instituto de Ingeniería**, esto con el fin de que se consiga rendimiento económico en materia de energía para las instalaciones en estudio.

Como tercera, se introducirá al concepto de facturación eléctrica, técnicas de control de la demanda y el fomento al uso eficiente de la energía en México, a través de los organismos correspondientes como lo son el FIDE y la CONAE.

Para lograr lo antes mencionado el trabajo se estructura en 5 capítulos, en el *primero* se describen los conceptos base relacionados con la calidad de energía eléctrica y la normatividad aplicable; en el *segundo* las técnicas de monitoreo y análisis de los conceptos involucrados con la calidad de energía eléctrica teniendo aplicación particular para las instalaciones ya mencionadas dentro del proyecto que motiva el desarrollo de este trabajo; en el *tercer* capítulo se definen los métodos y recomendaciones para el mejoramiento de la calidad de energía tomando en cuenta su aplicación para las anomalías detectadas en las instalaciones correspondientes; en el desarrollo del *cuarto* capítulo se refieren los conceptos base relacionados con el ahorro de energía eléctrica, las técnicas y métodos, así como las recomendaciones aplicables en cuestión de iluminación a las instalaciones contempladas; por último en el *quinto* capítulo se define el control de la demanda y el fomento al ahorro de energía eléctrica en México con el objetivo de obtener un panorama de la situación actual y a futuro resultado de implementar programas de ahorro de energía eléctrica y conocer las oportunidades de acción económica relacionadas con este tema.

De ser factible y redituables los resultados obtenidos se espera lograr una extrapolación de la inquietud y conciencia sobre administración de la energía en otros recintos que formen parte de la UNAM o inclusive en organismos externos a la misma.

CAPÍTULO**1****INTRODUCCIÓN A LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA****Introducción.**

Históricamente la calidad de energía no había sido un problema mayor, fuera de las consideraciones de continuidad, frecuencia y tensión, para la mayoría de los usuarios la calidad del suministro era completamente satisfactorio. Sin embargo, el incremento masivo de la dependencia del comportamiento de los sistemas automatizados e informáticos, ha creado un peculiar interés por este tema ya que los procesos de producción y los equipos se ven afectados sustancialmente por la calidad de la energía eléctrica utilizada.

El estudio de la calidad de la energía eléctrica es el primer y más importante paso para identificar y solucionar problemas del sistema de potencia; es un tema que ha evolucionado en la última década a escala mundial, está relacionado con las perturbaciones eléctricas que pueden afectar los parámetros eléctricos de suministro y ocasionar el mal funcionamiento o daño en los equipos y procesos. Por tal razón, se requiere un tratamiento integral del problema desde diversos frentes; estos comprenden, investigación básica y aplicada, diseño, selección, operación, mantenimiento, normalización, regulación, programas de medición y evaluación de las instalaciones eléctricas.

El presente capítulo trata el conocimiento de los principios básicos para el estudio de la calidad de energía, así mismo, la generación, propagación y efectos de las perturbaciones que se involucran técnicamente en dicho estudio. En México aún no existe un consenso en cuanto a la terminología que define los disturbios más comunes que afectan la calidad de la energía, debido a la falta de un documento validado oficialmente que comprenda dicho conocimiento, por el contrario se han adoptado y aplicado recomendaciones hechas por organismos internacionales tal como lo es la IEEE y ANSI, logrando una descripción de los términos más utilizados y aceptados en este campo. De la misma manera, con el fin de consolidar una referencia disponible e integral en este tema, se hace mención de la relación existente entre los conceptos generales y la normatividad aplicable con el fin de resolver los problemas prácticos que se presentan en este estudio.

En las siguientes secciones se hará la descripción de las principales anomalías relacionadas con la calidad de energía, haciendo énfasis en describir aquellas que se contemplan de importancia y que brindan suficientes herramientas para un adecuado análisis sobre el comportamiento de los sistemas eléctricos.

1.1 Calidad de la energía eléctrica

La mayoría de los equipos son capaces de operar satisfactoriamente con variaciones relativamente amplias de las magnitudes del suministro. Sin embargo, desde el principio de los 90's se han agregado al sistema eléctrico un elevado número de equipos sensibles a estas variaciones, provocando que los disturbios en el sistema que se habían considerado normales durante muchos años, ahora causan desordenes en el sistema eléctrico industrial con la consecuente pérdida de confiabilidad en la operación segura de los equipos, que puede traducirse en retrasos en la producción.

El objetivo del estudio de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para identificar y corregir los disturbios y variaciones en los parámetros eléctricos en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

En México, el suministro de energía eléctrica a los usuarios, está regido por la Ley del Servicio Público y su reglamento, en donde se especifican los límites superior e inferior de tensión de suministro en el punto de entrega al usuario, fuera de estos parámetros se considera anomalía o deficiencia del suministro¹.

El suministrador, usualmente atribuye los problemas a las anomalías en la instalación del usuario, mientras que el usuario, normalmente asocia los problemas a las deficiencias en las redes del suministrador. En la mayoría de las veces ambos olvidan las limitaciones que tienen los equipos electrónicos sensibles para operar en el ambiente de las redes eléctricas tradicionales de ambos. Por lo anterior, el conocimiento de las características de la calidad de la energía de los sistemas eléctricos del suministrador y del usuario es esencial para establecer acciones técnicas y económicas, tanto por parte del suministrador como del usuario, que permitan el control de los efectos no deseables en cualquier parte del sistema.

¹ Enríquez Harper G; "El ABC de la calidad de la Energía Eléctrica", ed Limusa S.A. de C.V.México D.F. 2004.

1.2 Perturbaciones transitorias en un sistema eléctrico.

Los disturbios en el sistema son variaciones generalmente temporales en la tensión del sistema; que pueden causar mala operación o fallas de los equipos instalados. La variación de frecuencia puede ocasionalmente ser un factor en los disturbios del sistema; sin embargo cuando el sistema eléctrico del usuario está interconectado a una red de potencia relativamente fuerte, la variación de frecuencia resulta a veces de preocupación insignificante.

Las sobre tensiones transitorias se refieren a variaciones en la forma de onda de tensión. que dan como resultado condiciones de sobre tensión durante una fracción de ciclo de la frecuencia fundamental. Las fuentes comunes de estos transitorios son los rayos, operación de los dispositivos de interrupción de los sistemas eléctricos, variación en la velocidad de rotación de los generadores y el arqueado de conexiones flojas o fallas intermitentes.

1.2.1 Impulso.

Es un cambio repentino de potencia a una frecuencia distinta de la fundamental, es unidireccional en su polaridad positiva o negativa, se superponen en la señal de alimentación y son frecuentemente intermitentes, con una duración menor a dos milisegundos². La causa mas común de los impulsos se encuentra en las descargas atmosféricas, donde se involucran altas frecuencias, por esto son amortiguados rápidamente por la componente resistiva del circuito y no son conducidos a largas distancias desde su fuente, se encuentran también en maniobra de interruptores y al conectar capacitores para la corrección del factor de potencia. Estos constituyen los llamados picos de tensión.

Normalmente son caracterizados por sus tiempos de cresta y cola. Pueden excitar la resonancia de los circuitos y producir transitorios oscilatorios.

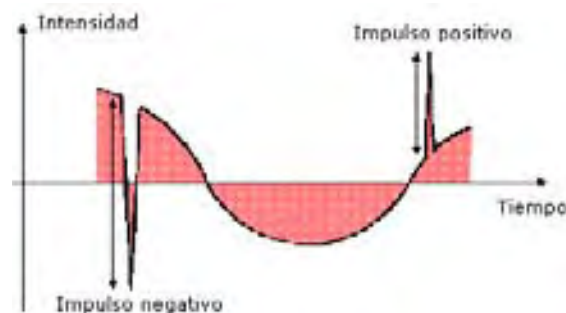


Figura 1.1 Variaciones en forma de onda provocada por impulso.

- ² Linders J. R; "Electric Wave Distortions: Their Hidden Costs and Containment," IEEE Transactions on Industry Applications.

En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de los impulsos transitorios con referencia a las recomendaciones hechas por IEEE 1159³.

Tabla 1.1 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia IEEE 1159. (Impulso transitorio)

Categoría.	Magnitud.	Duración Típica.
Nanosegundo	5-ns rizo	<50 ns
Microsegundo	1- μ s rizo	50 ns-1 ms
Milisegundo	0.1-ms rizo	>1 ms

1.2.2 Oscilaciones transitorias.

Son transitorios cuyo valor instantáneo de tensión cambia rápidamente de polaridad. Siempre son ocasionados por maniobra de equipos, tales como desconexión de líneas, bancos de capacitores; cada uno de ellos tiene un rango de tiempo y de frecuencia característica.

En la tabla 1.2 se muestra la clasificación de las oscilaciones transitorias con referencia a las recomendaciones hechas por IEEE 1159⁴.

Tabla 1.2 IEEE 1159. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia (Oscilaciones transitorias)

Categoría.	Magnitud.	Duración Típica.
Baja frecuencia.	<5 kHz	0.3-50 ms
Media frecuencia.	5-500 kHz	20 μ s
Alta frecuencia.	>500 kHz	5 μ s

- ^{3 4} IEEE Std.519-1992 Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems

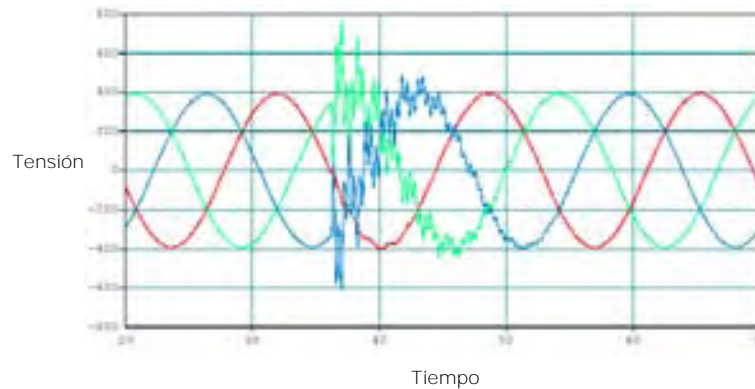


Figura 1.2. Transitorio oscilatorio causado por la energización de un banco de capacitores.

Para equipo eléctrico tradicional estas sobre tensiones han sido manejadas diseñando el equipo para soportar sobre tensiones de magnitudes de varias veces la tensión pico normal y al mismo tiempo aplicar apartarrayos y algunas veces capacitores para frente de onda, con objeto de asegurar que las tensiones no excedan los niveles de diseño del equipo.

El equipo electrónico generalmente no tiene la misma capacidad de aguante como los equipos eléctricos más tradicionales. De hecho el uso de apartarrayos que limitan los transitorios a dos o tres veces la tensión nominal pico puede no proporcionar una protección adecuada a este equipo⁵.

1.3 Variaciones de tensión de corta duración.

Esta es una condición que típicamente ocurre cuando se inicia una falla en el sistema eléctrico y dura hasta que la falla sea eliminada por un dispositivo de sobrecorriente. Este tipo de condición puede ocurrir también durante el arranque de motores grandes.

Muchos productos eléctricos no están hechos para ajustarse a estas condiciones de baja tensión temporal. Esta condición temporal tiende a ocurrir en el orden de **diez veces más frecuentemente** que una interrupción total de energía. Para diseñar la capacidad adecuada de adaptación en un equipo eléctrico es importante conocer la magnitud, duración y frecuencia de ocurrencia que se espera para las condiciones de baja tensión momentánea⁶.

- ⁵ G. Lemieux, "Power System Harmonic Resonance - A Documented Case," IEEE Transactions on Industry Applications.

- ⁶ Practical guide to Quality Power for Sensitive Electronic Equipment EC & M, Mayo 1994.

Las instalaciones alimentadas por la red de distribución de empresas eléctricas tienen más posibilidad de tener eventos de mayor duración y frecuencia, en comparación con las alimentadas por sistemas de transmisión. La empresa eléctrica local sería capaz de proporcionar información más detallada para un punto particular de servicio.

Cada una de las variaciones de esta índole se pueden clasificar en instantánea, momentánea y temporal. En la tabla 1.3 se muestra la clasificación de las oscilaciones transitorias con referencia a las recomendaciones hechas por IEEE 1159.

Tabla 1.3 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia IEEE 1159. (Variaciones de Tensión de corta duración)

Categoría.	Duración Típica.	Magnitud de tensión
Instantáneos		
Interrupción	0.5-30 ciclos	<0.1 pu
Sag (baja de tensión)	0.5-30 ciclos	0.1-0.9 pu
swell (sobre de tensión)	0.5-30 ciclos	1.1-1.8 pu
Momentáneos		
Interrupción	30 ciclos-3 s	<0.1 pu
Sag (baja de tensión)	30 ciclos-3 s	0.1-0.9 pu
swell (sobre de tensión)	30 ciclos-3 s	1.1-1.8 pu
Temporales		
Interrupción	3s-1min	<0.1 pu
Sag (baja de tensión)	3s-1min	0.1-0.9 pu
swell (sobre de tensión)	3s-1min	1.1-1.8 pu

1.3.1 Interrupciones.

Causan la pérdida momentánea completa del tensión, normalmente son causadas por acciones de la compañía suministradora para aislar fallas

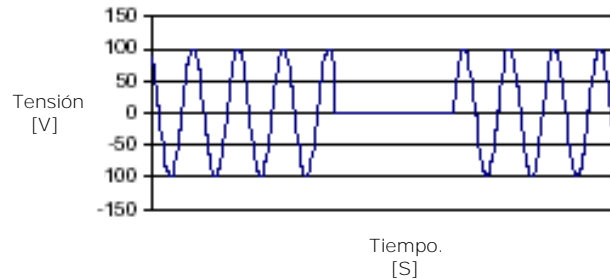


Figura 1.3. Forma de onda con interrupción del servicio.

Las interrupciones instantáneas de energía generalmente son asociadas a una condición de falla del aislamiento después de una operación exitosa del equipo de restablecimiento. Deben tomarse las medidas necesarias para reducir al mínimo las salidas instantáneas del servicio eléctrico, generalmente producidas durante tormentas eléctricas, esto es posible mediante el uso de nuevas tecnologías, por ejemplo, utilizando aisladores con entrehierro y limitadores de corriente.

Las interrupciones temporales de energía, generalmente ocurren por algún disturbio en el sistema eléctrico relacionadas con la red de distribución o por sobrecargas en la red de baja tensión

1.3.2 Sags (bajas de tensiones).

El "sag (baja de tensión)" estadounidense o el "dip" británico son nombres para una baja en el nivel de tensión de entre un 10% y 90%, y de una duración de entre medio ciclo y un minuto.

Los sags (bajas de tensiones) representan la mayoría de los problemas con la energía eléctrica experimentados por lo usuarios finales. Estos pueden originarse internamente o externamente a las instalaciones del usuario⁷.

Las causas externas de sags vienen primariamente desde las redes de transmisión y distribución eléctricas. Estos sags tienen una variedad de causas tales como tormentas eléctricas, y la

- ⁷ Melhorn, Mc Granaghan; "Interpretation and Analysys of Power Quality Measurements" IEEE transactions on industry applications vol. 31, No. 6 November/December 1995.

operación propia, normal y/o anormal, de los equipos de generación y distribución. Sags generados en las redes de transmisión y distribución pueden viajar miles de kilómetros afectando así a miles de usuarios durante un único evento.

Algunas veces los sags causados externamente puede estar siendo generados por otros usuarios cercanos. El arranque de grandes cargas eléctricas o el apagado de bancos de capacitores shunt, pueden generar un sag lo suficientemente grande como para afectar el área local. Si un usuario final está ya sujeto a bajas de tensión crónicas, incluso un sag de una amplitud relativamente baja puede tener efectos perjudiciales.

Sags causados internamente, dentro de las facilidades del usuario son típicamente generados por el arranque de grandes cargas tales como motores o magnetos. El gran flujo de corriente requerido para arrancar estos tipos de carga, causa una disminución en el nivel de tensión disponible para otros equipos que comparten el mismo sistema eléctrico. Así como con los sags causados externamente, los generados internamente serán distinguidos por situaciones de baja tensión crónicas como se indica en la figura 1.4.

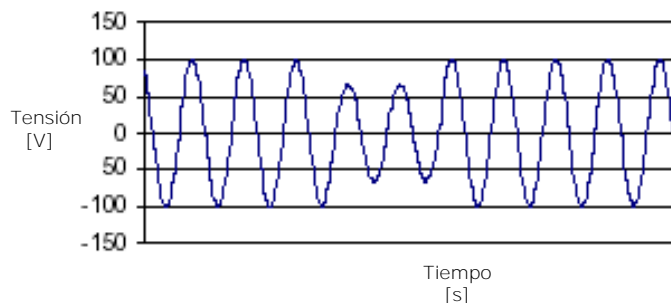


Figura 1.4 Forma de onda con sags.

1.3.3 Swell (sobre de tensión).

Una "hinchazón" o "swell (sobre de tensión)" es el opuesto de un sag, es decir, un aumento de tensión por sobre del 110% del valor nominal, por una mitad de ciclo y hasta un minuto.

Aunque los "swells (sobre de tensiones)" ocurren con menos frecuencia en comparación con los sags, estos pueden causar mal funcionamiento y acelerar el desgaste. "Swells" pueden ser causados al apagar grandes cargas o el encender bancos de condensadores, en la figura 1.5 se muestra una forma de onda típica de un swell⁸.

- ⁸ Melhorn, Mc Granaghan; "Interpretation and Analysis of Power Quality Measurements" IEEE transactions on industry applications vol. 31, No. 6 November/December 1995.

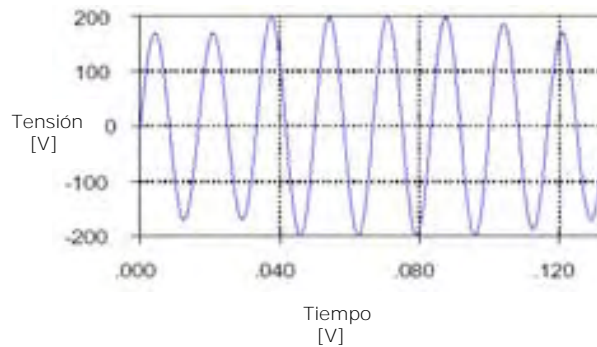


Figura 1.5 forma de onda con swell (sobre de tensión).

1.4 Variaciones de tensión de larga duración.

Se consideran así aquellas desviaciones de tensión a la frecuencia del sistema por lapsos de tiempo mayores de un minuto, y pueden ser sobre tensiones o bajas tensiones⁹.

1.4.1 Sobre tensión.

Es un incremento en el valor eficaz de tensión en C.A. mayor del 110% a la frecuencia del sistema con una duración mayor de 1 minuto.

A diferencia de las sobre tensiones temporales y exceptuando el caso crítico de rayos muy cerca de las instalaciones que producen chispas en los contactos, estas sobre tensiones no presentan una indicación clara de su existencia, que pueda detectarse visualmente en circuitos de alumbrado o en alguna otra forma. Sin embargo, dado que su nivel puede llegar a alcanzar valores de 5 veces o más el valor de tensión nominal, su efecto consiste en aplicar esfuerzos excesivos al aislamiento de diversos equipos o disturbios a componentes electrónicos sensibles. Esto último puede traer como consecuencia la interrupción de programas en procesos, pérdida de información almacenada en memoria o daño del mismo equipo. Otros factores transitorios, dentro de esta clasificación, son las operaciones de conexión y desconexión de motores eléctricos en elevadores, aire acondicionado etc

- ⁹ Enríquez Harper Gilberto; "El abc de la calidad de la Energía Eléctrica", editorial Limusa S.A. de C.V. México D.F. 2004.

1.4.2 Baja tensión.

Una baja tensión es una reducción en el valor eficaz de tensión menor al 90% de tensión a la frecuencia del sistema, con una duración mayor de 1 minuto.

Las variaciones de larga duración en la tensión, ya sean sobre tensiones o baja tensión, según la definición del IEEE, son aquellas con una duración mayor a 1 minuto. Por tal motivo, éstas se deben a la mala regulación de los transformadores y equipos conectados para tal fin, o tal vez a la falla (que puede ser conexión o desconexión) de un banco de capacitores que está instalado con el propósito de compensar potencia reactiva, que ayuda el perfil de la tensión.

1.4.3 Interrupciones sostenidas.

Son los decrementos de tensión de alimentación por un periodo de tiempo que excede a 1 minuto, regularmente son fallas de naturaleza permanente, que es necesario la intervención manual para su restauración.

1.5 Desbalance de tensión.

Como se sabe, los sistemas eléctricos son trifásicos y, debido a la operación misma, regularmente su funcionamiento no es balanceado, lo cual acarrea problemas por sobrecalentamiento de alguna de las fases.

El indicador a controlar será la relación entre la componente inversa y la componente directa de la tensión tal y como se indica en la Fórmula 1.1¹⁰:

$$DT(\%) = \frac{U_i}{U_d} * 100 \dots \dots (1.1)$$

Donde:

U_i : es el valor de la componente inversa de voltaje.

U_d : es el valor de la componente directa de voltaje

Este indicador se determinará en forma indirecta tal como se indica en las Fórmulas 1.2 y 1.3:

- ¹⁰ G. T. Heydt, "Electric Power Quality". West Lafayette: Stars in a Circle Publications, 1991.

$$\beta_V = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2} \dots \dots \dots (1.2)$$

$$DT(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta_V}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta_V}}} * 100 \dots \dots \dots (1.3)$$

Donde:

U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} : son los valores eficaces de las tensiones entre fases del sistema.

β_V : Relación de tensiones.

DT: Desbalance de tensión.

1.6 Distorsión de la forma de onda.

Es una deformación de la onda senoidal ideal a la frecuencia fundamental y principalmente caracterizada por el contenido espectral de la señal, las causas de esta variación se debe a los efectos de los siguientes factores¹¹:

- Componente de corriente directa.
- Armónicas.
- Cortes periódicos en la forma de onda (Notches).
- Ruido.

1.6.1 Componente de CD.

Es la presencia de corriente directa en un sistema de corriente alterna, este fenómeno puede ser causado por la presencia en la red de rectificadores de media onda o elementos que contengan diodos.

Se pueden encontrar en todos los niveles de tensión, sus fuentes principales son:

- Convertidores estáticos.
- Ciclo convertidores.
- Motores de inducción.
- Aparatos de arco.

¹¹ G. T. Heydt, "Electric Power Quality". West LaFayette: Stars in a Circle Publications, 1991.

1.6.2 Armónicas.

Son tensiones o corrientes senoidales que tienen frecuencia de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, estas formas de onda se combinan con la frecuencia fundamental y provocan distorsión en la forma de onda, esta distorsión armónica es provocada por las características no lineales de los aparatos o cargas conectadas¹², en la figura 1.6 se muestra una forma de onda senoidal que presenta un grado de distorsión armónica notable.

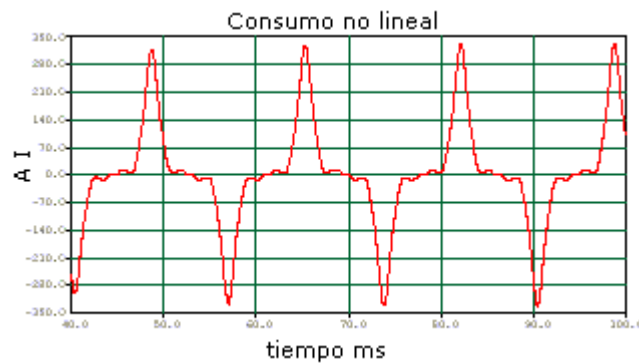


Figura 1.6 Forma de onda con distorsión armónica.

1.6.3 Cortes periódicos en la forma de onda (Notches).

Es un disturbio periódico de tensión causado por la operación normal de aparatos de electrónica de potencia cuando se realiza la conmutación de una fase a otra. La causa más común de este fenómeno son los convertidores trifásicos, ya que al realizar la conmutación entre cada fase, se está provocando un cortocircuito.

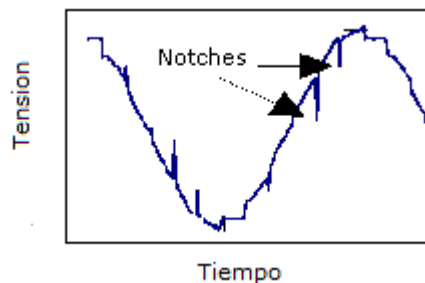


Figura 1.7 Deformación de la forma de onda ocasionada por "Notches".

- ¹² J. R. Linders, "Electric Wave Distortions: Their Hidden Costs and Containment," IEEE Transactions on Industry Applications, Sept./Oct., 1979.

1.6.4 Ruido.

Son señales eléctricas en un ancho de banda menor a 200 kHz superpuestas a la señal fundamental de corriente o tensión del sistema. En los sistemas de potencia, puede ser ocasionado por aparatos de electrónica de potencia, circuitos de control, cargas con rectificadores de estado sólido; regularmente son amplificadas por aterrizamientos incorrectos.¹³

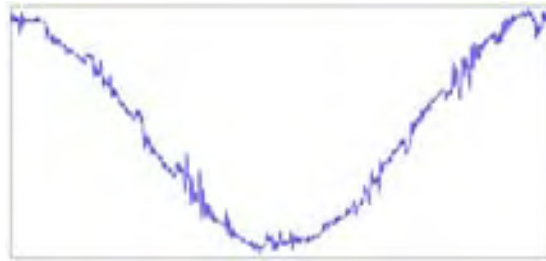


Figura 1.8 Deformación ocasionada por ruido.

Es una forma común de disturbios en sistemas de cómputo es el ruido eléctrico, generado por sistemas de transmisión de señales de radio, operación de lámparas fluorescentes y controladores de atenuación de niveles de iluminación. Este tipo de ruido puede afectar la operación de computadoras al producir diversos problemas durante la ejecución de programas.

1.7 Fluctuaciones de tensión.

Son variaciones sistemáticas en la tensión, o bien, una serie de cambios aleatorios en el valor de tensión, los cuales regularmente no exceden el rango de 0.95-105 p.u. Comúnmente, se expresan como un porcentaje del valor de la fundamental. Este efecto es provocado por cargas que presentan variaciones continuas y rápidas de corriente, especialmente en la componente reactiva. Los arcos de fundición, así como las soldadoras, son la causa más común de las variaciones de tensión en el sistema de transmisión y distribución.

1.7.1 Parpadeo (Flicker)

El efecto flicker es un fenómeno en el cual la tensión cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% de la tensión nominal, pero que puede repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto también llamado "parpadeo" causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia que es detectada por el ojo humano, así como un mal funcionamiento de cargas sensibles. El flicker es causado por cargas grandes como hornos de arco, soldadoras, laminadoras, etc.

- ¹³ Michaels Kenneth M. "Effective grounding of electrical systems." Part 2 EC & M, Febrero 1994.

El límite normal de las fluctuaciones de tensión que generan flicker es del 3% de la tensión nominal de la red, pero pueden producirse variaciones de tensión en escalón que alcancen el 8% de manera poco frecuente (algunas por día) en la red general de alimentación.

Definiciones **(Norma EN50160)**

Parpadeo (flicker): Impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo.

Severidad del parpadeo: Intensidad de molestia provocada por el parpadeo definida por el método de medida UIE-CEI* del parpadeo y evaluada según las cantidades siguientes:

Severidad de corta duración (P_{st}) medida en un período de 10 minutos. $P_{st} = 1$ es el umbral de la perceptibilidad.

Severidad de larga duración (P_{lt}) calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de 2 horas según la siguiente fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}} \dots (1.4)$$

Donde: P_{lt} Severidad de larga duración.

P_{st} Severidad de corta duración.

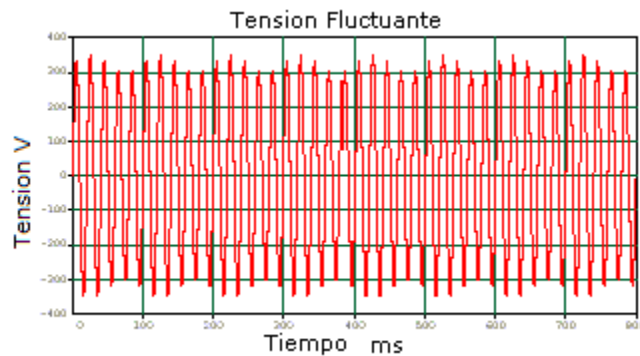


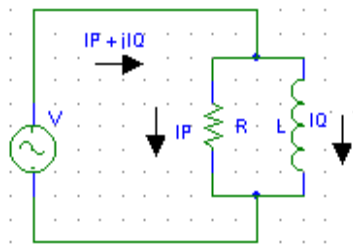
Figura 1.9 flicker (fluctuación de tensión)

- * UIE es la Unión Internacional de Electrotermia, CEI es la Comisión Electrotécnica Internacional.

1.8 Factor de potencia.

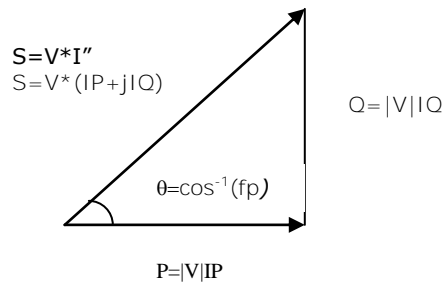
Es simplemente el nombre dado a la relación de la potencia activa usada en un circuito, expresada en Watts o kilowatts (KW), a la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación, expresada en volt-amper o kilovolt-amper (KVA).

Las cargas en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de devanados. Este carácter reactivo obliga que junto al consumo de potencia activa (KW) se sume el de una potencia llamada reactiva (KVAR), las cuales en su conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias.



(a)

$$I_t = I_P + jI_Q = \frac{P - jQ}{V} \dots (1.5)$$



(b)

$$Q = P * \tan(\cos^{-1}(fp)) \dots (1.6)$$

Donde: I_t : Corriente total del circuito.

I_P : Corriente real.

I_Q : Corriente reactiva.

P : Potencia real.

Q : Potencia reactiva.

S : Potencia aparente

fp : Factor de potencia.

V : Tensión.

L : Valor de la Inductancia.

R : Valor de la resistencia.

Figura 1.10 Circuito con representación de la corriente activa y reactiva (a) Triángulo de Potencias (b).

1.8.1 Bajo factor de potencia

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos, es necesaria para producir el flujo electromagnético que pone en funcionamiento elementos tales como: motores, transformadores, lámparas fluorescentes, etc. Cuando la cantidad de estos equipos es apreciable los requerimientos de potencia reactiva también se hacen significativos, lo cual produce una disminución exagerada del factor de potencia. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

Cargas puramente resistivas, tales como alumbrado incandescente, resistencias de calentamiento, etc. no causan este tipo de problema ya que no necesitan de la corriente reactiva.

El hecho de que exista un bajo factor de potencia produce los siguientes inconvenientes:

Al suscriptor:

- Aumento de la intensidad de corriente.
- Pérdidas en los conductores y fuertes caídas de tensión.
- 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.
- Mayores capacidades en líneas de transmisión y distribución así como en transformadores para el transporte y transformación de esta energía reactiva.
- Elevadas caídas de tensión y baja regulación de tensión.

Una forma de que las empresas de electricidad a nivel nacional e internacional hagan reflexionar o controlar el consumo de energía reactiva ha sido a través de un cargo por demanda, es decir cobrándole por capacidad suministrada en KVA. Factor donde se incluye el consumo de los KVAR que se entregan.

1.8.2 Mejora del Factor de Potencia.

Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores eléctricos estáticos, o utilizando motores sincrónicos disponibles en la industria.

El consumo de KW y KVAR (KVA) se mantienen inalterables antes y después de la compensación reactiva (instalación de los condensadores), la diferencia estriba en que al principio los KVAR requeridos, debían ser producidos, transportados y entregados por la empresa de distribución de energía eléctrica. Esta potencia reactiva puede ser generada y entregada de forma económica, por cada una de las instalaciones que lo requieran, a través de los bancos de capacitores y/o motores sincrónicos, evitando a la empresa de distribución de energía eléctrica, el generarla transportarla y distribuirla por sus redes.

Midiendo la energía activa y reactiva que consumen las instalaciones existentes, se puede calcular la potencia reactiva necesaria (KVAR) que deben tener los condensadores para lograr la compensación deseada.

Por lo general se recomienda realizar registros trifásicos donde se monitoree para cada fase y para el total de la instalación: Potencia Activa (KW) y Reactiva (KVAR), Tensión y Energía (KWH). Los valores de corriente, potencia aparente (KVA) y factor de potencia (FP) se calculan a partir de las lecturas anteriores, sin embargo, si el registrador dispone de la suficiente capacidad podrán ser leídos también directamente.

Los intervalos de medición recomendados oscilan entre cada 5 y cada 15 min. como máximo. De esta forma se podrá obtener una curva de carga completa la cual mostrará la máxima capacidad posible de instalar sin el riesgo de caer en sobre compensación reactiva.

También es importante, registrar con las mediciones, el grado de distorsión armónica existente; con el objeto de evitar la posibilidad de resonancia entre estos y los bancos de capacitores a instalar.

1.9 Distorsión armónica

En un sistema de potencia ideal, la tensión que abastece a los equipos de los consumidores, 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. Esta diferencia con la perfecta senoidal se expresa comúnmente desde el punto de vista de la distorsión armónica de las formas de onda de tensión y de la corriente.

La distorsión de la onda senoidal, generalmente ocurre en múltiplos de la frecuencia fundamental. Así sobre un sistema de potencia de 60 Hz, la onda armónica tiene una frecuencia expresada por:

$$F_{armonicas} = nx60Hz. . . . (1.7)$$

Donde n es un entero.

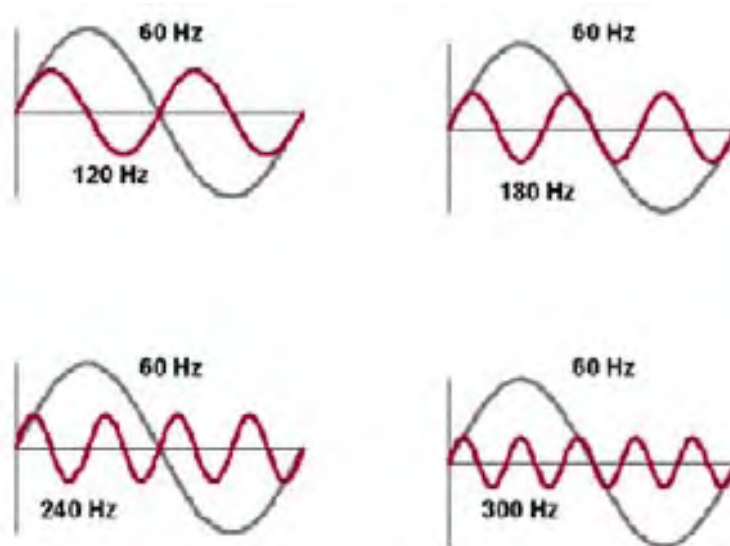


Figura 1.11 La onda senoidal a la frecuencia fundamental (60 Hz) y su 2do, 3ro, 4to, y 5to armónicos.

La figura 1.12 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 ¹⁵.

- ¹⁵ Mark Waller, "Harmonics, a field handbook for the Professional and the Novice," PROMPT Publications, 1994.

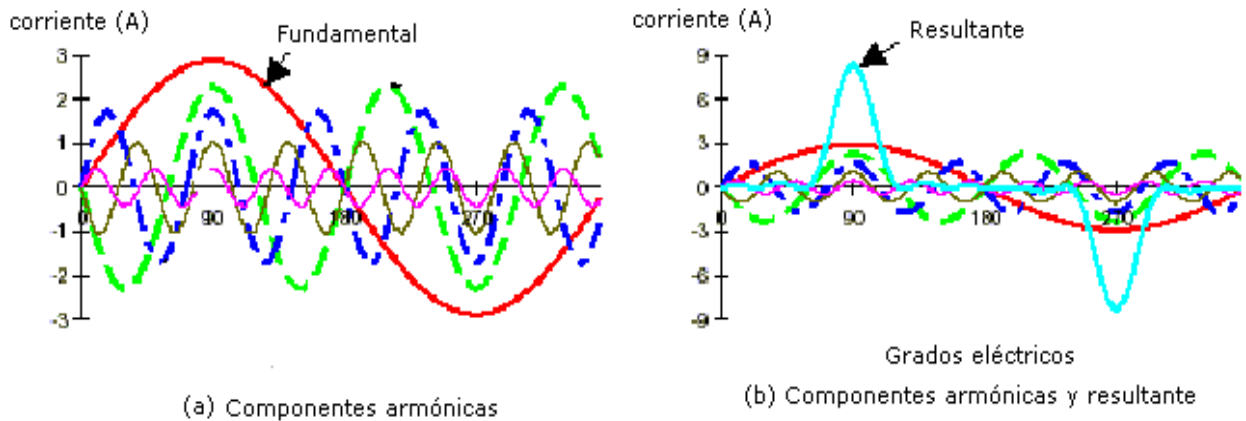


Figura 1.12 Descomposición de la señal en armónicas.

Con el creciente aumento en el uso de cargas no lineales (procedentes de la electrónica de potencia), se han empezado a tener algunos problemas en las instalaciones eléctricas debido a los efectos de las componentes armónicas de corrientes y tensiones en el sistema eléctrico, que no se contemplaban anteriormente. Entre estos están el sobrecalentamiento de cables, transformadores y motores, corrientes excesivas en el neutro, fenómenos de resonancia entre los elementos del circuito (si se cuentan con bancos de capacitores para corrección del factor de potencia) y en general la calidad en el suministro de energía eléctrica se ha ido deteriorando por la distorsión presente en las tensiones y corrientes.

Esta situación puede llegar a causar un funcionamiento incorrecto de muchos equipos (especialmente los menos robustos) que han sido diseñados para operar bajo condiciones normales (poca distorsión armónica). Además, se presenta un incremento en los costos de operación como resultado de algunos factores ligados a la generación de armónicas. Estos problemas han sido ampliamente analizados en libros y artículos, se han desarrollado equipos de medición sofisticados que permiten realizar estudios acerca de éstos y además se cuenta con prácticas recomendadas para tener cierto grado de control sobre los mismos.

1.9.1 Importancia de entender los Armónicos.

Hoy día son necesarias las bases en el conocimiento de las armónicas para reducir su incidencia, debido a tres razones principales:

1. La proliferación en el uso de los convertidores estáticos de potencia.
2. Las resonancias de red han aumentado.
3. Las cargas del sistema de potencia son cada vez más sensibles al armónico.

En el sistema de potencia, las corrientes armónicas son el problema principal, ocasionando recalentamiento y pérdida de vida útil. El impacto es peor cuando la resonancia de la red amplifica las corrientes armónicas. Los armónicos pueden también interferir en la operación de relevadores y medidores.

El desempeño de los equipos de los consumidores, tales como controladores de velocidad de motores y fuentes de alimentación de computadoras, pueden ser adversamente afectado por los armónicos. Además, las corrientes armónicas que fluyen sobre las líneas de potencia pueden inducir ruido sobre líneas cercanas de comunicación.

La distorsión armónica de tensión ocasiona esfuerzos en el aislamiento de equipos, ocasiona una descarga parcial, o efecto corona, dentro de los dieléctricos.

El problema de los armónicos es agravado frecuentemente por la tendencia actual de instalar condensadores para mejorar el factor de potencia o regular la tensión. Debido a que los capacitores se instalan en paralelo con la inductancia de el sistema de potencia, puede producirse una condición resonante a la frecuencia dada por:

$$f_{resonante} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}} \dots \dots (1.8)$$

Donde L representa la inductancia del sistema de potencia, y la C representa la capacitancia del capacitor instalado.

Si una corriente armónica es inyectada (desde un convertidor estático de potencia, por ejemplo) con una frecuencia cercana a la frecuencia resonante, puede entonces circular una alta corriente oscilante, la que podría quemar el fusible de los condensadores y producir tensiones armónicas altas.

1.9.2 Las fuentes de Armónicos

En general, cualquier tipo de carga no lineal conectada al sistema eléctrico causará distorsión armónica. A continuación se muestra una lista de ejemplos comunes de fuentes de armónicas en sistemas de potencia, cuyos efectos se pueden despreciar de manera segura en sistemas de distribución:

- a. Saturación de transformadores
- b. Corrientes de energización de transformadores
- c. Conexiones al neutro de transformadores
- d. Fuerzas magnetomotrices en máquinas rotatorias de corriente alterna
- e. Hornos de arco eléctrico
- f. Lámparas fluorescentes
- g. Fuentes reguladas por conmutación
- h. Cargadores de baterías
- i. Compensadores estáticos de VAR's**
- j. Variadores de frecuencia para motores ("drives"), inversores**
- k. Convertidores de estado sólido

Es importante señalar que las armónicas son una situación de estado estable, por lo que no se deben confundir con fenómenos transitorios. Aun y cuando las corrientes de energización en los transformadores son transitorios en sistemas eléctricos, también se pueden citar dentro de fuentes que producen armónicas si operan en sistemas que presentan una resonancia aguda en alguna de las frecuencias de esta corriente (en su mayoría la 2da, 3ra, 4ta y 5ta armónicas). Esto causaría una distorsión en la tensión que a su vez afectará a la corriente de energización del transformador, por ende excitando aún más la frecuencia de resonancia del sistema e incrementando la distorsión en tensión hasta niveles que pueden degradar o dañar equipo en forma instantánea o eventual.

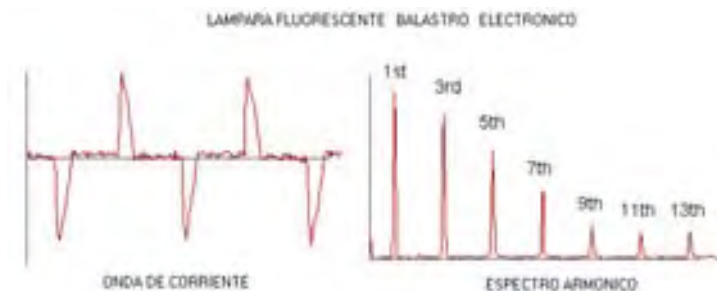


Figura 1.13 Ejemplo de distorsión de onda y espectro armónico.

1.9.3 Los efectos de los Armónicos

Los efectos de los armónicos se dividen en tres categorías generales:

1. Efectos sobre el sistema de potencia mismo.
2. Efectos sobre la carga del consumidor.
3. Efectos sobre circuitos de comunicación

Los efectos producidos por las armónicas en los componentes de los sistemas eléctricos han sido analizados tanto para circuitos particulares como para toda una red interconectada, no obstante en algunos casos es muy difícil cuantificarlos en forma específica puesto que dependen de muchos factores. A continuación se presentará un compendio de los mismos.

1.9.3.1 Efecto en cables y conductores

Al circular corriente directa a través de un conductor se produce calentamiento como resultado de las pérdidas por efecto Joule, I^2R , donde R es la resistencia a corriente directa del cable y la corriente esta dada por el producto de la densidad de corriente por el área transversal del conductor. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente que transporta el cable (manteniendo su valor rms igual al valor de corriente directa) disminuye el área efectiva por donde ésta circula puesto que la densidad de corriente crece en la periferia exterior, lo cual se refleja como un aumento en la resistencia efectiva del conductor.

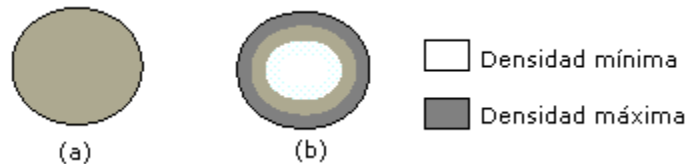


Figura 1.14 Densidades de corriente en un mismo conductor;
(a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.

Por lo tanto, la resistencia a corriente alterna de un conductor es mayor que su valor a corriente directa y aumenta con la frecuencia, por ende también aumentan las pérdidas por calentamiento.

A frecuencia de 60 Hz, este efecto se puede despreciar, no por que no exista, sino por que este factor se considera en la manufactura de los conductores¹⁶. Sin embargo con corrientes distorsionadas, las pérdidas por efecto Joule son mayores por la frecuencia de las componentes armónicas de la corriente. La siguiente tabla muestra la razón entre la resistencia de alterna y la de directa producida por el efecto piel en conductores redondos, a frecuencias de 60 y 300 Hz.

Tamaño del conductor	Resistencia CA/60 Hz	Resistencia CD/300 Hz
300 MCM	1.01	1.21
450 MCM	1.02	1.35
600 MCM	1.03	1.50
700 MCM	1.04	1.60

Tabla 1.4 Consecuencia del efecto piel en conductores.

1.9.3.2 Efecto en transformadores

La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (50 ó 60 Hz), lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil. Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas I^2R , pérdidas por corrientes de Eddy y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de las armónicas en estas pérdidas se explica a continuación:

Pérdidas sin carga o de núcleo¹⁷ producidas por la tensión de excitación en el núcleo: la forma de onda de tensión en el primario es considerada senoidal independientemente de la corriente de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no senoidales. Aunque la corriente de magnetización consiste de armónicas, éstas son muy pequeñas comparadas con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

- ¹⁶ J. R. Linders, "Electric Wave Distortions: Their Hidden Costs and Containment," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-15, NO. 5, pp. 458-471, Sept./Oct., 1979.

- ¹⁷ L. W. Pierce, "Transformer Design and Application Consideration for Nonsinusoidal Load Currents," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 32, NO. 3, pp. 633-645, May/June, 1996.

Pérdidas I^2R : si la corriente de carga contiene componentes armónicas, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

Pérdidas por corrientes eddy ¹⁸: estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no senoidal. Estas pérdidas se pueden expresar como:

$$P_e = P_{e,R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{IR} \right]^2 h^2 \dots (1.9)$$

Donde:

h = armónica

I_h = corriente de la armónica h, en amperes

IR = corriente nominal, en amperes

P_e, R = pérdidas eddy a corriente y frecuencia nominal

Pérdidas adicionales : estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo de transformador contribuirán o no en la elevación temperatura del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y la frecuencia, como se muestra en la siguiente ecuación .

$$P_{AD} = P_{AD,R} \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} \left[\frac{I_h}{IR} \right]^2 h \dots (1.10)$$

donde:

P_{AD}, R = pérdidas adicionales a corriente y frecuencia nominal

Aunado a estas pérdidas, algunas cargas no lineales presentan una componente de corriente directa en la corriente de carga. Si este es el caso, esta componente aumentará las pérdidas de núcleo ligeramente, pero incrementarán sustancialmente la corriente de magnetización y el nivel de sonido audible , por lo que este tipo de cargas se debe evitar.

En el caso de transformadores conectados en delta - estrella (comúnmente de distribución) que suministran cargas no lineales monofásicas como pueden ser fuentes reguladas por conmutación, las armónicas "triplen" (múltiplos de 3) circularán por las fases y el neutro del lado de la estrella, pero no aparecerán en el lado de la delta (caso balanceado), ya que se quedan atrapadas en ésta produciendo sobrecalentamiento de los devanados ¹⁹. Se debe tener especial

- ¹⁸ American National Standard ANSI/IEEE C57.110-1986, "Recommended Practices for Establishing Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Current". New York: IEEE Press, 1988.

- ¹⁹ A. Llamas, A. Tejada, "Transformador Delta Estrella con Cargas No Lineales Monofásicas, " Artículo de divulgación del Programa de Graduados en Ingeniería, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITESM, 1996.

cuidado al determinar la capacidad de corriente de estos transformadores bajo condiciones de carga no lineal puesto que es posible que los volts-amperes medidos en el lado primario sean menores que en el secundario.

Con el constante aumento de cargas no lineales, se han llevado a cabo estudios para disminuir la capacidad nominal de los transformadores ya instalados que suministran energía a este tipo de cargas. Además, en el caso de transformadores que operarán bajo condiciones de carga no lineal, es conveniente en lugar de sobredimensionar el transformador, utilizar un transformador con un factor K mayor a 1 (Cap. 3-3.4)

Estos transformadores son aprobados por UL (Underwriter's Laboratory) para su operación bajo condiciones de carga no senoidal, puesto que operan con menores pérdidas a las frecuencias armónicas²⁰. En el capítulo 3 se explicará mas acerca del **factor K**.

1.9.3.3 Efecto en interruptores.

Los fusibles e interruptores termomagnéticos operan por el calentamiento producido por el valor rms de la corriente, por lo que protegen de manera efectiva a los conductores de fase y al equipo contra sobrecargas por corrientes armónicas. Por otro lado, la capacidad interruptiva no se ve afectada por las componentes armónicas en los sistemas eléctricos puesto que durante condiciones de falla, las fuentes que contribuyen a la misma son de frecuencia fundamental ²¹.

1.9.3.4 Efecto en las barras de neutros.

Dado que este es el primer punto de unión de los neutros de las cargas monofásicas, en el caso balanceado, las corrientes (fundamental y armónicas) de secuencia positiva y negativa se cancelan aquí. Estas barras pueden llegar a sobrecargarse por el efecto de cancelación de las componentes armónicas de secuencia positiva y negativa entre los conductores neutros que sirven diferentes cargas. En el caso de corrientes armónicas de secuencia cero (armónicas "triplen"), estas no se cancelarán en el neutro aun con condiciones balanceadas, por lo que estas barras se pueden sobrecargar por el flujo de estas corrientes. En la realidad, las barras de neutros transportan corrientes de secuencia positiva y negativa producidas por el desbalance de

- ²⁰ G. W. Massey, "Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, NO. 3, pp. 513-519, May/June, 1995.

- ²¹ G. W. Massey, "Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, NO. 3, pp. 513-519, may/June, 1995.

cargas más las armónicas “triplen” de secuencia cero generadas por éstas. Por esta razón las barras que están dimensionadas para soportar la misma corriente de fase pueden sobrecargarse fácilmente en presencia de cargas no lineales. En el caso de que se estén alimentando cargas no lineales, es recomendable que las barras de neutros tengan una capacidad de corriente igual al doble de la de las fases.

1.9.3.5 Efecto en los bancos de capacitores.

El principal problema que se puede tener al instalar un banco de capacitores en circuitos que alimenten cargas no lineales es la resonancia tanto serie como paralelo. A medida que aumenta la frecuencia, la reactancia inductiva del circuito equivalente del sistema de distribución aumenta, en tanto que la reactancia capacitiva de un banco de capacitores disminuye. Existirá entonces al menos una frecuencia en la que las reactancias sean iguales, provocando la resonancia.

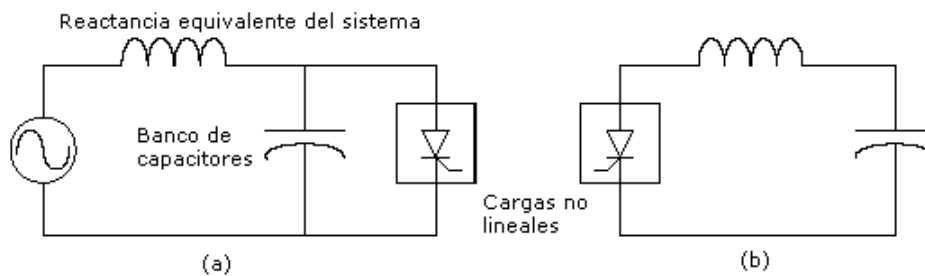


Figura 1.15 Circuitos que ejemplifican: (a) resonancia paralelo y (b) resonancia serie

Resonancia paralelo: La carga no lineal inyecta al sistema corrientes armónicas, por lo que el efecto de dichas corrientes se puede analizar empleando el principio de superposición. De esta manera, el circuito equivalente a distintas frecuencias se puede dibujar como:

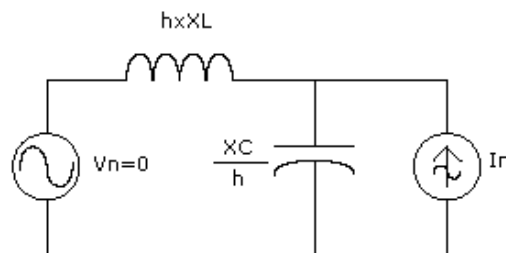


Figura 1.16 Circuito equivalente para el análisis del sistema a frecuencias armónicas.

Donde:

XL = reactancia inductiva a frecuencia fundamental

XC = reactancia capacitiva a frecuencia fundamental

En general, la fuente de tensión V_h vale cero (corto circuito), puesto que sólo presenta tensión a frecuencia fundamental. Entonces a frecuencias armónicas, el circuito equivalente visto por la carga (fuente de corrientes armónicas) será una inductancia y capacitancia en paralelo, por lo que la frecuencia de resonancia se tendrá cuando:

$$f = f_1 \sqrt{\frac{XC}{XL}} \dots (1.11)$$

Donde

f_1 = frecuencia fundamental

Si la carga inyecta una corriente armónica de una frecuencia igual o cercana a la frecuencia de resonancia paralelo del sistema, entonces las corrientes y tensiones experimentarán una amplificación puesto que la admitancia equivalente se acerca a cero (impedancia muy alta). Esto produce los problemas de calentamiento inherentes a las corrientes armónicas (en cables, transformadores, interruptores), la operación de fusibles, y el posible daño o envejecimiento prematuro de equipo.

Resonancia Serie: En este caso la expresión matemática de la frecuencia de resonancia es la misma que la anterior (1.11), la diferencia es que ahora el circuito presenta una trayectoria de baja impedancia a las corrientes armónicas (casi un corto circuito). Esta resonancia causará problemas similares a los que se tienen en el caso de la resonancia paralelo.

Una forma de minimizar los problemas de resonancia por la instalación de bancos de capacitores consiste en distribuir los mismos en diferentes puntos del sistema, para alejar la frecuencia de resonancia a valores más altos. También es importante considerar que los capacitores se deben conectar en delta y/o estrella no aterrizada (para evitar atraer las armónicas "triplen") en sistemas menores a 69 kV.

1.9.3.6 Efecto en los motores de inducción.

Fundamentalmente, las armónicas producen los siguientes efectos en las máquinas de corriente alterna: un aumento en sus pérdidas y la disminución en el par generado. Este ha sido el tema de análisis de muchos artículos por su importancia en la industria y a continuación se mostrará un estudio simplificado de estos efectos.

Pérdidas en los motores de inducción: si la tensión que se alimenta a un motor de inducción contiene componentes armónicas, entonces se incrementarán sus pérdidas I^2R en el rotor y estator, pérdidas de núcleo (eddy e histéresis) y pérdidas adicionales, en tanto que las pérdidas

de fricción y ventilación no son afectadas por las armónicas. En forma más detallada, tenemos el siguiente análisis de las pérdidas.

1. Pérdidas I^2R en el estator: según IEEE ²², las pérdidas en el estator son determinadas utilizando la resistencia a corriente directa de la máquina, corregida a la temperatura especificada. Al operar la máquina de inducción con tensiones con contenido armónico no sólo aumentan estas pérdidas por el efecto piel que incrementa el valor de la resistencia efectiva, sino que también aumenta el valor de la corriente de magnetización, incrementándose aún más las pérdidas I^2R .
2. Pérdidas I^2R en el rotor: éstas aumentan de manera más significativa que las anteriores, por el diseño de la jaula en los motores de inducción que se basa en el aprovechamiento del efecto piel para el arranque. Esta resistencia aumenta en forma proporcional a la raíz cuadrada de la frecuencia y por ende las pérdidas.
3. Pérdidas de núcleo: estas pérdidas son función de la densidad de flujo en la máquina. Estas aumentan con excitación de tensión no senoidal puesto que se tienen densidades de flujo pico más elevadas, sin embargo su aumento es aún menor que el de las pérdidas mencionadas anteriormente e incluso son más difíciles de cuantificar.
4. Pérdidas adicionales: son muy difíciles de cuantificar aun bajo condiciones de tensión senoidal. Al aplicar tensión no senoidal, éstas aumentan en forma particular para cada máquina.

Par en el motor de inducción: las armónicas de secuencia positiva producen en el motor de inducción un par en el mismo sentido de la dirección de rotación, en tanto que las de secuencia negativa tienen el efecto opuesto. En caso de que se tenga conectado el neutro, el par producido por las armónicas "triplen" es igual a cero. Dependiendo del contenido armónico de la tensión aplicada, el par promedio de operación puede verse disminuido considerablemente sin embargo en la mayoría de los casos el efecto producido por las armónicas de secuencia negativa se cancela con el efecto de las de secuencia positiva, por lo que su efecto neto en el par promedio puede despreciarse.

La interacción de las corrientes armónicas del rotor con el flujo en el entrehierro de otra armónica resultan pares pulsantes en los motores, los que pueden afectar la calidad del producto

- ²² IEEE Power Engineering Society, IEEE Std. 112-1991: IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators. New York: IEEE Press, 1991.

donde las cargas de los motores son sensibles a estas variaciones. Estos pares pulsantes también pueden excitar una frecuencia de resonancia mecánica lo que resultaría en oscilaciones que pueden causar fatiga de la flecha y otras partes mecánicas conectadas. Por lo general la magnitud de estos pares es generalmente pequeña y su valor promedio es cero ²³.

1.9.3.7 Efectos en otros equipos.

Equipos electrónicos sensitivos son susceptible a operación incorrecta a causa de las armónicas. En algunos casos estos equipos dependen de la determinación precisa del cruce por cero de la tensión u otros aspectos de la forma de onda del mismo, por lo que condiciones de distorsión pueden afectar su operación adecuada. En lo que respecta a equipo de medición e instrumentación éstos son afectados por las componentes armónicas, principalmente si se tienen condiciones de resonancia que causen altas tensiones armónicas en los circuitos. Para el caso de medidores se pueden tener errores positivos o negativos, dependiendo del tipo de medidor y de las armónicas involucradas.

1.9.4 Análisis de los Armónicos.

En la literatura correspondiente a armónicas en sistemas de potencia es frecuente encontrar los siguientes términos: factor de cresta, valor rms verdadero, distorsión armónica y espectro normalizado.

A continuación se presentan las definiciones de tales términos y se determinan los valores mencionados utilizando un ejemplo de corriente con distorsión.

Factor de cresta: Es la relación del valor pico (cresta) al valor rms de una forma de onda periódica, la ecuación que representa tal definición es:

$$f.c = \frac{\text{valor_pico}}{\text{valor_rms}} \dots \dots (1.12)$$

Debido a que el valor rms de una senoidal es el valor pico entre $\sqrt{2}$, el factor de cresta de una senoidal es $\sqrt{2}$

- ²³ E. A. Klingshirn, H. E. Jordan, "Polyphase Induction Motor Performance and Losses on Nonsinusoidal Voltage Sources," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 87, NO. 3, pp. 624-631, March, 1968.

El valor promedio: de una forma de onda periódica es el área bajo la curva de la onda en un período T, entre el tiempo del período. Matemáticamente se escribe como:

$$F_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \dots (1.13)$$

Siendo F_{prom} el valor promedio de la forma de onda. El valor promedio de una senoidal es cero, el valor promedio de una senoidal rectificadas es $\frac{2}{\pi} V_p$ siendo V_p el valor pico de la senoidal.

El valor efectivo: o valor rms de una función periódica es la raíz cuadrada del valor promedio de la función al cuadrado, matemáticamente esto es

$$F_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T f^2(t) dt} \dots (1.14)$$

Siendo F_{rms} el valor rms de la forma de onda. El valor rms de una senoidal es el valor pico entre $\sqrt{2}$. El valor rms de una función formada por componentes senoidales de frecuencia distinta está dado por la raíz cuadrada de los cuadrados de los valores rms de dichas componentes, esto es, el valor rms de:

$$i(t) = \sqrt{2}I_1 \sin(\omega_1 t) + \sqrt{2}I_2 \sin(\omega_2 t) + \sqrt{2}I_3 \sin(\omega_3 t)$$

Esta dado por $I_{rms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2}$ si las frecuencias angulares ω_1 , ω_2 y ω_3 son distintas.

Distorsión armónica total. "Total Harmonic Distortion (THD)". También se le conoce como factor armónico o factor de distorsión. Es la relación del valor rms de la distorsión al valor rms de la fundamental. Debido a que la fundamental no contribuye a la distorsión, el valor efectivo de la distorsión es la raíz de la suma de los cuadrados de los valores rms de las armónicas, de la segunda en adelante.

$$THD = \frac{\text{valor rms de la distorsion}}{\text{valor rms de la fundamental}} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots + I_{h_{max}}^2}}{I_1} \dots (1.15)$$

Al incluir el valor rms de la fundamental, I_1 , dentro del radical se obtiene:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h \max} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2}$$

El cociente I_h / I_1 es el valor rms de la armónica h dividido por el valor rms de la fundamental, este cociente está en por unidad, también se puede decir que ha sido normalizado tomando como base el valor rms fundamental. Este grupo de cocientes forman el **espectro normalizado**.

Factor K. El factor K indica la capacidad de un transformador para alimentar cargas no senoidales sin sobrecalentarse. El factor K está dado por la siguiente expresión:

$$K = \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 * h^2 \dots (1.16)$$

Donde I_h es el valor efectivo de la corriente armónica h , en pu (por unidad) del valor efectivo de la corriente nominal. El factor K de una corriente de carga se puede obtener con la misma ecuación y con I_h en pu de corriente total. Si se tienen los datos de las corrientes armónicas en pu de fundamental, el factor K se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$K = \left(\frac{I_1}{I} \right)^2 \sum_{h=1}^{h=h \max} I_h^2 * h^2 \dots (1.17)$$

Donde:

I_1 : es el valor efectivo de la corriente fundamental en A rms.

I : es el valor efectivo de la corriente en A rms.

I_h : es el valor efectivo de la corriente armónica h , en pu de corriente fundamental.

1.10 Regulación de tensión.

La causa principal para definir las holguras de tensión, con respecto al valor nominal, se relaciona con garantizar el funcionamiento de equipos en rangos específicamente determinados. Los equipos que son más afectados por una mala regulación de tensión son las luminarias (que disminuyen fuertemente su vida útil cuando la tensión crece) y los motores (que aumentan sus pérdidas y a veces no arrancan cuando la tensión es muy bajo).

Una caída de tensión elevada en el sistema de transmisión se puede deber a:

- a) Transformadores subdimensionados.
- b) Cables subdimensionados.

Las normas internacionales, plantean las siguientes holguras con respecto a la tensión nominal en cualquier punto de conexión entre una empresa eléctrica y cada cliente.

- a) En baja tensión, excluyendo periodos con interrupciones del suministro, la tensión deberá estar dentro de rango de -7.5% a $+7.5\%$ durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro, se entiende como baja tensión a tensiones nominales menores o iguales a 660 V entre fases.
- b) En media tensión, la tensión deberá estar dentro de rango de -6.0% a $+6.0\%$,en las mismas condiciones descritas en a), se entiende como media tensión a tensiones nominales mayores que 660 V Y menores o iguales a 44 KV entre fases.
- c) En alta tensión, la tensión deberá estar dentro de rango de -6.0% a $+6.0\%$,para tensiones nominales mayores que 44 kV Y menores o iguales a 154 KV entre fases y de -5.0% a $+5.0\%$,para tensiones nominales mayores que 154 kV entre fases.

1.11 Desbalance de tensión.

El indicador a controlar será la relación entre la componente inversa y la componente directa de la tensión:

$$DT(\%) = \frac{U_i}{U_d} * 100 \dots \dots (1.18)$$

Donde:

U_i : es el valor de la componente inversa de voltaje.

U_d : es el valor de la componente directa de voltaje.

Este indicador se determinará en forma indirecta a partir de:

$$\beta v = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2} \dots (1.19)$$

$$DT(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta v}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta v}}} * 100 \dots (1.20)$$

Donde:

U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} : son los valores eficaces de las tensiones entre fases del sistema.

βv : Relación de tensiones.

DT: Desbalance de tensión.

El desbalance en tensión en Baja Tensión (240 y 400V), Media Tensión (6.6kV, 15 kV y 22kV) y en Subtransmisión (31.5 kV y 60 kV) no deberá superar el 2%

1.12 Normatividad sobre calidad de energía .

Los disturbios en el sistema fueron un factor en el diseño de sistemas de alimentación a finales de los 60's y 70's. Consecuentemente, muy pocas normas tratan con la definición de calidad de energía, pero se ha trabajado para desarrollar normas en esta área. Las normas significativas con respecto a la calidad de energía se muestran en el siguiente cuadro y a continuación se mencionará de manera descriptiva el contenido de algunas de ellas.

Perturbación	Categoría de normalización.	de Estándares IEEE	Estándares IEC
Tensiones y corrientes armónicas(resonancia TIF y muescas)	Ambiente/compatibilidad	Ninguna	IEC 61000-2-1/2
	Emisión/Limites de inmunidad.	IEEE 519	IEC 61000-3-2/4 (555)
	Pruebas y medidas.	Ninguna	IEC 61000-4-7/13
	Instalación/Mitigación	IEEE 519 ^a	IEC 61000-5-5
	Componente térmica	IEEE/ANSI C57.110	Ninguna
Nivel de Tensión (Regulación desbalance, fluctuaciones y parpadeo)	Ambiente/compatibilidad	IEEE 141, 241, 1841	IEC 38/BTTF 68-6
	Emisión/Limites de inmunidad.	ANSI C84.1	IEC 61000-3-3/5 (555)
	Pruebas y medidas.	Ninguna	IEC 61000-4-1/14/15
	Instalación/Mitigación	IEEE 141, 241, 1100	IEC 61000-5-X
	Parpadeo de luz	IEEE 141.519	IEC 868 (61000-4-15)

Tabla 1.5 Descripción de las normas relacionadas con calidad de energía (a).

Perturbación	Categoría de normalización.	Estándares IEEE	Estándares IEC
Huecos de Tensión.	Ambiente/compatibilidad	IEEE 1250	IEC 61000-2-4
	Emisión/Limites de inmunidad.	IEEE P 1346	IEC 61000-3-3/5 (555)
	Pruebas y medidas.	Ninguna	IEC 61000-4-1/11
	Instalación/Mitigación	IEEE 446, 1100, 1159	IEC 61000-5-X
	Apertura de fusible	IEEE 242 (Protección)	IEC 364
Transitorios y sobre tensiones.	Ambiente/compatibilidad	IEEE/ANSI C62.41	IEC 61000-2-5
	Emisión/Limites de inmunidad.	Ninguna	IEC 61000-3-X
	Pruebas y medidas.	IEEE/ANSI C62.45	IEC 61000-4-1/2/4/5/12
	Instalación/Mitigación	C62 Series, 1100	IEC 61000-5-X
	Ruptura de aislamiento	Ninguna	IEC 664

Tabla 1.6 Descripción de las normas relacionadas con calidad de energía (b).

1.12.1 Interpretación del estándar IEEE-519

En 1981, el Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE) elaboró el estándar IEEE-519 titulado "Prácticas Recomendadas y Requerimientos para control de armónicas en sistemas de potencia". El documento establece los niveles de distorsión de tensión aceptables en sistemas de distribución al mismo tiempo que establece límites en la distorsión armónica de corriente que los usuarios pueden "inyectar" al sistema. A continuación se presenta una explicación simplificada sobre la aplicación de este estándar desde el punto de vista del usuario.

Las normas estadounidenses con respecto a los armónicos han sido agrupadas por la IEEE en la norma 519: IEEE Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia. IEEE 519 hace referencia no solo al nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual sino también a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

Se debe tomar en cuenta que la IEEE 519 esta limitada por tratarse de una colección de recomendaciones prácticas que sirven como guía tanto a consumidores como a distribuidores de energía eléctrica.

El propósito de la IEEE 519 es el de recomendar límites en la distorsión armónica según dos criterios distintos, específicamente:

1. Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
2. Se establece una limitación en el nivel de tensión armónica que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

El estándar IEEE-519 establece límites para los niveles de distorsión de tensión para las compañías suministradoras de energía. Estos límites está en función del nivel de tensión de suministro tal y como lo muestra siguiente tabla.

Tensión	Armónicas Individuales	THD(%)
V<69kV	3.0	5.0
69 kV <V<161kV	1.5	2.5
V>161kV	1.0	1.5

Tabla 1.7 Niveles de distorsión de tensión IEEE-519

El estándar también establece límites para los niveles de distorsión de corriente que puede ser "inyectada: por parte de los usuarios. Estos límites se establecen para cada una de las armónicas individuales así como para la distorsión de demanda total (TDD) y están en función del nivel de corto circuito (MVAcc) en el punto de suministro (punto de acoplamiento común) y del valor RMS de la corriente fundamental correspondiente a la demanda máxima promedio de los últimos doce meses (I_L)

Límites para los niveles de distorsión de corriente

Icc/IL	TDD_h(%) (h<11)	TDD_h(%) (11<=h<17)	TDD_h(%) (17<=h<23)	TDD_h(%) (23<=h<35)	TDD_h(%) (35<=h)	TDD(%)
<20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 a 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 a 100	10	4.5	4	1.5	.7	12
100 a 1000	12	5.5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2.5	1.4	20

Tabla 1.8 Niveles de distorsión de corriente IEEE-519

Donde:

$$I_{cc}(kA) = \frac{MVAcc}{\sqrt{3}[kV_{LL}]} \dots (1.21)$$

$$TDD_h(\%) = 100 \left[\frac{I_h}{I_L} \right] \dots (1.22)$$

$$TDD(\%) = 100 \left[\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=h \max} I_h^2}}{I_L} \right] \dots (1.23)$$

El Estándar IEEE-519 proporciona recomendaciones para mantener los niveles de distorsión dentro de límites aceptables en sistemas eléctricos de potencia.

El mantener los niveles de distorsión de tensión dentro de ciertos límites es responsabilidad tanto de la compañía suministradora de energía eléctrica como de los usuarios.

Es muy importante el definir de manera correcta el punto de acoplamiento común. Este punto debe ser donde los demás usuarios se conectan al sistema de distribución de la compañía suministradora de energía eléctrica.

1.12.2 ANSI C84.1

Las variaciones de tensión en estado estable son definidas por la norma ANSI C84.1. Para tensiones de servicio hasta de 600 V, se espera que la tensión normal de servicio esté dentro de $\pm 5\%$ de la nominal, con variaciones de tanto como $+5.8\%$ hasta -8.3% para períodos cortos.

La Norma ANSI C84.1 recomienda que "los sistemas de suministro eléctrico deberán estar diseñados y operar para limitar el desbalance máximo de tensión al 3% cuando se mida en el medidor de la empresa eléctrica, bajo condiciones sin carga. "

1.12.3 NEMAno. MG-1

La Publicación de Normas NEMAno. MG-1 motores y Generadores(Sección-12.45) establece que "los motores polifásicos de ca deberán operar satisfactoriamente bajo condiciones de operación a carga nominal cuando el desbalance de tensión en las terminales del motor no exceda del 1% ".

La sección I-14.5 de la misma norma proporciona una curva de reducción de carga para desbalances de tensión mayores: 90% con desbalance de 3% y 75% con desbalance de 5% . No se recomienda la operación de motores para desbalances de tensión de más de 5% .

1.12.4 IEEE 1250

El proyecto de Norma IEEE 1250 proporciona una buena discusión de disturbios momentáneos y algunas guías para la atenuación de estos problemas. Este documento no recomienda límites.

Las tensiones bajas temporales a frecuencia fundamental, las cuales llegan a caer a un 88.3% de lo especificado por la Norma ANSI 84. 1, pueden dar como resultado la interrupción de la operación de algún equipo. No existen normas relacionadas con este tipo de disturbios; pero si hay una curva incluida en la Norma ANSI/IEEE 446, el libro naranja, que es un buen punto de referencia; Esta curva fue desarrollada subsecuentemente hacia la curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturers Association), como una guía en el diseño de fuentes de alimentación para computadoras. Se trabaja actualmente para considerar los requerimientos sobre disturbios de tensión de corta duración en la ANSI C84. 1. (Fueron desprendidos del documento en 1982).

1.12.5 IEEE 493

La Norma IEEE 493, el libro dorado, se revisa para incluir un capítulo sobre métodos para predecir la cantidad y magnitud de las bajas tensiones esperadas en cualquier punto de interés sobre el sistema eléctrico. Además, el grupo de trabajo IEEE P1346 trabaja para desarrollar un consenso amplio de acuerdo a cuestiones de compatibilidad .

1.12.6 ANSI/IEEEC62.

La protección de equipo *de baja tensión contra sobre tensiones transitorias se trata en las Normas ANSI/IEEEC62. Las normas existentes incluyen: ANSI/IEEE C62.41, Recommended Practice on Surge Voltages in Low-Voltage ac Power System (Prácticas recomendadas para sobre tensiones en circuitos de potencia AC a baja tensión) y ANSI/IEEE C62.45, Guide on Surge Voltage in Low-Voltage ac Power Circuits (Guía de sobre tensiones en circuitos de Potencia AC a baja tensión). Se trabaja también para proveer guías sobre los dispositivos de protección contra sobre tensiones, que serán incluidos en los documentos C62.42, C62.43 y C62.64, sin embargo, no hay normas sobre niveles de aguante al impulso para muchos de los equipos de baja tensión.

Conclusión.

Al final de este capítulo se ha conseguido en forma organizada los tópicos más importantes que se relacionan con la calidad del suministro de la energía eléctrica, no olvidando hacer énfasis, en la importancia que hoy en día representa el fijar especial interés en este tema tanto para las empresas suministradoras como usuarios finales convirtiéndose en concepto general alrededor del cual se pueden enumerar una cantidad variada de distintos disturbios y problemas que se presentan en un sistema eléctrico: todo esto para garantizar disponibilidad y confiabilidad dentro de los procesos críticos de producción de las empresas.

Además del énfasis en el concepto de Calidad de Energía, durante el desarrollo de este primer capítulo se han presentado las definiciones y conceptos que describen el origen de las diversas perturbaciones así como los efectos de mayor relevancia que tienen sobre los sistemas eléctricos, tal es el caso de las variaciones de corta duración, variaciones de larga duración y distorsión armónica. En algunas ocasiones estos efectos son extremadamente complicados de evaluar; sin embargo el conocimiento de los aspectos generales de sus causas y consecuencias nos ayudan a prevenir y tomar las medidas que ayudan a minimizar sus efectos y en consecuencia conseguir una operación efectiva y segura de los sistemas eléctricos.

La importancia de centrar el estudio de este capítulo en los antecedentes del tema de Calidad de Energía, tiene la intención de construir la base teórica para que junto a una metodología adecuada, se pueda llevar a cabo correctos diagnósticos energéticos, auditorías eléctricas e identificación de anomalías dentro de los sistemas eléctricos, tal es el caso del Macroproyecto **"Ciudad Universitaria y la Energía"** que motiva este trabajo, aterrizando el estudio en las instalaciones del edificio **"Bernardo Quintana"** y aledaños.

CAPÍTULO
2
MONITOREO Y ANÁLISIS DE LA
CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Introducción.

Demanda de la tecnología y el software disponible, actualmente el monitoreo de la Calidad de la Energía es altamente efectivo para detectar, resolver y aún prevenir problemas en los sistemas eléctricos.

Los sistemas de monitoreo no sólo pueden proporcionar información acerca de las perturbaciones en los sistemas y sus posibles causas, sino que pueden detectar condiciones de problemas en el sistema antes de que lleguen a provocar mal funcionamiento o fallas en los equipos.

Cada tipo de perturbación está caracterizada por determinadas "magnitudes típicas". Por lo tanto, para poder obtener conclusiones válidas, es necesario conocer cual es la que caracteriza a cada una de ellas.

En el presente capítulo se mencionarán las diversas técnicas e instrumentos destinados al monitoreo y medición de las variables involucradas con el concepto de calidad de energía, se describirán los procedimientos necesarios para el análisis y tratamiento de la información considerando el caso práctico que motiva el desarrollo de este trabajo.

2.1 Instrumentos de medición y monitoreo.

Entre las principales ventajas de las técnicas de medición y monitoreo se pueden mencionar:

- Reducción de riesgos.
- Reducción de esfuerzos de ingeniería.
- Mayor eficiencia en los procesos.

La evolución de los instrumentos de medición y monitoreo ha sido resultado de las necesidades conjuntas de los usuarios y tecnologías disponibles, algunos de estos son:

Instrumentos térmicos: se aplican en cargas resistivas, censando el calor generado, permitiendo obtener valores RMS verdaderos, pero tienen la desventaja de que el valor se consigue muy lentamente en el tiempo.

Instrumentos analógicos: pueden obtener mediciones RMS verdaderas, pero son complejos, lentos y de un uso limitado debido a los rangos de medición a los que se pueden destinar.

Instrumentos electrónicos: permiten obtener los valores RMS verdaderos mediante microprocesadores, muestreando la señal de entrada a alta velocidad, generalmente 100 veces la mayor frecuencia Armónica. Por ejemplo, para medir la Armónica #25. (a frecuencia de 1500 Hz.) la tasa de muestreo debe ser de alrededor de 150000 veces por segundo resultan prácticos y de amplia aplicación.

Naturalmente los medidores de variables eléctricas también han evolucionado con los requerimientos del mercado, así también por las nuevas reglamentaciones que penalizan o benefician económicamente en función de la conducta de los consumidores y distribuidores; lo que provoca no solo a una proliferación de marcas y modelos sino que además a una variedad de "filosofías de medida".

Los tipos de instrumentos habitualmente empleados son:

- Multímetros.
- Osciloscopios.
- Analizadores de Perturbaciones.
- Analizadores de Espectro y Analizadores de Armónicas.
- Instrumentos combinados para Análisis de Perturbaciones y de Armónicas.

2.1.1 Mediciones con multímetros

Luego de los ensayos iniciales sobre integridad de cableado, es necesario efectuar chequeos rápidos de los niveles de tensión y/o corriente dentro de una instalación. Las sobrecarga de circuitos, problemas de baja y sobre tensión además de los desbalances entre circuitos, se pueden detectar de la misma manera. Estas mediciones requieren de un simple multímetro, y las señales a monitorear son:

- Tensión entre fase y tierra.
- Tensión de fase a neutro.
- Tensión de neutro a tierra.
- Tensión de fase a fase.
- Corrientes de fase.
- Corrientes de neutro.

El factor más importante a considerar cuando se selecciona y emplea un multímetro es el método de cálculo que emplea en la medición. Los equipos comúnmente empleados están calibrados para suministrar el valor RMS de la señal medida; pero existen diferentes métodos para calcular este valor, los tres mas comunes son:

Método de Picos: El instrumento lee el pico de la señal y divide el resultado por 1.414 (raíz cuadrada de 2) para obtener el valor RMS.

Método de Promedios: El medidor determina el promedio de valores de la señal rectificadas. Para una señal senoidal ideal, este valor promedio se relaciona al valor RMS por la constante $k=1.1$. Este valor k se emplea como escala en todas las mediciones de forma de onda.

Valor RMS verdadero: El valor RMS verdadero de una señal es una medición del calentamiento que se ocasionará si la tensión se aplica a una carga resistiva. Un método para detectar el valor RMS verdadero consiste en emplear un detector térmico para medir el valor de calentamiento. Los medidores digitales modernos realizan el cálculo digital del valor RMS a través de la raíz de los valores de muestreo, y luego promediándolas en un período, para luego calcular la raíz cuadrada del resultado.

Estos diferentes métodos brindan el mismo resultado para una señal ideal (senoidal), pero pueden tener diferencias significativas para señales distorsionadas. Esto es muy importante dado que es común encontrarnos con estas distorsiones, especialmente para las corrientes de fase y de neutro dentro de las instalaciones. La Tabla 2.1 sirve para una mejor ilustración de este punto. Cada forma de onda en la Tabla 2.1 tiene un valor RMS de 1.0 pu (100.0%). El valor correspondiente medido, para cada tipo de medición, se muestra asociado a su forma de onda respectiva, pre-inicializados al 1.0 pu del valor RMS.

Tipo de Medición	Circuito	Onda Senoidal	Onda Cuadrada	Onda Distors.	Dimmer de luz
					
Método de Pico	Pico / 1.414	100 %	92 %	104 %	113 %
Promedio	Promedio Seno x 1.1	100 %	110 %	90 %	84 %
RMS Verdadero	Conversión a RMS	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabla 2.1 Diferencias en la medición de tensión para ondas senoidal pura y distorsionadas

En síntesis, sólo los instrumentos que lean valores RMS verdaderos pueden dar una medición correcta para formas de onda no senoidales.

2.1.1 Osciloscopios

Los osciloscopios son de gran ayuda cuando se realizan ensayos en tiempo real. Observando la forma de onda de tensión y corriente se puede conocer bastante sobre lo que está sucediendo, aún sin realizar análisis Armónicos detallados de la forma de onda. Se pueden ver las magnitudes de tensión y corriente, observando las distorsiones obvias y detectando variaciones en las señales.

Existen muchos modelos de osciloscopios entre los que se puede optar. Los de mayor utilidad son los digitales con almacenamiento de datos, debido a que la forma de onda se puede almacenar y analizar. Los osciloscopios de este tipo suelen permitir también el análisis de la forma de onda (cálculos de energía, análisis espectral, etc.). Asimismo, estos aparatos suelen incluir sistemas de comunicaciones para almacenar los datos de forma de onda en una PC para análisis adicionales por software específicos.

Se debe poner a consideración las especificaciones siguientes para obtención de resultados satisfactorios en el uso de osciloscopios con fines de análisis de calidad de energía.

- Ancho de banda, alta velocidad de muestreo y potencia de análisis; (por ejemplo, anchos de banda de 60, 100 y 200 MHz; de hasta 2.5 GS/s (2.5 Giga muestras por segundo de muestreo en tiempo real)
- Capacidad de memoria; (puntos por canal).
- Transportable y operado a baterías.
- La comunicación interfaz.

Estas especificaciones permitirán al usuario realizar mediciones más confiables, en menor tiempo, y obtener los datos necesarios para la solución de los problemas. Permitir ver formas de onda complejas. Toda variación posterior en la señal, ya sea en amplitud y / o en tiempo se deben detectar e interpretan por el instrumento, realizando este los ajustes de sus atenuadores, de su base de tiempo y modo de disparo, para permitir su correcta visualización.



Figura 2.1 Osciloscopio de la marca Fluke; conexiones e interfaz.

2.1.3 Analizadores de Perturbaciones

Los Analizadores de Perturbaciones constituyen una categoría de instrumentos desarrollados específicamente para mediciones de la Calidad de la Energía. Pueden medir una amplia variedad de perturbaciones en el sistema, desde transitorios de tensión de muy corta duración hasta bajo tensiones o interrupciones de suministro. Se puede configurar las tolerancias de los instrumentos para registrar disturbios por un período de tiempo determinado. La información generalmente se registra en papel, pero muchos dispositivos permiten también guardar los datos en disco. Existen básicamente dos categorías de estos dispositivos:

- **Analizadores convencionales:** que suman información acerca de eventos de una determinada característica, como baja o sobre-tensiones, tanto en magnitud como en duración.

- **Analizadores gráficos:** que guardan e imprimen la forma de onda actual junto con la información descriptiva que puede ser generada con los analizadores convencionales.

Generalmente es difícil determinar las características de una perturbación o un transitorio en base a la información sumaria obtenida con un analizador convencional. Por ejemplo, un transitorio oscilatorio no se puede describir adecuadamente por un pico y su duración; por lo tanto, es necesario disponer de capacidad para capturar la forma de onda en un analizador de perturbaciones para un análisis detallado de la calidad de la energía. No obstante, un simple analizador de perturbaciones puede ser apto para un chequeo inicial y para la localización del problema.

Registrador de eventos: Para un análisis simple de las perturbaciones de líneas se utilizan registradores de eventos, aptos para el análisis de las perturbaciones en la red de baja tensión. Estos instrumentos permiten capturar subidas y caídas (en nivel y duración), transitorios (simples, múltiples, entre fase y neutro, entre neutro y tierra, su posición relativa en la onda senoidal), cortes (ausencia de varios ciclos de la señal) y variaciones de frecuencia de la tensión de red.

Normalmente se instalan en aquellos contactos (Figura 2.2) en los que se conectan las cargas más sensibles. Todos estos datos se almacenan con el correspondiente registro de tiempo. Estos equipos suelen estar conformados por el registrador de eventos, un cable de interfase óptico y el software necesario, permitiendo obtener información sobre la calidad de la energía.



Figura 2.2 Registrador de eventos en contacto e interfaz.

La capacidad de registro suele estar en el orden de los 4000 eventos, definiendo evento a todo aquel que supere la configuración dada previamente. El software permite emitir un informe de lo sucedido en la línea a través del análisis de dichos eventos.

2.1.4 Analizadores de Armónicas.

Los instrumentos para el análisis de perturbaciones tienen una muy baja capacidad para el análisis de Armónicas. Algunos de los analizadores más potentes incluyen un módulo que permite calcular rápidamente las Transformadas de Fourier para determinar el menor orden de Armónicas. Por lo tanto, las mediciones de Armónicas requieren de instrumentos diseñados para el análisis espectral o el análisis de Armónicas. Los mas potentes incluyen:

- Capacidad para medir en forma simultánea tensión, corriente y el contenido de Armónicas.
- Capacidad para medir ambas magnitudes y el ángulo de fase de cada componente Armónica individual (también necesaria para el cálculo de potencia).
- Sincronización y alta tasa de muestreo para la adecuada medición de componentes Armónicas.
- Capacidad de caracterizar la naturaleza estadística de los niveles de distorsión Armónica (cambios en los niveles de Armónicas con cambio en las condiciones de carga y en las condiciones del sistema).

Existen tres categorías básicas de instrumentos a considerar para el análisis de Armónicas:

Medidores Simples. Muchas veces es necesario efectuar un chequeo rápido de los niveles de armónicas que ocasionan un determinado problema. En estos casos es ideal un equipo simple y transportable. Están basados en un microprocesador que calcula las Armónicas individuales; así como el valor RMS, la Distorsión Armónica Total (THD), y el Factor de Influencia Telefónica (Telephone Influence Factor ó TIF). Este último es similar al THD excepto que está basado en la sensibilidad del oído humano para proveer una mejor medición del potencial de interferencia en los circuitos de comunicación por voz.

Analizadores de Espectro de Propósito General. Los instrumentos de esta categoría están diseñados para efectuar análisis de espectro de forma de onda para una amplia variedad de aplicaciones. La ventaja de estos instrumentos es su gran potencia de medición a precios razonables dado que están diseñados para aplicaciones en el mercado masivo. La desventaja es que no están diseñados específicamente para muestreos de forma de onda de 60 Hz y, por lo tanto, deben ser usados con cuidado para asegurar la precisión del análisis de Armónicas. Existe una amplia variedad de instrumentos de esta categoría.

Analizadores Específicos para Armónicas. Al igual que en el caso anterior existe un gran número de instrumentos de estas características, cuyos resultados son del tipo de los

representados en la Figura 2.3. Tienen tasas de muestreo específicamente diseñadas para determinar el Componente Armónico de las señales de potencia. Suelen incluir además medios de comunicaciones para el monitoreo remoto.

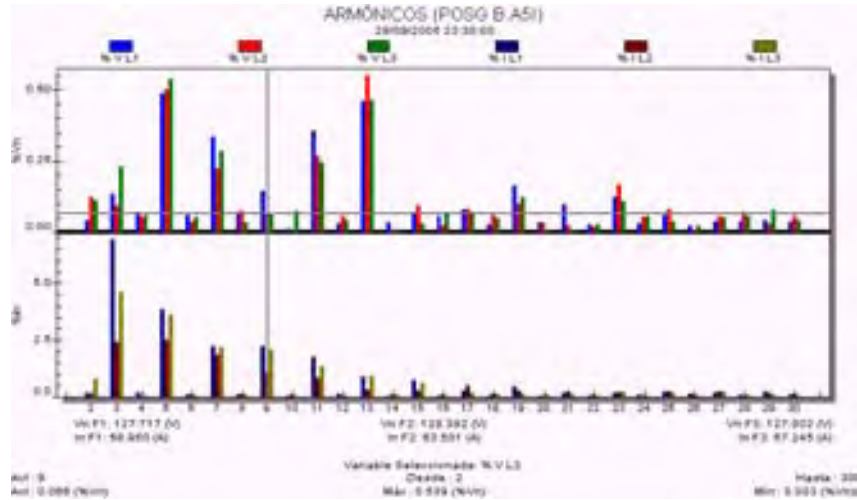


Figura 2.3 Representación gráfica de las componentes armónicas, procesado por un analizador específico.

Instrumentos combinados. Los instrumentos mas recientes combinan el muestreo de Armónicas y el monitoreo de las funciones de energía permitiendo el control de todas las fuentes de disturbios. La salida suele ser gráfica y los datos se pueden monitorear en forma remota mediante líneas telefónicas comunicadas a una base de datos centralizada. Con esos datos se pueden obtener análisis estadísticos. Los datos están también disponibles para su entrada y manipulación por otros programas como hojas de cálculo y otros procesadores gráficos.

Entre los instrumentos disponibles comercialmente se pueden mencionar los analizadores de Calidad de Energía eléctrica, que permite medir parámetros tales como tensión, corriente, potencia, Armónicos, etc., es decir que permite realizar un diagnóstico eficaz de las instalaciones.

Son aptos para la medición de Armónicos de tensión, corriente y potencia hasta el un número considerable de armónicas además de la Distorsión Armónica Total o THD; también nos indican el ángulo de fase de los diferentes Armónicos. Pueden ser analizados los valores de: factor de potencia total, factor de potencia, potencias activa (W), reactiva (VAR) y aparente (VA) y formas de onda de tensión y corriente. Para los problemas intermitentes en los cuales se requiera un registro en el tiempo de las posibles fallas (como ser bajas de tensión, entrada y salida de

servicio de maquinaria), estos instrumentos brindan una medida continua en tensión y en corriente ciclo a ciclo durante un periodo de tiempo determinado y la posibilidad de tener hora y fecha de los eventos con la ayuda de los cursores. La tabla 5-1 del libro esmeralda de IEEE ¹ se indica que un monitor de disturbios es el instrumento apropiado para detectar:

1. Baja y sobre tensión,
2. "sags" y "swells",
3. transitorios,
4. muescas,
5. interrupciones,
6. ruido,
7. armónicas y
8. desviaciones de frecuencia

En la tabla 2.2 se muestra el alcance de algunos de los instrumentos de medición y monitoreo frente a las anomalías y disturbios que se presentan en los sistemas eléctricos.

	Problemas de tierras y cableado	Impulsos y transitorios	Variaciones de tensión	Interrupciones	Armónicas	Parpadeo	Ruido	Descargas electrostáticas
Megometros y otros.								
Multímetros.								
Osciloscopios.								
Analizadores de disturbios.								
Analizadores de armónicos								
Analizadores de Redes.								
Medidores de Parpadeo.								
Detectores de infrarrojos.								
Medidores de campo.								
Medidores estáticos.								
Medidores de Gauss.								

Tabla 2.2 Alcance de los instrumentos de medición y monitoreo.

¹.- IEEE Std 1100-1992, "IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive electronic Equipment, (IEEE Emerald Book)," Power Systems Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society, ISBN: 1-55937-231-1.

2.2 Seguridad durante las mediciones.

Antes de realizar mediciones se debe conocer los riesgos que ellas pueden involucrar, los hábitos de seguridad y las normativas vigentes para los mismos. Los riesgos de descargas se dividen en dos categorías:

Errores del operador:

- Probar medir tensión mientras las puntas de prueba están en los conectores de corriente, dando por resultado un corto circuito. Protección: La medición debe realizarse a través de fusibles de alta energía.

- Contacto con fuente de poder de AC cuando está en modo resistencia o continuidad, prueba de diodos o capacidad. Protección: Debe usarse equipamiento con las puntas protegidas.

- Usar el multímetro por sobre la tensión nominal, por ejemplo: en circuitos de media tensión.

Consecuencias del "entorno eléctrico":

- **Shock eléctrico por contactos accidentales con componentes sin aislamiento "partes vivas".** La protección en este caso está dada por: doble aislamiento, conectores de entrada apartados, dedos aislados sobre las puntas de prueba.

Dentro de los hábitos mínimos de seguridad que se deben tomar antes de efectuar los chequeos podemos mencionar:

- Ningún equipo de medición es seguro cuando se usa incorrectamente.
- Use los equipos de medición dentro de sus rangos de operación.
- Use los equipos de medición diseñados para circuitos de potencia sin problema en los circuitos de baja potencia.
- Use fusibles de reemplazo aprobados por el fabricante.
- Use puntas de prueba de alta calidad y con clasificación de seguridad marcada.
- Cuando sea posible se debe trabajar sobre circuitos no energizados.
- Se debe seguir los procedimientos apropiados.
- Usar herramientas bien mantenidas y utilizar la vestimenta apropiada.

- Utilizar lentes de seguridad, herramientas aisladas, guantes aislados, trajes no inflamables, pisos aislantes, etc .
- No trabajar solos.
- Utilizar técnicas de medición seguras.
- Realizar las mediciones con una sola mano, dejando la otra en el bolsillo, esta técnica de medición asegura que el camino de menor impedancia nunca atraviesa la línea del corazón.
- Siempre se debe conectar primero la punta de prueba de referencia, luego conectar la fase.
- Al terminar se debe seguir el procedimiento inverso, primero desconectar la fase y luego La referencia.

2.2.1 La norma IEC 1010-1

Además de las descargas eléctricas hay muchas otras fuentes de transitorios, como son la conmutación de circuitos electrónicos de potencia, las cargas capacitivas e inductivas, las sobretensiones creadas cuando se produce una avería local en una instalación y los cambios que introducen los servicios públicos en determinadas líneas eléctricas. El transitorio por si solo puede no tener suficiente energía para constituir un peligro mortal, pero el hecho de que normalmente sobrepase la tensión nominal, puede tener consecuencias devastadoras.

En otras palabras, si se hace una medición sobre una línea de un sistema a 220 V, hay que asegurarse de que si se produce un transitorio de tensión, el instrumento podrá resistirlo y reducir al mínimo el riesgo para el usuario.

Una de las principales características de la norma IEC 1010-1 es la protección contra las descargas originadas en estos transitorios de alta tensión. Para evitar situaciones como las descritas en el punto anterior la IEC ha establecido una norma sobre requisitos de seguridad aplicable a equipos eléctricos de medición y control; esta norma es la IEC 1010-1, que sustituyó a la IEC 348. Parte de la IEC 1010-1 se refiere a las categorías de protección contra sobretensiones en las instalaciones. Cuanto más próximo está el punto de medida a una fuente de posibles transitorios, mas elevada deberá ser la categoría de protección contra sobre-tensiones. Podemos dividir a los sistemas eléctricos en cuatro Categorías (figura 2.4) : I, II, III ó IV.

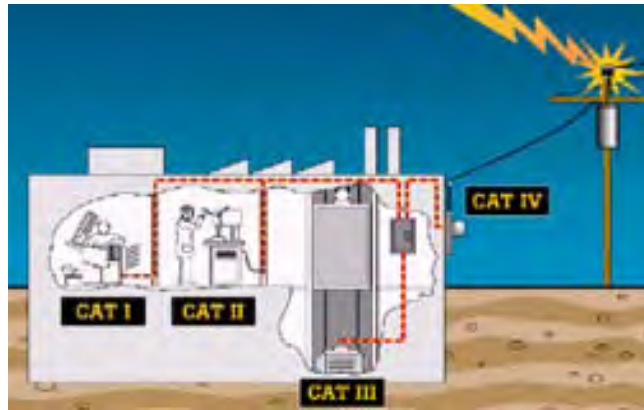


Figura 2.4 Categorías de protección según la norma IEC 1010-1

La norma IEC 1010 sólo se refiere a baja tensión (hasta 1000 V.); la alimentación industrial, en cambio, suele efectuarse en media tensión, y esta porción del sistema no está cubierta por la norma IEC1010.

La Categoría de la Instalación, es muy diferente del concepto de nivel de tensión. Es posible que la tensión de corriente continua en una fotocopiadora sea mayor que la tensión de corriente alterna en una rama de la instalación de una industria, pero la energía disponible y el potencial para explosiones eléctricas es muy diferente en ambos casos. La Categoría se refiere con el nivel de corriente de cortocircuito disponible en ese punto.

2.2.1.1 Categoría IV.

Los equipos de Categoría IV se utilizan en instalaciones ubicadas fuera de la planta y el servicio de entrada, entre el medidor y el tablero principal, para líneas aéreas de entrada al edificio y en líneas subterráneas de acceso al tablero.

Para la determinación exacta de cada Categoría se debe estudiar cada locación en particular. Las líneas subterráneas se consideran de Categoría IV debido a que las descargas atmosféricas, cuando viajan a través de la tierra, buscan el camino de menor impedancia.

2.2.1.2 Categoría III.

Los equipos de Categoría III se utilizan en instalaciones fijas y cuando la fiabilidad y disponibilidad de los mismos están sujetas a requisitos especiales. Son ejemplos de estos equipos los interruptores de las instalaciones de distribución fijas y los equipos de uso industrial con conexión permanente al sistema de distribución (motores, sistemas de iluminación, controladores, centros de carga, etc.).

Son instalaciones típicamente separadas desde la entrada de servicio por al menos un nivel simple de transformador de aislamiento. Las líneas trifásicas siempre se consideran de Categoría III o superiores. No se incluyen en esta categoría conexiones de cargas "enchufables", excepto en el caso de equipamiento de gran consumo con conexiones "cortas" a la entrada de servicio, por ejemplo un motor de gran capacidad o un circuito de iluminación general.

Del lado de la línea de un tablero (con alimentación trifásica o monofásica) es Categoría III. Del lado de las cargas, interruptores para 15/20/30 A pueden considerarse como de Categoría III (dado que están permanentemente instalados) o de Categoría II (debido a la protección adicional que ofrecen los interruptores).

2.2.1.3 Categoría II.

Los equipos de Categoría II son los equipos desarrollados para su uso en instalaciones fijas o cargas enchufables, como por ejemplo los electrodomésticos y las herramientas portátiles. También se incluyen en esta categoría a todas las salidas a más de 10 metros desde Categoría III y todas las salidas a más de 20 metros desde Categoría IV. Las distancias especificadas son solo de referencia. Toda energía impulsiva es función del tiempo (duración) y de la distancia (impedancia de líneas y sistemas), y están incluidas simplemente para enfatizar que la norma está construida sobre la base de transitorios, y estos viajan a través de las impedancias incluidas en los cables y en el sistema.

2.2.1.4 Categoría I.

Los equipos de Categoría I están destinados a circuitos en los que se adoptan medidas para limitar las sobretensiones transitorias a un nivel adecuadamente bajo. Son ejemplos de estos equipos los circuitos electrónicos con protección electrónica previa.

Una fotocopiadora que tiene un transformador interno de 1000 V. DC es aún una máquina CAT I-1000 V, porque los niveles de corriente son bajos.

2.2.1.5 Interpretación de las categorías.

- Cuanto más cerca esté la fuente de poder, mayor será el peligro.
- Cuanto mayor sea la corriente de corto circuito disponible, mayor será la Categoría.
- Transitorios de gran energía son mucho más peligrosos.

- Cuanto mayor sea la impedancia de la fuente, menor será la Categoría. Los transitorios son atenuados por la impedancia del sistema así como ellos viajan desde el punto donde fueron generados.

Los electricistas están acostumbrados a pensar en términos de las corrientes de cortocircuito debido a que constituyen una de las especificaciones clave (capacidad de interrupción en KA de corriente de falla que deben interrumpir). Las impedancia de fuente, en cambio, se refieren a la impedancia total que ve la carga hacia el generador (incluye la impedancia de línea y la del propio generador). Cuanto mas lejos estemos del generador mayor será la impedancia.

Para determinar la verdadera tensión que soportan los equipos de medición, dentro de cada Categoría una mayor tensión significa que puede soportar transitorios mayores. Por ejemplo:

- Cat III - 600 V. Significa impulsos de 6 kV. y Cat III - 1000 V. Significa impulsos de 8 kV.
- Cat II - 600 V. Significa impulsos de 4 kV. y Cat II - 1000 V. Significa impulsos de 6 kV.

Una pregunta muy común que suele hacerse es: ¿Cuál es el equipo mas seguro, uno de Cat III - 600 V. ó uno de Cat II - 1000 V.? Para ello debemos saber que:

- Cat III - 600 V. : impulso de 6 kV., impedancia de fuente de 2 ohm.
- Cat II - 1000 V.: impulso de 6 kV., impedancia de fuente de 12 ohm.

Si hacemos las diferentes relaciones según la ley de ohm vemos que un impulso de prueba CAT III-600V 6kV tiene 6 veces la corriente ($I=E/R$) y 36 veces la potencia de un impulso de prueba de CAT II-1000V 6kV. En la tabla 2.10 se muestra una comparación de las aplicaciones que tienen las categorías de protección según IEC 1010-1.

Categoría de medición	Descripción	Ejemplos
CAT IV	Tres fases en la conexión del servicio de energía eléctrica, cualquier conductor externo.	-Se refiere al origen de la instalación; es decir, en donde se efectúa la conexión de baja tensión a la alimentación del servicio de energía eléctrica. -Medidores de consumo de electricidad, equipos de protección contra sobrecorriente. -Exterior y entrada del servicio, acometida del servicio desde el poste al edificio, recorrido entre el medidor y el tablero. -Línea en altura a edificio separado, línea subterránea a línea de pozo.

CAT III	Distribución trifásica, incluyendo iluminación comercial monofásica.	-Equipos en instalaciones fijas, tales como los equipos de conmutación, distribución y motores polifásicos. -Bus y alimentador en plantas industriales. -Alimentadores y circuitos de derivación corta, dispositivos de tableros de distribución. -Sistemas de iluminación en edificios grandes.
CAT II	Cargas conectadas a tomacorrientes monofásicos.	-Artefactos, herramientas portátiles y otras cargas domiciliarias y similares. -Tomacorrientes y circuitos de derivación larga. -Salidas a más de de 10m de fuente CAT III. -Salidas a mas de 20m de fuente CAT IV.
CAT I	Electrónica.	-Equipos electrónicos protegidos. -Equipos conectados a circuitos en los cuales se toman mediciones para limitar las sobretensiones transitorias a un nivel adecuadamente bajo. -Cualquier fuente de coltaje alto y baja energía derivada de un transformador de gran resistencia de bobinado, tal como la sección de tensión alta de una fotocopiadora.

Tabla 2.3 Aplicación de las categorías de protección según IEC 1010-1.

2.2.2 Elección de instrumentos seguros

Para el empleo seguro de los equipos de medición es necesario conocer una serie características de los mismos así como los problemas más usuales que se suelen presentar.

- La primera característica que debemos distinguir es la diferencia entre producto "Certificado" Vs. Producto "Diseñado para". Las normas (como la IEC 1010) establecen requisitos, pero no prueban o ensayan los aparatos para verificarlos. Para estar "Certificado" por IRAM, UL, TUV, etc., el fabricante debe contratar a un organismo certificante independiente para que verifique el cumplimiento de los productos con las normas. Una verificación sencilla para saber si un instrumento está "certificado" consiste en controlar si el emblema del organismo certificante está grabado sobre la carcasa del aparato.
- Si se trabaja con circuitos de potencia se debe emplear equipos de medición CAT III - 600 V. ó CAT III -1000 V. Algunos fabricantes marcan a sus productos como CAT III - 750 V., pero esta categoría no existe en la norma IEC 1010.

- Tener cuidado de los equipos sin la clasificación "CAT" marcada en los mismos. Otros tienen la indicación 1000 V. pero no hacen mención de la Categoría y, por último, existen otros que solo traen estas indicaciones en los manuales.
- Verificar las inscripciones. Un equipo de medición con indicación de "diseñado para" o con autocertificación del fabricante, puede no pasar los ensayos de las normas.
- Cuando existan dudas se debe consultar al fabricante o representante oficial.

Una posible lista de chequeo para los instrumentos incluye:

- Entradas de corriente protegidas con fusibles de alta energía.
- Fusibles de las capacidades de tensión máximas adecuadas, características de temporización correctas y preparados contra cortocircuitos (100 KA o mas).
- Protección contra sobrecargas en la función de resistencia y continuidad.
- Puntas de prueba con conectores aislados y protección para dedos.
- Conectores de entrada internos.
- Carcaza hecha de materiales no tóxicos y extingüibles.

Mientras no hayamos efectuado estas verificaciones los productos deben considerarse inseguros.

2.3 Análisis de la información.

Una vez que se han contemplado los conceptos teóricos involucrados dentro del estudio de calidad de energía y los parámetros obtenidos de las instalaciones bajo estudio por medio de los instrumentos adecuados, el siguiente punto de interés es el análisis y tratamiento de la información.

Un adecuado análisis y una correcta interpretación de los datos propiciarán la identificación de los problemas más relevantes y encaminará a proponer la mejor solución para cada tipo de anomalía detectada.

2.3.1 Análisis Transitorios.

Los Transitorios se caracterizan normalmente por su forma de onda instantánea, aunque una descripción sumaria de los mismos incluye otros parámetros como son:

- Magnitud Pico.
- Frecuencia Primaria.
- Tiempo de Ocurrencia.
- Tasa de Crecimiento.

Cuando convivimos con grandes cantidades de datos es preferible mostrar la información de todos los eventos en un único tipo de gráfico. Quizás la mejor forma de ver la información sobre magnitudes pico en transitorios es con un gráfico de barras, como se observa en la Figura 2.5:

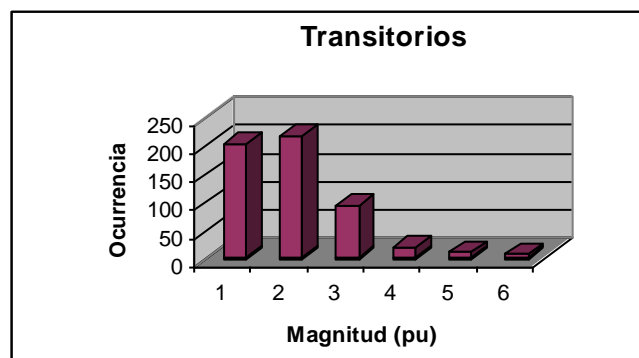


Figura 2.5 Representación gráfica de los eventos Transitorios

En este gráfico de barras existe información de gran valor. El sector de datos indica el mínimo y el máximo pico de tensión medidos, en pu. Otra información estadística que se observa en el sector de datos es la sumatoria de cada evento, que puede ser representada como probabilidad acumulativa sobre el eje Y. Otra posibilidad interesante que involucra a los transitorios es el gráfico de barras con los tiempos de ocurrencia, que puede ayudar a determinar el tipo de transitorio presente en el sistema.

2.3.2 Análisis de variaciones de magnitud eficaz (RMS).

Las variaciones de la Tensión Eficaz (RMS) están generalmente caracterizadas por el valor RMS a lo largo del tiempo o por la magnitud mínima de la tensión durante el evento vs. la duración del evento. En la Figura 2.6 se observa la evolución en el tiempo de la tensión RMS (graficada en un período de 1 semana).

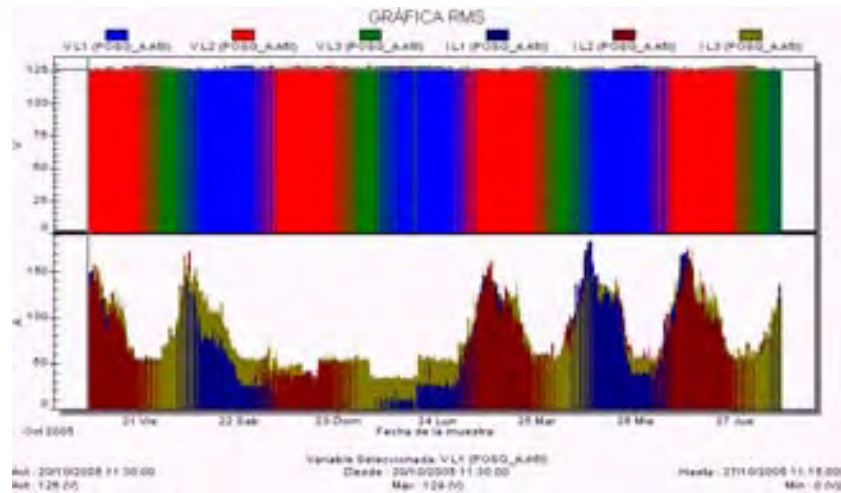


Figura 2.6 Representación gráfica de las magnitudes RMS.

Este método es apropiado para determinar los lugares de ocurrencia y los eventos individuales; pero cuando todo el sistema está involucrado, es preferible observar un rango de eventos (ej. un mes, un año, etc.) para múltiples sitios. Otro método para graficar este tipo de datos es un gráfico de barras tridimensional donde se contabilicen las variaciones en la magnitud y su duración en el tiempo.

2.3.3 Análisis de datos en casos de Armónicas

Cuando tratamos con Armónicas la distorsión de tensión es generalmente la magnitud más importante, ya que es la que afecta a las cargas conectadas. Los motores de inducción se vuelven menos eficientes debido al torque negativo producido por las secuencias de Armónicas negativas de tensión, y los circuitos digitales fallan debido a los cruces por el cero debidos a variaciones severas de tensión.

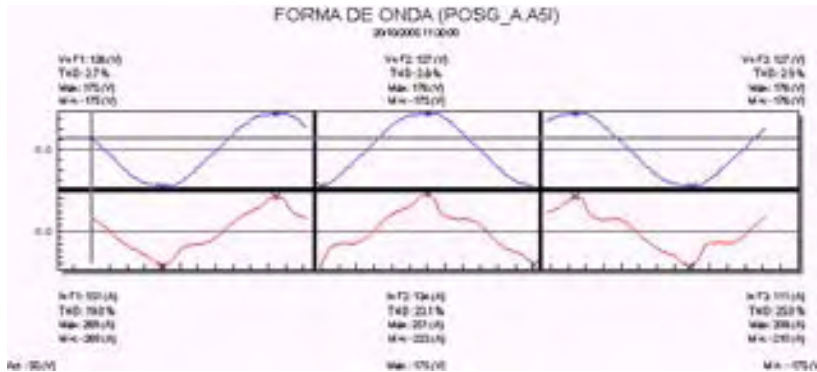


Figura 2.7 Forma de onda con presencia de contenido armónico.

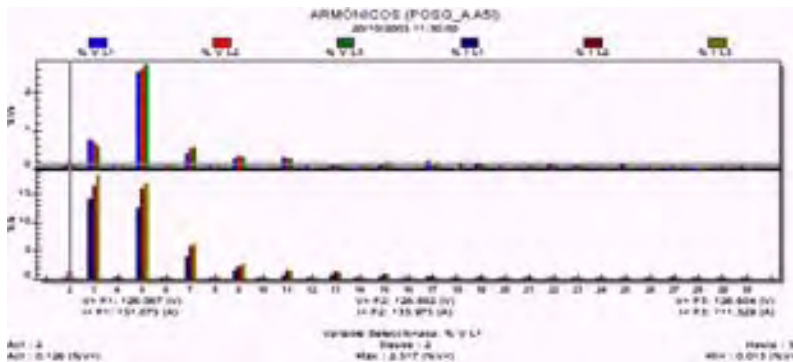


Figura 2.8 Espectro armónico de tensión y corriente.

En la Figura 2.7 se pueden ver las formas de onda de tensión y corriente, que de por sí solas no muestran el contenido Armónico, y en la Figura 2.8 el análisis del espectro, que muestra las amplitudes de cada espectro individual.

Estos valores solo son válidos para un momento determinado, por lo que se hace necesario analizar la tendencia, es decir el contenido Armónico vs. tiempo. Como se puede ver en la Figura 2.9, las distorsiones de tensión de esta instalación aumentan y decrecen a lo largo de los días. En particular, la distorsión de tensión en los fines de semana es menor que la distorsión de tensión a través de la semana. Esto indica que el proceso generador de Armónicas no está

presente en el sistema durante los fines de semana. Se puede observar también que se producen Armónicas repetitivas a lo largo del día, comenzando temprano en las mañanas y finalizando por las tardes (horario normal de trabajo).

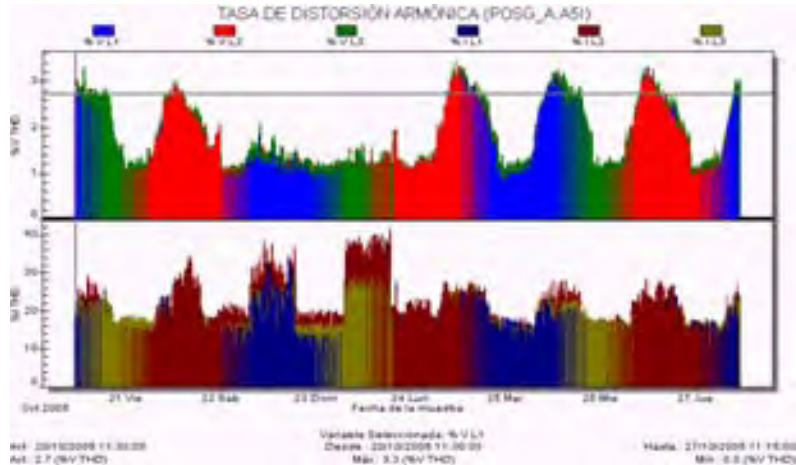


Figura 2.9 Representación gráfica del THD y IHD

Este tipo de gráfico es normalmente aceptado para graficar el THD (tasa de distorsión armónica de tensión) de tensión al igual que el IHD (tasa de distorsión armónica de corriente).

2.3.4 Análisis en presencia de flicker.

El "flicker" depende fundamentalmente de la amplitud, frecuencia y duración de las fluctuaciones de tensión que lo causan. Estas oscilan entre los 0,5 Hz y los 30 Hz de frecuencia. La UIE ha elaborado un criterio de evaluación de flicker y un medidor de flicker para su aplicación que ha sido adoptado por la CEI. Este medidor permite conocer el nivel de sensación que experimentaría un observador medido en el punto de la red en el que se conecte el medidor. Para ello, se emplea un algoritmo que traduce las fluctuaciones eléctricas existentes en ese punto, en las sensaciones equivalentes que serían percibidas por el sistema ojo-cerebro del observador. El medidor de flicker proporciona sus medidas en unidades de perceptibilidad (p.u.), siendo el límite admisible de percepción $P_{st} = 1$ (p.u.).

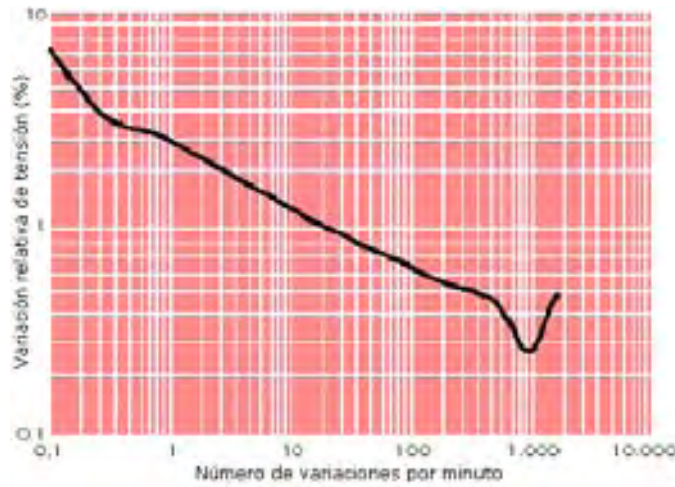


Figura 2.10 Variaciones de tensión y flicker: amplitud de las variaciones máximas admisibles de tensión $\Delta U/U$ (%) en función del número de variaciones de tensión por segundo. (1200 variaciones de tensión por minuto producen un flicker de 10 Hz)

En la curva anterior se grafica el umbral de perceptibilidad ($P_{st}=1$) encontrado a cada tasa de repetición por el 50% de las personas puestas a prueba. Esta curva es válida para variaciones en la tensión rectangular y de la misma amplitud, separadas por intervalos iguales de tiempo. La norma da tres curvas diferentes para sistemas de 230, 120 y 100 V. Esto se debe a que las lámparas de 120 V son menos sensibles a las fluctuaciones de tensión que las lámparas de 230 V pues como soportan mayor corriente su filamento es más grueso por lo que tiene mayor inercia térmica. (la curva se obtuvo utilizando lámparas de gas con filamento enrollado de 60 W).

En situaciones reales las fluctuaciones de tensión no ocurren todas con la misma forma y amplitud como las utilizadas para determinar la curva de sensibilidad. Como las variaciones de tensión suceden de forma aleatoria los medidores de flicker acumulan las fluctuaciones y las procesan estadísticamente para evaluar que tan irritable serán en términos de flicker. El índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos definido por la CEI tiene la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \dots (2.1)$$

Donde:

$P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} : Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

2.4 Monitoreo y análisis de calidad de energía de las instalaciones del edificio Bernardo Quintana y aledaños.

El objetivo de este desarrollo es el conocer los parámetros eléctricos actuales del Edificio Bernardo Quintana "A", Edificio Bernardo Quintana "B" y Edificio 12 del Instituto de Ingeniería; ubicados en Ciudad Universitaria, con el fin de establecer las condiciones de operación del sistema eléctrico en materia de: calidad de energía, consumos y demandas energéticas.



Figura 2.11 Fotografía aérea de las instalaciones bajo estudio.

2.4.1 Metodología y plan de trabajo.

- Obtención de la información sobre las instalaciones de cada dependencia para conocer el alcance del estudio.
- Obtención de la información de operación de la dependencia (actividades y horario de labores).
- Recorrido por las instalaciones con el objetivo de plantear la realización de un levantamiento físico y cómo hacer mediciones en las mismas.

- Conexión del equipo de medición en el secundario del transformador de la subestación eléctrica de las instalaciones haciendo hincapié los siguientes puntos:

- Contar con el equipo de seguridad necesario para acceder a la instalación (guantes ,bata o camiseta de algodón, casco, zapatos dieléctricos, anteojos de protección y tarima aislante de la subestación).
- Localización del alimentador de la subestación eléctrica a monitorear.
- Configuración de equipo para la captura de mediciones en intervalos de tiempo de **10-15 minutos**.
- Permanencia del equipo de medición en la instalación por **1 semana**, misma en la que se tendrá una demanda energética habitual.
- Retiro del equipo de medición y descarga de la información obtenida en la PC, para su análisis.
- Análisis de los principales parámetros eléctricos del monitoreo, centrado en las siguientes variables eléctricas:
 - o **Tensión.**
 - o **Corriente.**
 - o **Desbalance de fases.**
 - o **Potencia Aparente.**
 - o **Potencia Activa.**
 - o **Potencia Reactiva.**
 - o **Factor de potencia.**
 - o **Energía Consumida.**
 - o **Frecuencia.**
 - o **Distorsión Armónica.**
 - o **Formas de Onda**

2.4.2 Equipo de medición y monitoreo empleado.

Para la medición de parámetros eléctricos, captura de las formas de onda y armónicas, se utilizaron los quipos:

-Analizador de redes eléctricas marca **CIRCUTOR, modelo AR-5**, acompañado con el software **Power Vision ver 1.5ª** como interfaz y descarga de información.

Características destacadas del fabricante:

- Analizador de redes eléctricas y calidad de servicio portátil.
- Conectores de seguridad.

- Auto detección de pinzas.
- Memoria fija o rotatoria.
- Fácil calibración.
- Ligero.
- Software de descarga.



Figura 2.12 Analizador de redes AR-5 CIRCUITOR

-Analizador de redes eléctricas **marca AEMC, modelo Power Pad 3945**, acompañado con el software **DataView** como interfaz y descarga de información.

Características destacadas de fabricante:

Analizador de calidad de energía portátil marca AEMC, batería interna con autonomía de 5 horas (96 horas en modo registro y pantalla apagada), pantalla color para ver medidas en línea, formas de onda, diagrama fasorial. Capacidad de ser programado en terreno sin la necesidad de PC. Puerta de comunicación RS-232 para extracción de datos, software y manual en español. Realiza Medidas de tensiones, corrientes, potencias y armónicos. Además graba eventos y fenómenos transitorios. Todas las medidas las hace en forma simultánea.



Figura 2.13 Analizador de redes AEMC Power Pad 3945.

- Mediciones de RMS verdadero monofásico, 2 ϕ ,3 ϕ a 256 muestras/ciclo, mas CC.
- Formas de onda en color en tiempo real.
- Reconocimiento del sensor de corriente y ajuste de escalas automáticos.
- Presenta y captura armónicas de tensión, corriente y potencia hasta el orden 50.
- Captura transitorios hasta 1/256 de ciclo.
- Presentación de diagrama de fasores.
- Tensión y corriente pico.
- VA, VAR, y W por fase y totales.
- KVAh, VARh y kWh por fase y totales.
- Presentación de corriente neutra para trifásicas.
- Factores de cresta para corriente y tensión.
- Presentación del factor K de transformador.
- Presentación del factor de potencia , FP de desplazamiento.
- Captura de hasta 50 transientes.
- Presentación de fluctuaciones de corta duración.
- Desbalance de fases.
- Distorsión armónica (total e individual) de 1ª a 50ª .
- Registra fecha y características de las perturbaciones.
- Función gráfica instantánea de forma de onda.
- EN 61010, 600 V Cat.III

Así mismo se utilizaron diversos transductores de corriente, multímetro y herramientas en general



Figura 2.14 Instalación de equipo de medición.

2.4.3 Análisis de Tensión.

En esta sección se llevará a cabo un análisis estadístico de las variables registradas haciendo énfasis en valores promedios, máximos y mínimos.

La información que sustenta este análisis se encuentra recopilada de manera gráfica y estadística en la parte correspondiente de los Anexos 1,2,3 y 4.

2.4.3.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana "A".

-Tensión promedio de las 3 líneas = **126.30 V/218.24 V**

-% Regulación del periodo de monitoreo con tensión dentro del rango (117.47-136.52 V) válido por norma:

% Regulación = 98.95%

-% de desbalance:

%desbalance=0.213%

Diagnóstico:

- Como puede verificarse en las gráficas **1.1.1 a 1.1.9** del Anexo **1** de este trabajo, las magnitudes de tensión promedio del sistema, se mantienen con pocas variaciones significativas, representando para cada una de las fases una buena regulación, siendo del **98.95%**, comprendido en una ventana de **7.5%** de tensión nominal válido para baja tensión con referencia en normas Internacionales, siendo de **98.05%** en la aplicación de un **10%** de tensión nominal válido para la Norma Oficial Mexicana. Esto indica que durante el tiempo de monitoreo no se tienen variaciones de tensión significativas, superando considerablemente el mínimo de la norma que es de **95%**.
- El valor de desbalance de tensión promedio es de **0.213 %** con un máximo registrado de **0.85%** (<2%) por lo que satisface los requerimientos de norma.

2.4.3.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

-Tensión promedio de las 3 líneas =

126.84 V/219.7 V

-% Regulación del periodo de monitoreo con tensión dentro del rango (117.47-136.52 V) válido por norma:

% Regulación = 97%

-% de desbalance:

% desbalance = 0.324%

Diagnóstico:

- Como puede verificarse en las gráficas **2.1.1 a 2.1.9** del Anexo **2** de este trabajo, la magnitud de tensión, presenta diversas variaciones aunque pocas de ellas son significativas, representando para cada una de las fases una buena regulación, siendo del **97.0%**, comprendido en una ventana de **7.5%** de tensión nominal válido para baja tensión con referencia en normas Internacionales, siendo de **98.0%** en la aplicación de un **10%** de tensión nominal válido para la Norma Oficial Mexicana. Esto indica que durante el tiempo de monitoreo no se tienen variaciones de tensión significativas, superando considerablemente el mínimo de la norma que es de **95%**.
- El valor de desbalance de tensión promedio es de **0.32%** con un máximo registrado de **1.044%** (<2%) por lo que satisface los requerimientos de norma.

2.4.3.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

-Tensión promedio de las 3 líneas = **123.74 V/214.32 V**

-% Regulación del periodo de monitoreo con tensión dentro del rango (117.47-136.52 V) válido por norma:

% Regulación = 99.01%

-% de desbalance:

% desbalance = 0.283%

Diagnóstico:

- Como puede verificarse en las gráficas **3.1.1 a 3.1.9** del Anexo **3** de este trabajo, la magnitud de tensión, presenta continuas fluctuaciones aunque pocas de ellas son significativas, se manifiesta la ubicación del valor promedio (**123.74 V**) debajo del valor nominal (127 V), a pesar de ello no representa riesgo alguno para la operación óptima del sistema, representando para cada una de las fases una buena regulación, siendo del **99.01%**, comprendido en una ventana de **7.5%** de tensión nominal válido para baja tensión con referencia en normas Internacionales, siendo de **99.2%** en la aplicación de un **10%** de tensión nominal válido para la Norma Oficial Mexicana. Esto indica que durante el tiempo de monitoreo no se tienen variaciones de tensión significativos, superando considerablemente el mínimo de la norma que es de **95%**.
- El valor de desbalance de tensión promedio es de **0.28%** con un máximo registrado de **0.85%** (<2%) por lo que satisface los requerimientos de norma.

2.4.4 Análisis de corriente

Para el siguiente análisis de corriente, se considera la demanda contemplada en el periodo semanal de lunes a viernes, ya que es en este periodo cuando existe demanda significativa y permite mayor precisión dentro del análisis estadístico; adicionalmente se analizará la demanda de sábados y domingos como apartado.

2.4.4.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana "A".

"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=86.10 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **9.67%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **17.12%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **8.19%**, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases.

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 5:15-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=108.30 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 23:00-5:00 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=49.89 A.

"Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 33.04 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **185%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.

- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **322%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Por lo anterior y en comparación con el comportamiento registrado entre semana ,se verifica que la configuración del sistema comprende: en la línea **A**, la alimentación de equipos pertenecientes a los usuarios de las instalaciones del edificio principalmente y las líneas B y C a los servicios de las instalaciones, iluminación básicamente.
- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **57.6%**, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases.

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 19:15 del día Sábado hasta las 7:15 del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=43.64 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 7:30-19:15 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=19.63 A.

Lo anterior se puede verificar en las figura **1.2.1. a 1.2.9** del anexo correspondiente.

2.4.4.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=120.33 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **16.44%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **22.6%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **11.36%**, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases.

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 8:15-21:15 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=159.44 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 21:30-8:00 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=79.37 A.

“Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase:

= 39.38 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **9.6%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **6.41%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Por lo anterior y en comparación con el comportamiento registrado entre semana ,se verifica que la configuración del sistema comprende una distribución equitativa entre equipo de usuarios y servicios de la instalación en cada una de las fases.

- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **4.54%**, aunque se tiene una aceptable distribución de carga en cada fase en el fin de semana, se debe adecuar la configuración donde la diferencia de corrientes para cada fase sea lo mínima posible .

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 00:15-14:15 hrs, del día Sábado con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=59.97 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 7:45-19:00 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=32.33 A.

Lo anterior se puede verificar en las figura **2.2.1. a 2.2.9** del anexo correspondiente.

2.4.4.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

“Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes.”

Valor promedio por fase:

=94.77 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **43.05%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **12.9%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **20.57%**, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases.

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 9:00-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=118.46 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 23:00-8:45 hrs del día siguiente, con registro promedio por línea de:

Valor promedio por fase:

=67.85 A.

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 61.81 A.

Diagnóstico:

- El sistema en la fase de línea **B** presenta un **67%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- El sistema en la fase de línea **C** presenta un **31%** de mayor demanda de corriente que la fase de línea **A**.
- Por lo anterior y en comparación con el comportamiento registrado entre semana ,se verifica que la configuración del sistema comprende una distribución equitativa entre equipo de usuarios y servicios de la instalación en cada una de las fases.
- Se presenta un desbalance trifásico de corriente de **25.9%**, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases.

Demanda por horario

La demanda máxima de corriente se manifiesta dentro del horario: 9:00 del día Sábado hasta las 00:15 del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=70.72 A.

La demanda mínima de corriente se manifiesta dentro del horario: 00:30-23:45 hrs del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=56.70 A.

Lo anterior se puede verificar en las figura **3.2.1. a 3.2.9** del anexo correspondiente.

2.4.5 Análisis de potencia.

Para el siguiente análisis de potencia, se considera la demanda contemplada en el periodo semanal de lunes a viernes, ya que es en este periodo cuando existe consumos significantes y permite mayor precisión dentro del análisis estadístico; adicionalmente se analizará el consumo de sábados y domingos como apartado.

2.4.5.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana "A".

Potencia Aparente.

"Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=10.6 KVA

Potencia aparente trifásica.

PROMEDIO.	31.8 KVA
-----------	----------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 5:15-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=13.56 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=59.48 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 23:00-5:00 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:	=5.61 KVA.
Valor total de las 3 fases:	=16.84 KVA.

“Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase:	= 3.86 KVA.
Valor total de las 3 fases:	=11.56 KVA.

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 19:15 del día sábado alas 7:15 del día domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase:	= 4.98 KVA.
Valor total de las 3 fases:	=14.94 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 7:30-19:15 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase:	=3.3 KVA.
Valor total de las 3 fases:	=9.69 KVA.

Potencia Activa

“Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes.”

Valor promedio por fase:	=10.07 KW.			
Potencia activa trifásica.	<table border="1"> <tr> <td>PROMEDIO.</td> <td>30.21</td> <td>KW</td> </tr> </table>	PROMEDIO.	30.21	KW
PROMEDIO.	30.21	KW		

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 5:15-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=12.88 KW.

Valor total de las 3 fases:

=38.66 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 23:00-5:00 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=5.33 KW.

Valor total de las 3 fases:

=16.00 KW.

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 3.59 KW.

Valor total de las 3 fases:

=10.75 KW.

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 19:15 del día sábado a las 7:15, del día domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

= 4.63 KW.

Valor total de las 3 fases:

=13.89 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 7:30-19:15 hrs del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=3.07 KW.

Valor total de las 3 fases:

=9.02 KW.

Potencia Reactiva**“Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes.”**

Valor promedio por fase: **= 1.36 KVAR .**

Potencia reactiva trifásica.

PROMEDIO.	4.08 KVAR
-----------	-----------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 22:45-05:30 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 1.77 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 5.30 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 05:15-22:50, con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 1.42 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 4.29 KVAR.**

“Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase: **= 1.66 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 2.31 KVAR.**

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 19:45 sábado –7:15 hrs domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 1.63 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 4.89 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 7:15-19:15 hrs. del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 0.033 KVAR.**

Valor total de las 3 fases:

=0.11 KVAR.

Diagnóstico:

- Como se indicó en el análisis de corriente, se reitera que el sistema presenta desbalance en la demanda por fase, teniendo una demanda de Potencia aparente la línea **B** en el orden de un **10.8%** y la línea **C** en **20.4%** ambas mayor que la línea **A**.
- El sistema se encuentra al **14.13%** de su capacidad nominal (**225KVA**), por lo que quedan disponibles **193.2 KVA's** para cargas o adecuaciones futuras, el % de utilización de la subestación muestra un sobre-dimensionamiento de su capacidad lo que se reflejará en pérdidas sustanciales de energía.
- Se puede concluir de las gráficas **1.3.1 a 1.3.8** del **Anexo 1** que se tiene una demanda mínima promedio de **16 kW** trifásicos durante el horario no laboral, siendo este valor muy aproximado en comparación con lo registrado durante el fin de semana, de ahí que este consumo se debe atribuir a los servicios propios del edificio siendo mayoritariamente la iluminación.

2.4.5.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

Potencia Aparente.

"Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=15.11 KVA

Potencia aparente trifásica.

PROMEDIO.	40.46 KVA
-----------	-----------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 5:45-22:15 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=17.21 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=51.66 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 22:30-5:30 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=7.66 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=23.02 KVA.**"Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo."**

Valor promedio por fase:

= 9.11 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=38.99 KVA.**Demanda por horario**

La demanda máxima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 00:15-14:15 hrs, del día Sábado con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

= 7.42 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=21.45 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 7:45-19:00 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=4.49 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=3.87 KVA.**Potencia Activa****"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."**

Valor promedio por fase:

=14.64 KW.

Potencia activa trifásica.

PROMEDIO.	34.68	KW
-----------	-------	----

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 5:45-22:15 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=17.07 KW.

Valor total de las 3 fases:

=51.24 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 22:30-5:30 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=7.43 KW.

Valor total de las 3 fases:

=22.31 KW.

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 6.42 KW.

Valor total de las 3 fases:

=19.26 KW.

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 00:15-14:15 hrs, del día Sábado con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

= 6.9 KW.

Valor total de las 3 fases:

=20.71 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 7:45-19:00 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=0.41 KW.

Valor total de las 3 fases:

=1.22 KW.

Potencia Reactiva**“Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes.”**

Valor promedio por fase: **= 2.29 KVAR .**

Potencia reactiva trifásica.

PROMEDIO.	6.87 KVAR
-----------	-----------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 22:30-5:30 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 2.60 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 7.81 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 5:45-22:15 hrs , con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 2.27 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 6.82 KVAR.**

“Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase: **= 1.41 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 4.23 KVAR.**

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 19:45 sábado -7:15 hrs. domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 2.07 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 6.20 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 7:15-19:15 hrs del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=0.15 KVAR .

Valor total de las 3 fases:

=0.45 KVAR .

Diagnóstico:

- Como se indicó en el análisis de corriente, se reitera que el sistema presenta desbalance trifásico del orden de **11%** en la demanda por fase, teniendo una demanda de Potencia aparente la línea **B** en el orden de un **16.3%** y la línea **C** en **18.95%** ambas mayor que la línea **A**.
- El sistema se encuentra al **17.98%** de su capacidad nominal (**225KVA**), por lo que quedan disponibles **184.5 KVA's** para cargas o adecuaciones futuras, el % de utilización de la subestación muestra un sobre-dimensionamiento de su capacidad lo que se reflejará en pérdidas sustanciales de energía.
- Se puede concluir de las gráficas **2.3.1 a 2.3.8** del **Anexo 2** que se tiene una demanda mínima promedio de **22.31 kW** trifásicos durante el horario no laboral, siendo este valor muy aproximado en comparación con lo registrado durante el fin de semana, de ahí que este consumo se debe atribuir a los servicios propios del edificio siendo mayoritariamente la iluminación.

2.4.5.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Potencia Aparente.

“Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes.”

Valor promedio por fase:

=11.32 KVA

Potencia aparente trifásica.

PROMEDIO.	33.98 KVA
-----------	------------------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 5:15-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=14.31 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=42.92 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 23:00-5:00 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=8.02 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=24.18 KVA.

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 7.21 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=21.61 KVA.

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 19:15 del día sábado alas 7:15 del día domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

= 8.34 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=25.02 KVA.

La demanda mínima de potencia aparente se manifiesta dentro del horario: 7:30-19:15 hrs del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=6.60 KVA.

Valor total de las 3 fases:

=19.79 KVA.

Potencia Activa

"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=10.98 KW.

Potencia activa trifásica.

PROMEDIO.	32.96 KW
-----------	-----------------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 9:00-22:45 hrs, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=13.88 KW.

Valor total de las 3 fases:

=41.63 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 23:00-8:45 hrs del día siguiente, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=7.78 KW.

Valor total de las 3 fases:

=23.45 KW.

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 6.99 KW.

Valor total de las 3 fases:

=20.96 KW.

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 9:15 del día sábado a las 23:45, del día domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

= 8.09 KW.

Valor total de las 3 fases:

=24.27 KW.

La demanda mínima de potencia activa se manifiesta dentro del horario: 00:15-23:45 hrs del día domingo, con registro promedio de:

Valor promedio por fase:

=6.40 KW.

Valor total de las 3 fases:

=19.20 KW.

Potencia Reactiva**“Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes.”**

Valor promedio por fase: **= 1.56 KVAR .**

Potencia reactiva trifásica.

PROMEDIO.	4.69 KVAR
-----------	------------------

Demanda por horario

El consumo máximo de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 9:00-22:45 hrs , con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 2.07 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 6.21 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 23:00-8:45 del día siguiente , con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 0.99 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 2.96 KVAR.**

“Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase: **= 0.84 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 2.52 KVAR.**

Demanda por horario

La demanda máxima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 9:00 sábado –00:00 domingo con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **= 1.14 KVAR.**

Valor total de las 3 fases: **= 3.41 KVAR.**

La demanda mínima de potencia reactiva se manifiesta dentro del horario: 00:15-23:45 hrs del día domingo , con registro promedio de:

Valor promedio por fase: **=0.35 KVAR .**
 Valor total de las 3 fases: **=1.04 KVAR .**

Diagnóstico:

- Como se indicó en el análisis de corriente, se reitera que el sistema presenta desbalance trifásico del orden de **20%** en la demanda por fase, teniendo una demanda de Potencia aparente la línea **B** en el orden de un **50.3%** y la línea **C** en **16.2%** ambas mayor que la línea **A**.
- El sistema se encuentra al **11.32%** de su capacidad nominal (**300KVA**), por lo que quedan disponibles **266 KVA ´s** para cargas o adecuaciones futuras, el % de utilización de la subestación muestra un sobre-dimensionamiento de su capacidad lo que se reflejará en pérdidas sustanciales de energía.
- Se puede concluir de las gráficas **3.3.1 a 3.3.8** del **Anexo 3** que se tiene una demanda mínima promedio de **23.45kW** trifásicos durante el horario no laboral, siendo este valor muy aproximado en comparación con lo registrado durante el fin de semana, de ahí que este consumo se debe atribuir a los servicios propios del edificio siendo mayoritariamente la iluminación.

2.4.6 Análisis de factor de potencia.

2.4.6.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana "A"

Valor promedio semanal: **= 0.95**

"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase: **=0.95 .**
 Factor de Potencia trifásico. Promedio. **0.95**

"Análisis contemplado : Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase: **= 0.76**
 Valor total de las 3 fases: **= 0.93**

Diagnóstico:

- El factor de potencia registrado durante el tiempo de monitoreo durante el periodo laboral no representa complicación alguna registrando un promedio de **0.95** en el secundario del transformador, mientras que para el análisis de fin de semana se tiene un registro descendiente a **0.76 promedio** por fase, este valor manifiesta la existencia de carga reactiva atribuida principalmente a los componentes del sistema de iluminación, predominante carga durante este periodo de monitoreo.

2.4.6.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

Valor promedio semanal: = 0.84

"Análisis contemplado: entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=0.96

Factor de Potencia trifásico.

PROMEDIO.	0.97
-----------	-------------

"Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo."

Valor promedio por fase:

= 0.7

Valor total de las 3 fases:

= 0.75

Diagnóstico:

- El factor de potencia registrado durante el tiempo de monitoreo durante el periodo laboral no representa complicación alguna registrando un promedio de **0.97** en el secundario del transformador, mientras que para el análisis de fin de semana se tiene un registro descendiente a **0.7 promedio** por fase, este valor manifiesta la existencia de carga reactiva atribuida principalmente a los componentes del sistema de iluminación, predominante carga durante este periodo de monitoreo.

2.4.6.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Valor promedio semanal: = 0.97

"Análisis contemplado : entre semana de lunes a viernes."

Valor promedio por fase:

=0.96

Factor de Potencia trifásico.

Promedio.	0.97
------------------	-------------

“Análisis contemplado: Fin de semana Sábado-Domingo.”

Valor promedio por fase:

= 0.96

Valor total de las 3 fases:

= 0.97

Diagnóstico:

- El factor de potencia registrado durante el tiempo de monitoreo durante el periodo laboral y fin de semana no representa complicación alguna registrando un promedio de **0.97** en el secundario del transformador, mientras que para el análisis de fin de semana de la misma manera se tiene un registro de **0.97**.

2.4.7 Análisis de energías consumidas.

2.4.7.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana “A”.

Energía activa acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$E_{act} = 4425.18 \text{ kWh}$

Energía reactiva inductiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$E_{reactL} = 915.319 \text{ KVARh}$
--

Energía reactiva capacitiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$E_{reactC} = 1.017 \text{ kVARh}$
--

La verificación gráfica del comportamiento puntual en cuestión de energías consumidas durante el periodo de monitoreo, se puede lograr en el contenido correspondiente del Anexo **1**, gráficas **1.5.1 a 1.5.7**. donde se puede corroborar que el mayor consumo de kWh se lleva a cabo durante el horario de **9:36 a 16:30 hrs** durante el periodo de labores **entre semana**, con un máximo **puntual** se **14.3 kWh**

CONSUMO BASE (KWh)	CONSUMO INTER (KWh)	CONSUMO PUNTA (KWh)	CONSUMO TOTAL MENSUAL (KWh)
Sem:891.88	Sem:2912.72	Sem:620.58	19028.3
Mens:3835.08	Mens:12524.7	Mens:2668.49	

Tabla 2.4 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. Bernardo Quintana "A").

La verificación gráfica correspondiente al comportamiento del consumo acumulado por horario de energías durante el periodo de monitoreo y la extrapolación tanto semanal como mensual , se puede consultar en el Anexo 1, gráficas 1.6.1 a 1.6.26.

2.4.7.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

Energía activa acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$$E_{act} = 6169.314 \text{ kWh}$$

Energía reactiva inductiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$$E_{reactL} = 1268.515 \text{ KVARh}$$

Energía reactiva capacitiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

$$E_{reactC} = 0.181 \text{ kVARh}$$

La verificación gráfica del comportamiento puntual en cuestión de energías consumidas durante el periodo de monitoreo, se puede lograr en el contenido correspondiente del Anexo 2, gráficas 2.5.1 a 2.5.7. donde se puede corroborar que el mayor consumo de KWh se lleva a cabo durante el horario de **7:30 a 14:00 hrs** durante el periodo de labores **entre semana**, con un máximo **puntual** de **17 kWh**

CONSUMO BASE (KWh)	CONSUMO INTER (KWh)	CONSUMO PUNTA (KWh)	CONSUMO TOTAL MENSUAL (KWh)
Sem:1098.008	Sem:4262.909	Sem:1158.965	28035.49
Mens:4721.43	Mens:18330.51	Mens:4983.55	

Tabla 2.5 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. Bernardo Quintana "B" de Ingeniería).

La verificación gráfica correspondiente al comportamiento del consumo acumulado por horario de energías durante el periodo de monitoreo y la extrapolación tanto semanal como mensual , se puede consultar en el Anexo 2, gráficas 2.6.1 a 2.6.26.

2.4.7.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Energía activa acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

Eac t =5385.45 kWh

Energía reactiva inductiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

E_{react}L = 978.1 KVARh

Energía reactiva capacitiva acumulada consumida durante el periodo de monitoreo 1 semana.

E_{react}C =0.762 kVARh
--

La verificación gráfica del comportamiento puntual en cuestión de energías consumidas durante el periodo de monitoreo, se puede lograr en el contenido correspondiente del Anexo **3**, gráficas **3.5.1 a 3.5.7**. donde se puede corroborar que el mayor consumo de kWh se lleva a cabo durante el horario de **10:00 a 15:00 hrs** durante el periodo de labores **entre semana**, con un máximo **puntual** de **12 kWh**

CONSUMO BASE (KWh)	CONSUMO INTER (KWh)	CONSUMO PUNTA (KWh)	CONSUMO TOTAL MENSUAL (KWh)
Sem:1302.30	Sem:3106.60	Sem:976.55	23157.4
Mens:5599.89	Mens:13358.4	Mens:4199.17	

Tabla 2.6 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. 12 del Instituto de Ingeniería).

La verificación gráfica correspondiente al comportamiento del consumo acumulado por horario de energías durante el periodo de monitoreo y la extrapolación tanto semanal como mensual , se puede consultar en el Anexo **2**, gráficas **2.6.1 a 2.6.26**.

2.4.8 Análisis de armónicas.

2.4.8.1 Subestación del edificio Bernardo Quintana "A".

Distorsión Armónica.

Línea A

Valor promedio de la componente de tensión fundamental	=126.82 V
Valor promedio de tensión RMS.	=126.84 V
Valor promedio de la componente de corriente fundamental	=62.67 A
Valor promedio de corriente RMS.	=63.90 A
Distorsión total de tensión promedio	THD=1.66%

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **A** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio	TDD=18.92%
--	-------------------

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **A** se encuentra por encima del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=342.71$** .

Línea B

Valor promedio de la componente de tensión fundamental

=127.19 V

Valor promedio de tensión RMS.

=127.22 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=72.91 A

Valor promedio de corriente RMS.

=74.86 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.79**Diagnóstico:**

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **B** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio

TDD=22.13**Diagnóstico:**

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **B** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=342.71$** .

Línea C

Valor promedio de la componente de tensión fundamental

=127.01 V

Valor promedio de tensión RMS.

=127.03 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=78.57 A

Valor promedio de corriente RMS.

=80.28 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.87

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **C** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio

TDD=19.94

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente , el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **C** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso $I_{sc}/I_L=342.71$.

2.4.8.2 Subestación del edificio Bernardo Quintana "B".

Distorsión Armónica.

Línea A

Valor promedio de la componente de tensión fundamental.

=127.32 V

Valor promedio de tensión RMS.

=127.34 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=88.77 A

Valor promedio de corriente RMS.

=89.83 A

Distorsión total de tensión promedio.

THD=1.38

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **A** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma. La cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio.

TDD=17.03

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **A** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=357.95$** .

Línea B

Valor promedio de la componente de tensión fundamental.	=127.92 V
Valor promedio de tensión RMS.	=127.93 V
Valor promedio de la componente de corriente fundamental.	=103.24 A
Valor promedio de corriente RMS.	=104.14 A
Distorsión total de tensión promedio.	THD=1.40

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **B** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio	TDD=12.00
--	------------------

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **B** se encuentra **debajo** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=357.95$** .

Línea C

Valor promedio de la componente de tensión fundamental	=127.36 V
Valor promedio de tensión RMS.	=127.38 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=107.16 A

Valor promedio de corriente RMS.

=107.84 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.46

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **C** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio

TDD=11.65

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **C** se encuentra **debajo** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso $I_{sc}/I_L=357.95$.

2.4.8.3 Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Distorsión Armónica.

Línea A

Valor promedio de la componente de tensión fundamental

=124.35 V

Valor promedio de tensión RMS.

=124.37 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=69.14 A

Valor promedio de corriente RMS.

=71.34 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.38

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **A** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv.**

Distorsión total de corriente promedio

TDD=18.44

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **A** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=413.02$.**

Línea B

Valor promedio de la componente de tensión fundamental

=124.85 V

Valor promedio de tensión RMS.

=124.86 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=103.22 A

Valor promedio de corriente RMS.

=104.97 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.38

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **B** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv.**

Distorsión total de corriente promedio

TDD=18.44

Diagnóstico:

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **B** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **(100-1000)**; para este caso **$I_{sc}/I_L=413.02$.**

Línea C

Valor promedio de la componente de tensión fundamental

=124.59 V

Valor promedio de tensión RMS.

=124.61 V

Valor promedio de la componente de corriente fundamental

=81.16 A

Valor promedio de corriente RMS.

=82.74 A

Distorsión total de tensión promedio

THD=1.45**Diagnóstico:**

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de tensión, el THD que se manifiesta en la fase **C** se encuentra dentro del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **5%** para la mayoría de sistemas de distribución menores a **69Kv**.

Distorsión total de corriente promedio

TDD=19.62**Diagnóstico:**

En base a las recomendaciones y límites de **IEEE 519**, referente a la distorsión armónica de corriente, el TDD de corriente que se manifiesta en la fase **C** se encuentra por **encima** del límite de aceptación para dicha norma . la cual es del **15%** para sistemas donde I_{sc}/I_L se encuentra en el rango de **100<1000**; para este caso $I_{sc}/I_L=413.02$.

En la tabla 2.7, se compara y describe a manera de resumen la condición de los diversos parámetros eléctricos considerados en las instalaciones bajo estudio.

Parámetro Eléctrico	Edificio: "Bernardo Quintana"	Observaciones	Edificio: "B Posgrado de Ingeniería"	Observaciones	Edificio: "12 del Instituto de Ingeniería"	Observaciones
Voltaje.						
1φ/3φ V	126.30/218.24 V	Sin variaciones significativas	126.84/219.70 V	Sin variaciones significativas	123.74/214.32 V	Sin variaciones significativas
Regulación %	98.95%	desbalance (<2%)	97.00%	desbalance (<2%)	99.01%	desbalance (<2%)
Desbalance %	0.21%	satisface norma, instalar supresores clase C.	0.32%	satisface norma, instalar supresores clase C.	0.28%	satisface norma, instalar supresores clase C.
Corriente.						
1φ/3φ A	86.10/258.30 A	Distribuir carga de fase C en fases A,B .	120.33/361.01 A	Distribuir carga de fase C en fases A,B .	94.77/284.31 A	Distribuir carga de fase B en fases A,C .
Desbalance %	8.19%		11.36%		20.57%	
Potencia.						
1φ/3φ kVA	10.60/31.80 KVA		15.11/40.46 KVA		11.32/33.98 KVA	
MAX 1φ/3φ kVA	13.56/59.48 KVA		17.21/51.66 KVA		14.31/42.94 KVA	
1φ/3φ kW	10.07/30.21 KW		14.64/34.68 KW		10.98/32.96 KW	
MAX 1φ/3φ kW	12.88/38.66 KW	Disponibles 193.2 KVA's , distribución de carga sobre fase A,B , sobre dimensión del transformador.	17.07/51.24 KW	Disponibles 184.5 KVA's , distribución de carga sobre fase A,B , sobre dimensión del transformador.	13.88/41.63 KW	Disponibles 266 KVA's , distribución de carga sobre fase A,C , sobre dimensión del transformador.
1φ/3φ kVAR	1.36/4.08 KVAR		2.29/6.87 KVAR		1.56/4.69 KVAR	
MAX 1φ/3φ kVAR	1.77/5.30 KVAR		2.60/7.81 KVAR		2.07/6.21 KVAR	
% de utilización	14.13%		17.98%		11.32%	
Factor de Potencia	0.95		0.97		0.97	
Consumo / mes.						
Base kWh	3 835.08 kWh	Mayor consumo durante el horario de 9:30 a 16:30 hrs, con un máximo puntual de 14kWh	4 721.43 kWh	Mayor consumo durante el horario de 7:30 a 14:00 hrs, con un máximo puntual de 17kWh	5 599.89 kWh	Mayor consumo durante el horario de 10:30 a 15:00 hrs, con un máximo puntual de 12kWh
Intermedio kWh	12 524.70 kWh		18 330.51 kWh		13 358.40 kWh	
Punta kWh	2 668.49 kWh		4 983.55 kWh		4 199.17 kWh	
Total kWh	19 028.30 kWh		28 035.49 kWh		23 157.40 kWh	
Armónicas.						
%THD Tensión	1.87%	THD dentro de norma, TDD Fases A,B,C por encima norma	1.46%	THD dentro de norma, TDD Fases A por encima norma	1.45%	THD dentro de norma, TDD Fases A,B,C por encima norma
%TDD Corriente	22.13%		17.03%		19.62%	

Conclusión.

Al término de este segundo capítulo ha quedado clara la importancia de establecer los alcances del monitoreo de Calidad de Energía, mencionando las consideraciones clave para la elección de instrumentos acordes a un estudio tan ambicioso y amplio como se requiera. Además, otro de los objetivos cumplidos por este capítulo y no de menor importancia radica en establecer e implementar los mecanismos y recomendaciones generales de seguridad necesarios al trabajar en instalaciones eléctricas y en especial al momento del montaje de instrumentos de medición debido a las tensiones manejadas.

En el desarrollo de este capítulo se establecieron los alcances del proyecto de monitoreo y caracterización energética en posibilidades de realizar dentro de las instalaciones de Posgrado de Ingeniería y aledañas, mencionando los requerimientos y elaborando un plan de trabajo preliminar para las etapas de su desarrollo.

El camino a seguir para la obtención de resultados comienza desde la elección del equipo de monitoreo facilitado por el área de ahorro de energía del departamento de sistemas energéticos (DIE), disponibilidad del mismo y evaluación de su funcionamiento, centrar el análisis de Calidad de Energía en la cuantificación de los parámetros de diseño (especificaciones del proveedor de las subestaciones) y operación de los equipos (condiciones de trabajo), así como su consumo energético; permitiendo obtener el grado de desviación existente entre la operación óptima y en sitio de los equipos, determinando los problemas de sub o sobre-utilización de los mismos provocando un consumo de energía elevado.

Para verter los resultados obtenidos del monitoreo de las instalaciones, se han preparado hojas de cálculo con el fin de validar los datos estadísticamente y convertir cientos de lecturas de parámetros eléctricos a índices ilustrativos y gráficos. Estos muestran a simple vista el comportamiento de las instalaciones y su consumo energético, información necesaria para la realización de un diagnóstico.

Respecto a los diagnósticos realizados por cada instalación, se puede concluir que:

Análisis de Tensión, las tres subestaciones bajo monitoreo: Subestación del edificio Bernardo Quintana "A", Subestación del edificio Bernardo Quintana "B" y Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería; durante el tiempo de monitoreo no se tienen variaciones de tensión significativas, superando considerablemente los mínimos de la norma, lo que se traduce en una buena regulación a igual que un aceptable nivel de desbalance de fases en tensión.

Análisis de Corriente , las tres subestaciones bajo monitoreo: Subestación del edificio Bernardo Quintana "A", Subestación del edificio Bernardo Quintana "B" y Subestación del edificio 12 del Instituto de Ingeniería; presentan un desbalance trifásico de corriente considerable por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases, cabe hacer mención de que este efecto se muestra agravado durante la operación de las instalaciones durante el fin de semana sobre todo es notable lo ocurrido en el edificio **Bernardo Quintana "A"**.

Análisis de potencia, se refleja lo concluido en el análisis de corriente respecto a la demanda y desbalance por fase de cada instalación, además de esto se muestra la sobre dimensión del transformador para las tres instalaciones.

Análisis de armónicas el THD (tensión) para las tres instalaciones se encuentra dentro del límite de IEEE 519, mientras que el TDD (corriente) del edificio Bernardo Quintana "A" y el edificio 12 del Instituto de Ingeniería, se encuentran por encima del límite de aceptación para dicha norma, no siendo así para el edificio Bernardo Quintana "B" donde solo en una fase se sobrepasa este límite.

Cabe hacer notar la importancia de la información generada en este capítulo ya que en conjunto con las conclusiones al respecto, se sentarán las bases de los capítulos siguientes en cuanto a recomendaciones de calidad de energía y ahorro de la misma.

CAPÍTULO
3
RECOMENDACIONES PARA EL MEJORAMIENTO
DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Introducción.

Una vez identificados los problemas de calidad de energía que presentan las instalaciones resultado de un análisis previo, el siguiente paso consiste en el conocimiento de las medidas correctivas que nos ayudarán a erradicar las anomalías detectadas. Actualmente, se dispone de técnicas y dispositivos que han incrementado tanto en su variedad como en su complejidad, por lo que resulta ambiguo en muchos casos la elección de la solución correcta, debido a esto el objetivo de este capítulo se centra en el conocimiento de los equipos disponibles y las técnicas de acondicionamiento para el mejoramiento de la calidad de energía.

En el desarrollo de este capítulo se abordaran las diversas técnicas, mecanismos y dispositivos disponibles para erradicar los problemas de calidad de energía. Además, en vista de que muchas de las variaciones que ocurren en la calidad del suministro de energía eléctrica están relacionadas con problemas de alambrado y conexión a tierra, es necesario hacer una revisión del tema mencionando las técnicas recomendadas.

3.1 El sobredimensionamiento.

Es una técnica muy importante en instalaciones con presencia de armónicos aún en casos de transformadores que operen al 75% de su potencia nominal si existen cargas deformantes se pueden presentar síntomas relevantes como vibraciones, ruidos, sobrecalentamientos y disparos accidentales de las protecciones.

Con fuentes de mayor potencia y cables de mayor sección se consigue que el efecto de los armónicos tenga menor incidencia. Al tener mayor potencia la distorsión será menor, ya que la relación de la potencia armónica respecto de la potencia de la fuente será menor.

Si las armónicas tienen una sección mayor de cable por donde circular, el efecto piel o pelicular tendrá menor incidencia provocando un menor calentamiento de los conductores y de las protecciones; es decir que al sobredimensionar la instalación disminuye su impedancia total, evitando que aumenten las pérdidas por efecto Joule ocasionadas por los armónicos.

En el Capítulo I se discutieron los serios problemas ocasionados por la presencia de armónicas; la forma más sencilla de evitar estos inconvenientes es colocar un neutro de sección doble o, alternativamente, se puede utilizar un neutro separado para cada fase. El costo adicional suele estar plenamente justificado considerando los problemas que se evitan.

La técnica de separación de las fases consiste en la separación de las cargas sensibles de las fuentes de ruido dentro del sistema. Cada circuito debe alimentar a cargas de un mismo tipo (sensibles o no sensibles) y, de ser posible, los tableros deben ser diferentes. Circuitos separados para cargas sensibles significa que tanto las fases como el neutro deben ser diferentes¹.

¹Brown, Eugene , "Cutting Harmonics: More Phases Are Better", July-August '91.

3.2 Técnicas de Cableado.

Los métodos tradicionales para combatir corrientes Armónicas, como la conexión a transformadores Estrella - Delta no son efectivos cuando las cargas consisten principalmente en dispositivos de conmutación. La conexión a este tipo de transformadores cambia la forma de onda pero subsiste el calentamiento del neutro, debido a que no se verifica la cancelación de corrientes en el mismo.

La alimentación eléctrica puede hacerse más compatible con el sistema de distribución empleado, para ello deben considerarse básicamente dos aspectos:

- Los usuarios necesitan un sistema que permita la cancelación del neutro para todo tipo de cargas, incluyendo cargas conmutadas.
- Las cargas deben presentar un comportamiento ante el sistema de distribución como si se tratara de cargas lineales.

Ello se consigue mediante una adecuada separación de las fases de cada rama de alimentación; para ello se emplean los siguientes sistemas:

3.2.1 Sistema anti-fase.

La cancelación de las corrientes de neutro ocurre cuando los circuitos que comparten el neutro están separados 180°. Esta técnica, llamada *anti-fase*, provoca la cancelación de la fundamental y todas las Armónicas del neutro común.

El anti-fase se consigue generando tres fases adicionales que se presenten 180° fuera de fase respecto de las tres originales. Las seis fases resultantes generan corrientes sobre el neutro en pares superpuestos. Cuando el sistema está balanceado, las corrientes en el neutro son cero. Esta cancelación ocurre tanto a frecuencia fundamental como a todas las Armónicas.

No es necesario el balance completo de las cargas para que esta técnica sea de utilidad. Lo más importante es que desaparecen los picos de corriente. Los sistemas anti-fase resuelven el problema de los usuarios pero no mejoran la situación para las empresas distribuidoras de energía, que no ven ninguna diferencia si se emplean estos sistemas².

² Brown, Eugene , "Cutting Harmonics: More Phases Are Better", July-August '91.

3.2.2 Sistema inter-fase.

El valor de la potencia instantánea es proporcional al cuadrado de la corriente en el neutro. Nótese que la potencia instantánea va de cero al máximo seis veces en cada ciclo. En comparación, con cargas resistivas o con combinaciones resistivas/capacitivas, el flujo trifásico de potencias es continuo y uniforme.

Ello puede lograrse agregando un segundo juego de fases que tengan su pico de corriente cuando el primero presente corriente cero, uniformizando el flujo de potencia.

Una distribución de 6-fases permite optimizar la alimentación a los usuarios (*anti-fase*) o a la compañía distribuidora (*inter-fase*), pero no ambos a la vez. Para ello debe recurrirse a otros métodos.

3.2.3 Sistema de 12 fases.

En un sistema de 12 fases igualmente separadas las fases a 0, 120 y 240° representan el sistema convencional de tres fases. Las fases a 180, 300 y 60° representan las *anti-fases* de las mismas. Las inter-fases de las mismas están formadas por el conjunto de fases a 30, 90, 150, 210, 270 y 330°; el resultado es un flujo uniforme en la alimentación.

El *sistema de 12-fases* se obtiene mediante un convertidor que recibe la alimentación a través de una conexión trifásica en delta. Este equipo produce 12 fases en estrella igualmente espaciadas, permitiendo una distribución óptima en 12 ramales de circuitos.

Ninguna de las 12 fases generadas está en fase con la fuente de alimentación original. Los dispositivos de conmutación que operan directamente sobre la línea de alimentación producen picos instantáneos, en momentos diferentes, sobre cada una de las doce fases generadas. Ello agrega diversidad y permite uniformizar la alimentación.

Los edificios de oficinas, que distribuyen potencia a 30 o más computadoras son los que más se benefician con dispositivos de 12-fases³.

³ Brown, Eugene , "Cutting Harmonics: More Phases Are Better", July-August '91.

3.3 Incorporación de dispositivos.

3.3.1 Reguladores de tensión.

Los problemas de tensión generados por la conexión y desconexión de grandes cargas, arranques de motores, o las condiciones de tensión baja de las distribuidoras de electricidad durante las horas pico del verano, normalmente pueden controlarse con reguladores de tensión.

La función de los mismos es la de mantener constante la tensión a una carga determinada, bajo condiciones anormales en la tensión de alimentación.

Empleando más de un regulador en el mismo sistema eléctrico (en serie) pueden ocurrir problemas de inestabilidad. Estos problemas dependen del tiempo de respuesta y de la sensibilidad del regulador.

La alimentación de los equipos basados en microprocesadores dispone de un valor límite para regular la capacidad de las cargas; regulaciones adicionales pueden o no ser necesarias.

Los circuitos empleados en los reguladores de tensión son vulnerables a los daños producidos por picos de tensión, por lo que deben estar adecuadamente protegidos por supresores de transitorios.

Antes de seleccionar el dispositivo de regulación de tensión, es imperativo que los ingenieros conozcan la configuración del sistema eléctrico, la naturaleza de los problemas a corregir, las tolerancias admisibles, así como los pasos en los cambios de tensión a considerar⁴.

Los Reguladores mantienen constante la tensión de salida a las cargas aún con variaciones importantes en la tensión de entrada. Existen varios tipos, cada uno con ventajas y desventajas en su operación, los principales son:

- Los **Transformadores Ferroresonantes:** Pueden separar las tensiones de entrada y salida permitiendo la transformación de tensiones como el aislamiento de ruidos. Tienen excelente regulación, pero admiten una capacidad de sobrecarga limitada, tienen una eficiencia pobre a cargas bajas y pueden interactuar con formas de onda no lineales.

- Los **Reguladores Magnéticos de Tensión, que** constituyen un tipo especial de autotransformador.

⁴ Weiss, Ed Prime Computer Isolation Transformer-TVSS Approach Enhances Computer Site Power Quality Premier V '90

3.3.2 Filtros de Armónicas.

Para saber cual es el tipo de filtro mas adecuado para el control de Armónicas dentro de una instalación se debe efectuar una evaluación y planificación cuidadosa. Se debe observar que Armónicos están presentes y cual de ellos tiene una magnitud mayor que el resto para determinar si este podría ser el origen de los problemas; sobre la base de estas consideraciones es posible desarrollar un filtro acorde con ése Armónico en especial, que sintonice con la frecuencia correspondiente a su rango, para atenuarlo de manera significativa y si es posible anularlo.

Los filtros armónicas pueden usarse para:

- Mejorar el factor de potencia
- Reducir armónicos
- Reducir corrientes de retorno por el neutro en sistemas trifásicos
- Minimizar el impacto sobre los transformadores de distribución.
- Liberar capacidad de distribución.

Algunos filtros agregan aspectos útiles tales como regulación de tensión y corrección **momentánea por "sags" de tensión**. En las áreas con alta incidencia de tormentas, una combinación de filtro armónico y estabilizador de tensión puede resultar beneficioso tanto para la compañía de electricidad como para la carga⁵.

Filtro pasivo.

Los filtros pasivos no son más que un reactor de línea. En otros casos, pueden usar filtros resonantes en serie o paralelos. Un filtro serie (con la carga en serie) que usa componentes en **paralelo se conoce como un "receptor (repelente) de corriente"**. Un filtro paralelo (paralelo con la carga) usando componentes en serie es un aceptador de corriente. En o cerca al punto de resonancia del filtro, este dejará pasar mucha corriente y tensión armónica, la resistencia de Corriente Continua (dc) del filtro la soportará. Cuando se sintonizan adecuadamente con la carga estática, los filtros pasivos se convierten en un medio efectivo para controlar los armónicos.

⁵ Curlett, John —Consultant; Design and Performance of Harmonic Filters, Premier VI '90.

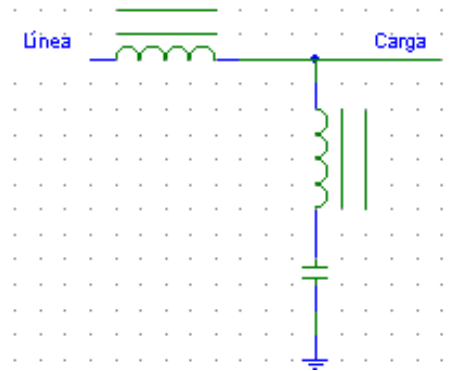


Figura 3.1 Filtro pasivo

Los filtros armónicos pueden ser bidireccionales. Esto significa que ellos pueden "hundir" (deformar) tanto la onda hacia la carga como la onda hacia la fuente.

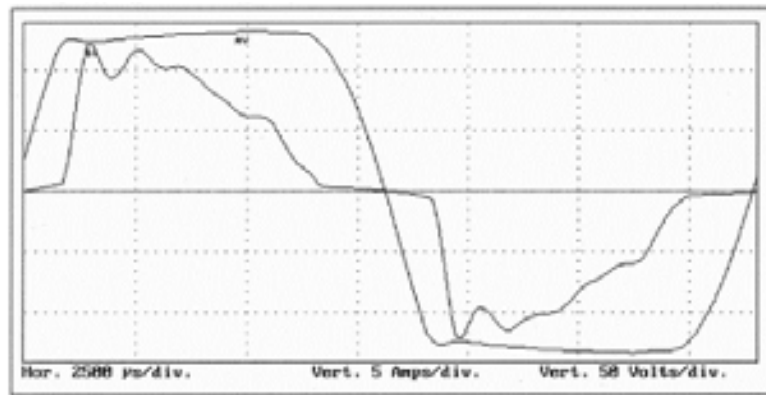


Figura 3.2 Salida de un filtro pasivo.

Filtro activo.

También denominados Compensadores Activos de Armónicas, analizan cada una de las fases de manera permanente teniendo en cuenta la forma de la Corriente de Carga. El análisis se realiza a través del Espectro Armónico, que está constituido por la suma de la intensidad fundamental y la de todos y cada uno de los Armónicos. El compensador genera una señal de corriente que es igual a la diferencia entre la corriente de carga y la intensidad fundamental. Esta diferencia, que es la suma de las corrientes Armónicas desfasadas 180°, se inyecta a la carga de modo que la resultante será una corriente senoidal igual a la intensidad fundamental de la fuente.

En la forma más simple, un filtro de armónica activo es un regulador de tipo impulso. El filtro impulsa tensión a lo largo de cada ciclo medio de Corriente alterna (AC), dando a la carga una forma de onda rectangular. La forma de onda rectangular de tensión obliga a los rectificadores en la fuente de alimentación a sacar corriente por un intervalo más largo. Para construir el ciclo correcto (período de conducción de corriente vs el intervalo de tensión) y mejorando también el factor de potencia. Dependiendo del tipo de filtro armónico activo, la distorsión a la salida puede ser mínima o muy pronunciada.

Existe otra tecnología de avanzada que permite la regulación de tensión y la cancelación de Armónicas en un equipo integrado, llamados Acondicionadores Activos de Potencia; normalmente se emplea para alimentar un grupo de equipos electrónicos sensibles.

Localizados entre el sistema de potencia y las cargas, estos Acondicionadores transmiten sólo la fundamental de la fuente, cancelando las corrientes inyectadas al sistema hasta la Armónica 25ta., manteniendo la tensión dentro de las tolerancias. Se adaptan automáticamente al espectro de Armónicas generado por cualquier cambio en las cargas.

Un Acondicionador Activo de Potencia puede aplicarse sin necesidad de calcular las corrientes Armónicas, con pequeños ajustes en los requisitos de los Filtros Pasivos.

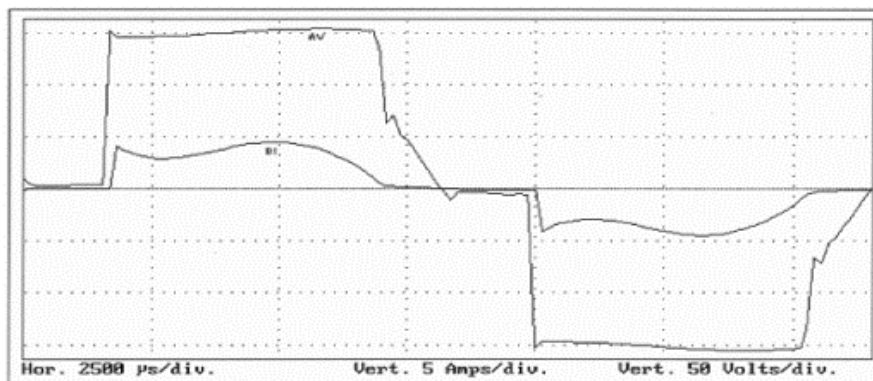


Figura 3.3 Salida de un filtro activo.

filtro electrónico de realimentación.

Un filtro electrónico de realimentación es un dispositivo muy complejo. Este dispositivo sensa armónicos de tensión y corriente y genera armónicos compensatorios para cancelar los armónicos indeseables. Debido a que el filtro sensa constantemente la tensión y la corriente, los cambios en la condición de la carga pueden ser rápidamente solventados. En virtud del

mecanismo de retroalimentación, este filtro, provee muy limpias formas de onda para la carga. La regulación de tensión es también una consecuencia normal de la operación de filtro⁶.

Las características de los Filtros ayudan a determinar sucesos eventuales. Es muy común encontrarse con distorsiones en la tensión de salida y en algunos casos también aumenta la potencia de salida.

En la Tabla 3.1⁷. A manera de ejemplo se compara la condición operativa de un sistema eléctrico y su variación frente la implementación del filtro.

	Reactores de línea	Filtros pasivos	Filtros activos	Filtros electrónicos
F.P. (sin filtro)	0.71	0.71	0.66	-0.64
F.P. (con filtro)	0.81	0.95	-0.97	-0.98
Tensión THD de entrada	2.7%	3.1%	2.2%	2.1%
Tensión THD de salida	27.6%	25.7%	23.4%	0.6%
Pico de tensión de entrada	168 V	169 V	170 V	166 V
Pico de tensión de salida	128 V	132 V	154 V	167 V
Corriente THD de entrada	35.9%	27.0%	23.9%	2.1%
Corriente THD de salida	36.1%	32.9%	31.2%	123%
Potencia de entrada	729 W	781 W	340 W	1253 W
Potencia de salida	685 W	697 W	326 W	1117 W
% Eficiencia	93.9	89.2	95.9	89.1

Tabla 3.1 Comparación de distintos tipos de filtros.

3.3.3 Supresores de transitorios.

Los *Supresores de Transitorios*, denominados también *Dispositivos de Protección contra Perturbaciones (Surge Protective Device)*, son equipos de gran importancia teniendo en cuenta la protección que brindan. El primer paso para proteger contra transitorios a computadoras y otras cargas sensitivas es ejecutar una buena instalación. Se requiere una puesta a tierra cuidadosa, con tierra equipotencial para la sala de computadoras. Con tierras pobres, la acción de supresores de transitorios puede no ser efectiva. La entrada a los edificios de las líneas de

⁶ Gross, Peter —PRK Associates; Design and Performance of Harmonic Filters; Premier VI '90.

⁷ Gross, Peter —PRK Associates; Design and Performance of Harmonic Filters; Premier VI '90.

potencia y las de datos deben ser protegidas mediante descargadores. Las líneas de datos telefónicas, en cambio, son protegidas por la concesionaria telefónica⁸.

Siempre que sea posible los sistemas deberán ser examinados en busca de posibles fuentes potenciales de transitorios, en la intención que estas puedan ser eliminadas de raíz, debido a que una sola fuente puede afectar a muchos componentes.

Las principales ventajas de instalar un dispositivo Supresor de Transitorios son⁹:

- Los interruptores no se disparan sin causa aparente.
- Se evitan fallas en el funcionamiento de los microprocesadores.
- No se arruinarán los circuitos electrónicos sin explicación.
- Los motores no perderán velocidad durante su funcionamiento.
- Mejorará la expectativa de vida de los equipos.
- Disminuirán los problemas de arranques de tubos fluorescentes.
- Se evitará el problema de pérdida de memoria en computadoras o PLC durante su funcionamiento.
- Los relevadores de tiempo y medidores no darán lecturas incorrectas.
- Disminuirá el recambio de contactores, tubos fluorescentes, balastos, etc.
- Disminuirán los tiempos muertos por equipos fuera de servicio.
- No se observarán equipos destruidos ni dañados en el caso de intromisión en la red de una descargas atmosféricas.

Existen algunos conceptos que se debe conocer para una adecuada selección de estos equipos, estos son:

Corriente Máxima de descarga (I_{max}): es la corriente máxima que se requiere que el protector pueda descargar una vez en su vida útil, correspondiendo a condiciones excepcionales. Las corrientes transitorias son generalmente representadas como formas de onda 8 / 20. Donde el 8 representa el tiempo de crecimiento y el 20 el de caída hasta la mitad de su amplitud. Ambos tiempos expresados en microsegundos.

Nivel de protección (Up): es el nivel de protección de tensión compatible con la sensibilidad de los equipos a proteger, donde:

⁸ Bird, Anthony O. Atlantic Scientific Corporation Strategic Application of Surge Protection Devices Enhances Facility Power Quality July-August '94.

⁹ Hansell, Charles D. —Charles D. Hansell Consultants Inc. The MiniFortress Concept for Surge Protection September-October '92.

- $U_p = 2,5 \text{ kV}$ para equipamiento electrotécnico, controles eléctricos, interruptores, etc.
- $U_p = 1,8 \text{ kV}$ para equipamiento electrotécnico que contenga circuitos electrónicos sensibles, como TV, audio, lavarropas, etc.
- $U_p = 1,5 \text{ kV}$ para equipamiento electrotécnico sensible, como ser computadoras, máquinas registradoras, etc.

Tanto en las normas IRAM como en otras normativas internacionales (ANSI / IEEE C 26.41, la IEC 664) definen la severidad de las exposiciones a transitorios por categorías, de acuerdo a su ubicación relativa en los edificios¹⁰.

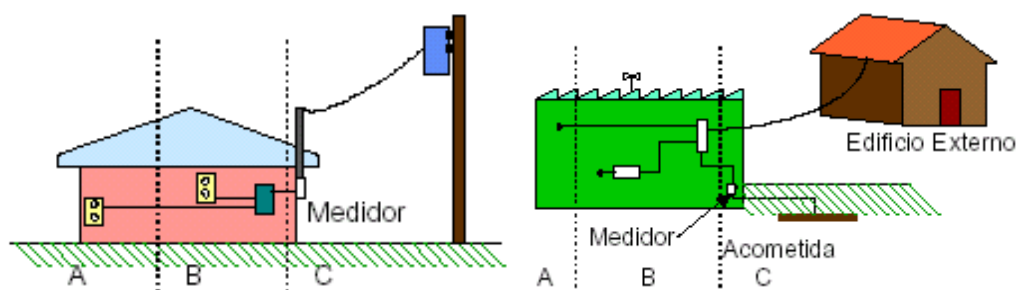


Figura 3.4 Categorías de exposición a transitorios.

La elección de los dispositivos supresores se realizará sobre la base de estas categorías.

La categoría **C** corresponde a las siguientes ubicaciones:

- Instalación exterior y acometida.
- Circuitos que van del wattorímetro
- Al medio de desconexión principal.
- Cables del poste al medidor.
- Líneas aéreas a edificios externos
- Líneas subterráneas para bombas.

La categoría **B** corresponde a las localidades siguientes:

- Alimentadores y circuitos derivados cortos.
- Tableros de distribución.
- Barras y alimentadores en plantas industriales.
- Tomacorrientes para aparatos grandes con cableados cercanos a la acometida.
- Sistemas de iluminación en edificios comerciales.

¹⁰ Clark, O. Melville ; General Semiconductor Industries Inc. Multilocation Surge Protection for Commercial and Industrial Environments.

La categoría **A** corresponde a las ubicaciones siguientes:

- Tomacorrientes y circuitos derivados largos.
- Todos los tomacorrientes que estén a más de 10 m de categoría B con hilos #14 - #10.
- Todos los tomacorrientes que estén a más de 20 m de categoría C con hilos #14 - #10.

Esta clasificación es el resultado de un compromiso entre dos extremos: a) proteger en forma sobrada sin importar la inversión inicial y b) no proteger evitando así la inversión inicial. Entre estos extremos, el estándar recomienda que los protectores de categoría **C** deben ser capaces de tolerar mayores corrientes que los de categoría **A** y **B**, mientras que el **B** debe soportar mayores corrientes que los de categoría **A**. Es por esto que, en general, los de categoría **C** son más robustos y más costosos. La clasificación también sugiere que los de categoría **A** tengan una tensión de sujeción menor, de esta manera los de clase **B** y **C** se encargan de manejar altas energías y los de categoría **A** se encargan de restringir las excursiones del sobretensión transitorio para evitar disturbios en la operación del equipo sensible ¹¹. La Figura 3.5 muestra que la impedancia del alambrado actúa como un supresor serie.

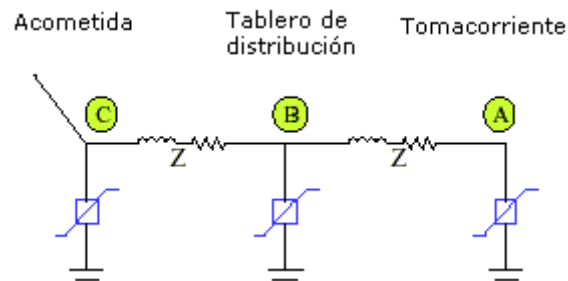


Figura 3.5 Impedancia del alambrado actuando como supresor serie.

Dentro de la categoría de Supresores de Transitorios existen varios tipos de dispositivos, entre ellos podemos mencionar:

a) Dispositivos de Descarga

En esta categoría se incluyen dispositivos tales como descargadores gaseosos, protectores de rayos y dispositivos de comando.

Los Dispositivos de Descarga son relativamente lentos, tomando varios microsegundos para operar, por lo que someten a los dispositivos a proteger a elevados crecimientos iniciales de

¹¹ F.D. Martzloff, "Coordination of surge protectors in low-voltage AC power circuits," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 1 Jan/Feb 1980.

tensión, que pueden llegar a varios miles de Volt por microsegundo. Por tal motivo después de este debe colocarse una protección adicional contra picos.

Los dispositivos mas comunes para protección de computadoras y otros equipos sensibles son los Tubos de Descarga de gas (GDT's). Consisten en dos o tres electrodos con sales en un tubo de vidrio lleno con una mezcla de gases a baja presión. Tienen una vida relativamente prolongada y habilidad para transportar cantidades importantes de corriente.

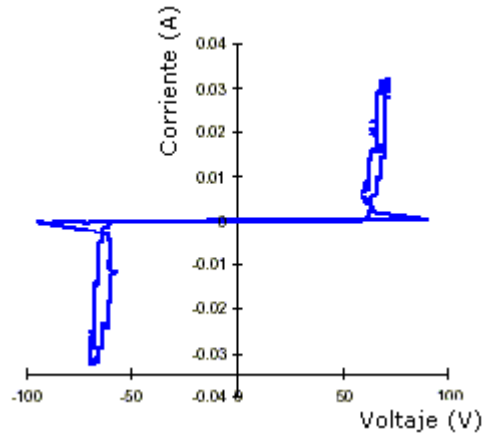


Figura 3.6 Características corriente-tensión de un tubo de gas.

b) Dispositivos de Enclavamiento de Tensiones

Estos dispositivos, tales como Varistores (resistores no-lineales), Varistores metal-óxido (MOV's), Diodos Zener (avalanchas) y Rectificadores de Selenio, son conductores unidireccionales hasta que se alcanza un nivel de tensión determinado; a partir de ese momento conducen en sentido contrario.

Normalmente están conectados en los circuitos en el sentido de no-conducción, presentando una impedancia muy elevada; cuando se alcanza la máxima tensión permitida la impedancia cae rápidamente. Es decir que la elevación de corriente trae aparejada la baja de la impedancia, impidiendo el paso del transitorio a las cargas.

Los Dispositivos de Enclavamiento operan en el rango de nanosegundos, miles de veces más rápido que los descargadores, pero generalmente son capaces de disipar mucho menos energía de los transitorios. Son efectivos para empalmar las tensiones pico de máximo nivel ¹².

¹² Chapman, Ron; Advanced Protection Technologies TVSS Clamping Voltage: A Closer Look.

Los de tipo MOV están disponibles para un amplio rango de tensiones y corrientes, desde 4 V para líneas de datos hasta varios miles de volt para redes de potencia; para pulsos pico desde unos pocos hasta 10000 Ampere, y para la disipación de energía desde 1 hasta 10000 Joule. Son de bajo costo, compactos y fáciles de aplicar, por lo que son los de mayor uso para la protección de transitorios.

Una característica de los MOV es que se deterioran con la repetición de los transitorios, aunque ello se ha mejorado en los equipos mas modernos.

Los Diodos de Zener también se emplean para el enclavamiento de tensiones. Se trata de dispositivos de avalancha que mantienen impedancias elevadas hasta la tensión de ruptura, donde esta cae rápidamente hasta permitir la acción de enclavamiento. Los diodos de Zener empleados para enclavamiento de tensión son de características diferentes a los utilizados como reguladores de tensión.

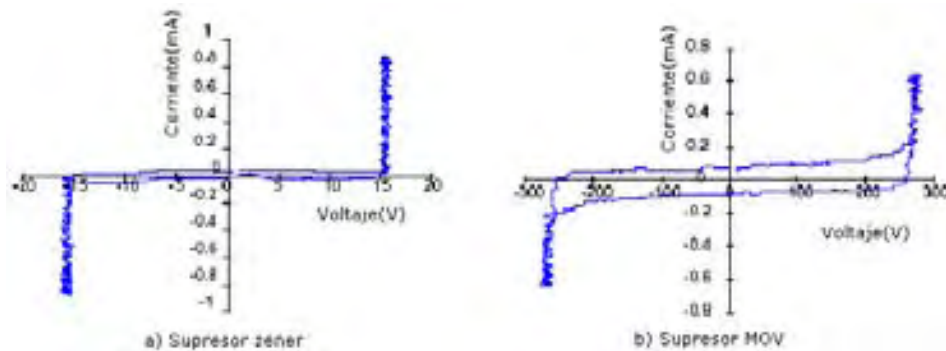


Figura 3.7 Características corriente-tensión de un supresor zener y de un MOV de 150Vrms

Bajo condiciones de avalancha, cuando el diodo tiene Sobre Tensiones, flujos sustanciales de corriente pueden atravesar la junta semiconductor. La habilidad para disipar el calor en la juntura limita la máxima energía que puede manejar.

Los Varistores de Carburo de Silicio tienen elevada capacidad de manejo de potencia y se emplean para transitorios de alta tensión, como los supresores para descargas atmosféricas. Tienden a manejar corrientes importantes en el estado normal, por lo que normalmente se emplean en serie con dispositivos que mantienen abierto el circuito hasta que ocurre algún transitorio. Esta propiedad los vuelve insatisfactorios para operaciones de enclavamiento a bajas tensiones.

También se suelen utilizar los Supresores de Transitorios de Celdas de Selenio, que manejan satisfactoriamente transitorios repetidos de alta energía, pero que tienen un pobre desempeño como enclavadores de tensión¹³.

c) Dispositivos de Atenuación

Estos dispositivos están insertos en un circuito para permitir el paso de potencia a frecuencia de línea, mientras atenúan los transitorios con frecuencias en el rango de KHz o MHz, varios ordenes de magnitud superiores que los de la potencia de 60 Hz.

Los Filtros de Paso Bajo (low-pass) consisten en una combinación de capacitores en paralelo e inductancias en serie. Sus componentes deben estar dimensionados para resistir las altas tensiones de los transitorios, mientras que las inductancias en serie deben permitir circular las corrientes de carga.

Los filtros deben estar dimensionados para el tipo de transitorio a atenuar. Por lo tanto, su impedancia debe estar de acuerdo a la impedancia de entrada y salida; de lo contrario, con las variaciones los filtros pueden asumir compromisos perjudiciales.

En circuitos de baja potencia un transitorio puede hacerlo entrar en oscilación, y la salida en filtros de pobre desempeño puede contener más tensiones y frecuencias que en la entrada.

Un dispositivo especial de ajuste activo (active tracking) censa la tensión sinusoidal instantánea a cualquier punto en el ciclo y otros dispositivos limitan la tensión máxima. Ello limita la desviación de la tensión sinusoidal instantánea verdadera, en cualquier punto de la onda sinusoidal, a +/- 2V. Cuando se censa una desviación de tensión, la unidad provee un filtro integral en menos de 5 nanosegundos¹⁴.

d) Dispositivos híbridos

Son supresores de transitorios que combinan dos o mas tecnologías para proveer supresiones de transitorios en un amplio rango de tensiones, tasas de crecimiento, etc., que un solo dispositivo no podría proveer.

Como ejemplo de ello podemos encontrar los productos de la firma INNOVATIVE TECHNOLOGY

¹³ Swanson, Keith . Joslyn Electronic Systems Corporation; Current and Future Surge Protection Technology.

¹⁴ Lewis, Pete, Intermatic Inc; Transient Voltage Surge Suppression Response Time.

que incorporan una variedad de componentes como la indicada en la Tabla 3.2:

COMPONENTES	VETAJA APROVECHADA
Varistor de óxido-metal	- Gran capacidad de manejo. - Tiempo de respuesta en nseg.
Diodo	- Excelente confiabilidad. - Tiempo de respuesta en nseg.
Descargador gaseoso	- Buen manejo de sobrecorriente. - Tamaño pequeño.
Capacitor	- Sin umbral de operación. - Filtra transitorios de Onda Amortiguada. - Filtra interferencia electromagnética y de radiofrecuencia

Tabla 3.2 Comparación de distintos tipos de supresores.

3.3.4 Transformadores de Aislamiento

Las función básica de los transformadores es la de cambiar o ajustar los niveles de tensión. Actualmente se les ha asignado otras dos funciones que consisten en:

- Proporcionar un aislamineto para la fuente de potencia.
- Permitir el aislamiento de las terceras Armónicas.

Los transformadores con blindaje de Aislamiento no proveen protección contra anomalías de tensión como Baja-tensiones o Sobre-tensiones. En efecto, debido a las características de estos transformadores, las variaciones de tensión ocurridas en el arrollamiento primario inducen corrientes en el arrollamiento secundario del transformador¹⁵.

Adicionalmente, por la naturaleza propia de los transformadores se pueden generar transitorios. Por ello, los transformadores con blindaje de aislamiento de alta calidad vienen acompañados de supresores de transitorios de tensión, que pueden superar ciertos tipos de anomalías en la alimentación. La resolución de problemas creados por múltiples caminos de corrientes en el circuito de tierra son ejemplos del uso efectivo de esta combinación.

De acuerdo al libro esmeralda¹⁶, un transformador de aislamiento es uno que cuenta con devanados primario (entrada) y secundario (salida) separados. Un autotransformador no tiene

¹⁵ Weiss, Ed Prime Computer Isolation Transformer-TVSS Approach Enhances Computer Site Power Quality.

¹⁶ IEEE, Emerald Book, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding of Sensitive Electronic Equipment, ISBN: 1-55937-231-

devanados separados, por lo tanto, no es un transformador de aislamiento. La relación de transformación puede ser cualquiera (208 / 208, 480 / 208), no tiene que ser unitaria. Un transformador de aislamiento apropiado para equipo electrónico sensible debe contar con al menos un blindaje electrostático (blindaje Faraday) para disminuir la intercapacitancia entre los devanados. Un transformador de aislamiento con blindaje Faraday reduce el ruido de modo común, mas no reduce el ruido de modo diferencial.

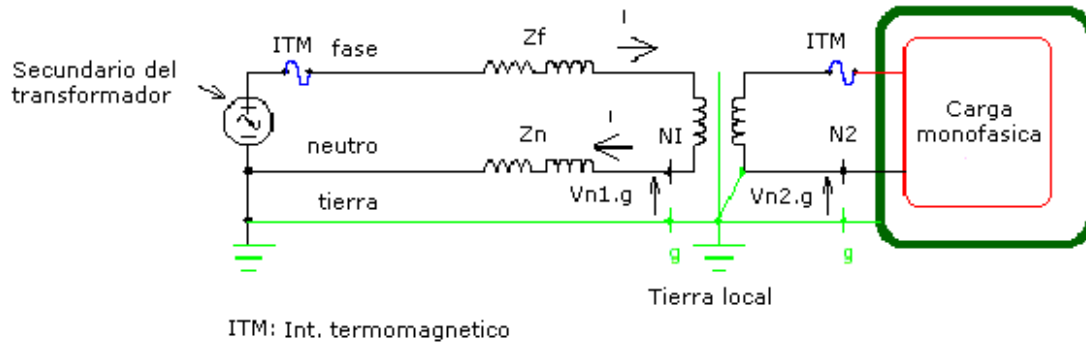


Figura 3.8 Transformador de aislamiento, carga monofásica.

Transformadores estrella - delta:

Permiten retener en ese punto de la instalación los Armónicos 3º, 9º y múltiplos de tres, los que solo pueden circular desde la carga hasta el transformador, pero no hacia la fuente. También permiten liberar al neutro de la fuente de las corrientes armónicas, que pueden ser muy importantes, evitando el recalentamiento del mismo.

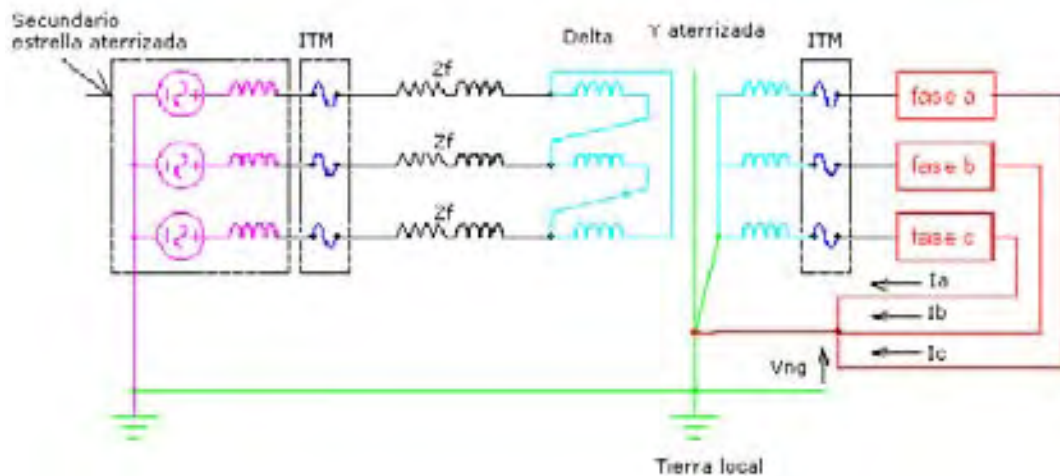


Figura 3.9 Transformador de aislamiento en instalación trifásica.

Transformadores de doble secundario:

Cuando las cargas generadoras de Armónicos son trifásicas, predominan principalmente los armónicos 5o. y 7o., por lo que la solución anterior no es válida y debe recurrirse a otra técnica que consiste en realizar un desfase angular de 30° entre las dos salidas. El mismo efecto podría obtenerse si se utilizaran dos transformadores con distinto acoplamiento.

En esta aplicación las cargas se reparten en dos salidas separadas que se conectan a ambos secundarios.

Debido al desfase entre secundarios las corrientes Armónicas de ambos secundarios están desfasadas y se suman, obteniéndose como resultado una disminución en la tasa de distorsión de corrientes y en particular en los armónicos de grado 5° y 7° ya que dichos armónicos de uno de los devanados está en oposición de fase con los equivalentes del otro devanado.

No obstante, para que este procedimiento pueda dar resultado se deben conectar solamente cargas trifásicas en ambos secundarios y las cargas deformantes han de tener características similares (el mismo espectro Armónico) en las dos distribuciones para que se anulen por su signo opuesto.

3.3.5 Sintetizadores magnéticos.

Emplean ferresonantes magnéticos (transformadores e inductores) y capacitores para sintetizar una salida trifásica de alta calidad, empleando la entrada sólo como fuente de energía.

Permiten mantener una salida trifásica de capacidad reducida aún si se pierde una de las fases, aunque el ángulo entre fases no será de 120°. Los sintetizadores magnéticos carecen de partes móviles y de dispositivos semiconductores, excepto en los controles. Sus capacitores almacenan suficiente energía para superar cortes en la alimentación de hasta un ciclo.

Cuando se cuenta con una fuente alternativa confiable en la alimentación, como ser una segunda línea desde la distribuidora, los sintetizadores magnéticos se combinan con switch estáticos de transferencia que alternan la fuente en 1/4 de ciclo, proveyendo energía ininterrumpida a las cargas sensitivas y eliminando la necesidad de un sistema de energía ininterrumpible (UPS).

Estos equipos protegen contra transitorios oscilatorios, Sobre y Baja Tensiones pero no son de utilidad contra cortes totales de tensión; en estos casos deben complementarse con baterías.

Sus características principales son:

- Operan con rangos de tensión de alimentación de +/- 40% del nominal.
- La Distorsión Armónica Total es menor al 4%.
- La eficiencia es del orden del 94% a plena carga.
- Requieren un mínimo mantenimiento, en particular una inspección anual a los capacitores para reemplazar los que hallan fallado.

Los sintetizadores magnéticos, como cualquier otro sistema que alimente cargas críticas, debe contar con sistemas de by-pass para tareas de mantenimiento del sintetizador.

3.3.6 Conmutadores de estado sólido

Las fallas eléctricas son comunes a todos los equipos, más aún desde que se introdujeron los dispositivos de estado sólido. Las soluciones primitivas incluían el empleo de equipos rotativos y conmutadores para derivar la alimentación de la fuente "primaria" a la "alternativa"; estos switches eran básicamente electromecánicos.

Su principio de funcionamiento consistía en que una reducción de tensión en el relevador, por debajo de un cierto valor, producía su desenergización, desconectando el contactor de la línea preferida y energizando el contactor alternativo.

La fuente preferida debía estar completamente desconectada cuando entre en operación la secundaria, a efectos de evitar cortocircuitos. Para alimentar equipamientos de estado sólido ello no es posible por las siguientes razones¹⁷:

- Las interrupciones de potencia son prolongadas.
- Los arcos producidos durante las transferencias son una fuente intensa de radiaciones y de ruidos eléctricos.
- La conmutación descontrolada puede producir importantes transitorios de corriente.
- Los conmutadores electromecánicos no pueden alcanzar altas velocidades de switcheo.

Por tal motivo, para conmutaciones en Corriente Alterna con tiempos de switcheo de varios microsegundos se introdujeron los rectificadores de estado sólido en base a silicio (SCR) . Los controladores más modernos tienen dispositivos incorporados que no se ven afectados por condiciones de tensión cero menores a 8 ms.

¹⁷ Cyberex, Cyberex ; Cyberex Static Transfer Switch Part II: Design and Testing.

Los conmutadores de estado sólido que se aplican a cargas sensitivas incluyen sensores de fallas en la fuente preferida de alimentación que permiten la transferencia a la fuente alternativa manteniendo las relaciones de fases, restableciendo la tensión rápidamente para evitar malfuncionamientos. La transferencia se efectúa sin producir arcos.

Los Controladores lógicos programables (PLC's) son los dispositivos que más se benefician con este tipo de equipos. Los PLC's son sistemas lógicos que constan de un procesador y tarjetas de entrada - salida alimentadas por una o mas fuentes de corriente continua. Estas tarjetas tienen tiempos típicos de respuesta de 10 a 25 ms, por lo que no se ven afectados por ausencias de tensión de 6 ms.

Generalmente, las tarjetas analógicas de entrada están conectadas a sensores o transductores alimentados desde fuentes de corriente continua protegidas contra disturbios. La lógica de las tarjetas de salida también suele estar alimentada en corriente continua, que no se ve afectada por perturbaciones. Existen tarjetas de salida que conmutan corriente alterna y que requieren estudios mas profundos.

3.3.7 Fuentes de Energía Ininterrumpible (UPS estáticas)

Los UPS en sus primeros días eran equipos que tenían únicamente la función de entregar energía eléctrica frente a un corte de luz, sin que los consumos notaran la interrupción del suministro y seguir operando durante un tiempo determinado por la capacidad de una batería.

El avance tecnológico hizo que los consumos tuviesen requerimientos más estrictos y los U.P.S. debieron adaptarse a estos, siendo hoy en día, sistemas muy complejos que eliminan todo tipo de perturbaciones de la línea eléctrica y garantizan que los consumos no se vean afectados e inclusive ni se enteren que la instalación eléctrica sufre de tales anomalías.

En los casos donde son esperables los cortes de energía, las UPS combinadas con equipos de protección de Sobre Tensiones suelen ser la solución más efectiva al menor costo. El tiempo que continúe el U.P.S. alimentando a los consumos dependerá evidentemente de la capacidad de energía almacenada en las baterías. De esta forma es claro que los U.P.S. han superado a los simples estabilizadores y de esta forma son los únicos equipos que pueden garantizar que los equipos no se dañen y puedan seguir operando sin importar que problemas puedan existir en la red eléctrica¹⁸.

¹⁸ White Paper. CREXEL SRL INGENIERIA

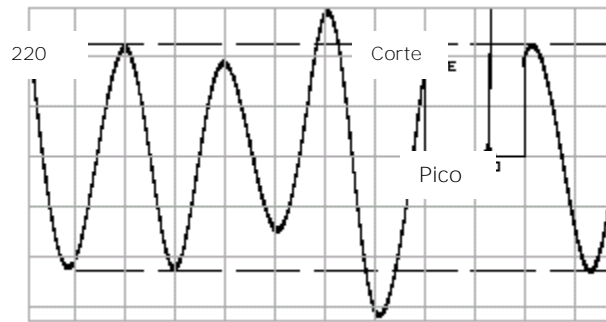


Figura 3.10 Forma de onda a la entrada de un UPS, se observa un corte de energía acompañado de un pico de tensión.

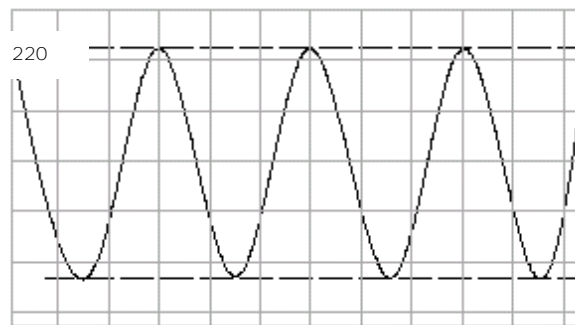


Figura 3.11 Forma de onda a la salida de un UPS, se observa una forma de onda íntegra y libre de variaciones de tensión.

Partes componentes principales:

- **Rectificador:** Etapa encargada de cargar el banco de baterías y mantenerlo cargado hasta el momento de un corte de luz, donde éste se encargara de suministrar la energía para que los equipos sigan trabajando hasta que el banco de baterías se agote.
- **Banco de baterías:** Etapa cuya función es la de ser fuente alterna de energía frente los cortes por parte de la fuente principal, suministra energía continua y su autonomía (duración) depende del número de celdas, conexión y estado de las mismas.
- **Inversor:** Etapa encargada de convertir la energía continua de la batería en energía alterna. De esta forma frente a un corte de energía esta etapa se encargará de convertir la energía de las baterías en la requerida por los consumos para seguir operando sin que estos se percaten del corte hasta que las baterías se descarguen ó la red eléctrica retorne.
- **Unidad de Control:** Etapa encargada del control y supervisión de las distintas partes mencionadas, como también del estado de la red eléctrica y de la salida del equipo que

está alimentando a los consumos. Esta etapa también puede ser central (única) ó estar dividida en una unidad de control para cada etapa y entre ellas estar comunicadas.

Las UPS estáticas vienen en rangos amplios, desde unos pocos cientos de VA para la protección de cargas individuales hasta 750 k VA (o más) para proteger instalaciones enteras. Cargas mayores se atienden mediante el empleo de unidades en paralelo.

Los sistemas de UPS estáticas están disponibles en tres configuraciones típicas:

Existe mucha confusión en el mercado acerca de los diferentes tipos de sistemas UPS y sus características. A continuación, se define cada uno de los tipos de UPS, se analizan las aplicaciones prácticas en cada caso, y se indican las ventajas y desventajas correspondientes. Con esta información, puede tomarse una decisión informada sobre la topología UPS más apropiada para satisfacer una necesidad específica. Muchos de los malentendidos con relación a los sistemas UPS desaparecen cuando se identifican correctamente las diferentes topologías UPS. La topología UPS indica la naturaleza básica del diseño del UPS¹⁹.

Existen 5 tipos distintos de UPS y aplicaciones respectivamente.

- **Stand-by**
- **Stand-by Ferro**
- **Interactivos**
- **Doble conversión**
- **Conversión delta**

A su vez estos se definen dentro de dos grupos:

- **On-line**
- **Off-line**

UPS "On Line".

Estos UPS siempre alimentan a los consumos a través del inversor, ya sea con la red eléctrica presente como durante un corte de energía. Son el tipo más común en las instalaciones para cargas críticas.

¹⁹ Rasmussen,Neil ; APC, American Power Conversion; White Paper: Diferentes tipos de sistemas UPS.

UPS "Off Line":

Si hablamos de un UPS off-line estamos diciendo que el inversor no está en línea con el consumo ó que el inversor no es el que alimenta a los consumos, salvo en el caso de un corte de energía, en condiciones normales proveen potencia sin acondicionar. Esta configuración se suele aplicar para cargas pequeñas y no requiere de otros equipos de acondicionamiento de línea.

3.3.7.1 UPS Stand-by

Son el tipo de UPS más sencillo y su función principal es la de alimentar a los consumos frente a un corte de energía. El grado de protección contra perturbaciones de la red eléctrica es muy bajo ó nulo. El UPS stand-by está compuesta por tres partes: un cargador de baterías, un inversor, una llave conmutadora automática, un banco de baterías.

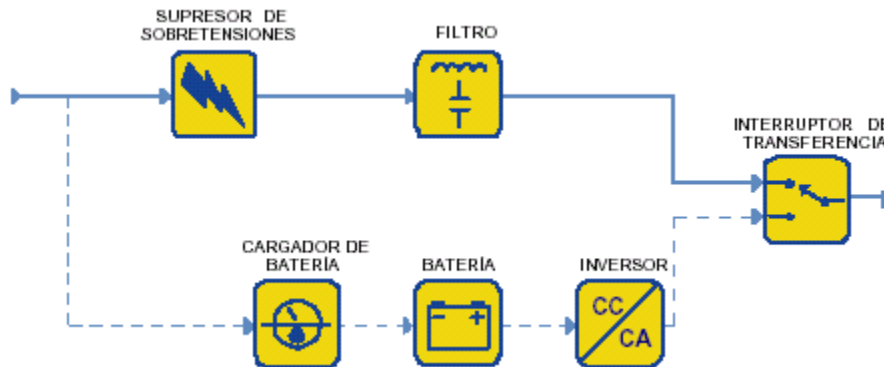


Figura 3.12 UPS Standby.

En la condición de red eléctrica presente los consumos son alimentados directamente por la red. Es evidente que si existiera algún tipo de perturbación en la línea el consumo la vería. Estos sistemas cuentan con protecciones de picos de tensión únicamente y obviamente no pueden estabilizar la tensión. Son denominados también UPS back-up ya que la única función que tiene es permitir la salvaguarda de datos de una PC frente a un corte de luz.

En el momento en que la red eléctrica se corta el inversor comienza a convertir la tensión de baterías en tensión alterna y la llave conmutadora automática transfiere los consumos al inversor en un lapso de tiempo del orden de los 4 a 8 mseg. tiempo suficiente para que los consumos como sensibles como las PC no lo vean ya que pueden soportar hasta un micro-corte de 10 milisegundos²⁰.

²⁰ White Paper. CREXEL SRL INGENIERIA

Una vez que la batería se agota el UPS se apaga por completo dejando sin alimentación a los consumos conectados a él a la espera de que la red retorne. En el instante que la red regresa el UPS Standby reestablece la alimentación a los consumos a través de red y al mismo tiempo el cargador toma la energía necesaria para realizar la recarga de las baterías. Una vez que las baterías se han recargado el cargador solo toma una pequeña porción de energía de la red para mantener a las baterías cargadas a la espera de un nuevo corte de red.

Este tipo de equipos cubre una gama de potencias del orden de los 250 VA ó Watts hasta 1000 VA ó Watts. La forma de onda generada por el inversor es cuadrada ó conformada y al no contar con protección ni filtros, solo es recomendable para aplicaciones simples con fuentes conmutadas (switching) no sensibles a perturbaciones de la red.

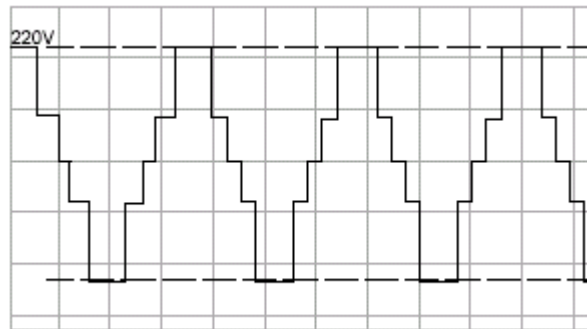


Figura 3.13 Forma de onda Cuasi-Senoidal.

La ventaja de estos equipos es que son económicos. Las desventajas tienen una aplicación delimitada, solo protegen contra un corte de energía y contar con un rango de potencias muy pequeño. Son recomendables para terminales "bobas" (TTY) que no cuenten con unidad de almacenamiento dedicada o PC's con niveles de procesamiento e importancia bajos. En el ámbito eléctrico simplemente para alimentar fuentes auxiliares de tableros ó interruptores, pero no para equipamiento de cierto grado de complejidad.

3.3.7.2 UPS Stand-by Ferro

En una época, la UPS Stand-by Ferro era la que más se usaba para el rango de potencia de 3-15 kVA. Este diseño depende de un transformador especial de saturación que tiene tres devanados. El circuito de energía primario va desde la entrada de CA, a través de un interruptor de transferencia, y del transformador, hasta la salida. En el caso de una falla de alimentación, se abre el interruptor de transferencia, y el inversor toma la carga de salida.

En el diseño de Stand-by Ferro, el inversor se encuentra en el modo stand-by, y se energiza cuando falla la alimentación de entrada y se abre el interruptor de transferencia. El transformador posee una capacidad especial de ferro-resonancia, que suministra regulación de tensión limitada y corrección de la forma de onda de salida. El aislamiento de los transitorios de la alimentación de CA suministrado por el transformador Ferro es tan bueno o mejor que cualquier filtro disponible. Pero el transformador Ferro en sí mismo crea una severa distorsión y transitorios en la tensión de salida, lo que puede ser peor que una conexión de CA deficiente.

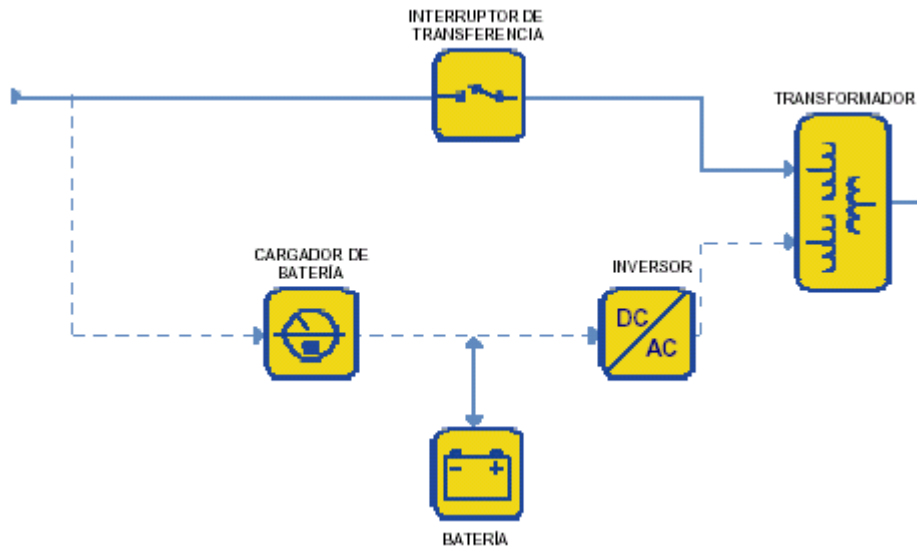


Figura 3.14 Stand-by ferro.

Aun cuando se trata de una UPS Stand-by por diseño, la UPS Stand-by Ferro genera una gran cantidad de calor debido a que el transformador ferro-resonante es inherentemente ineficiente. Estos transformadores son también grandes con relación a los transformadores de aislamiento habituales; por lo tanto, las UPS Stand-by Ferro suelen ser bastante grandes y pesadas.

Los puntos fuertes de este diseño son su alta confiabilidad y excelente filtrado de línea. Sin embargo, el diseño posee un nivel de eficiencia muy bajo combinado con inestabilidad cuando se lo utiliza con algunos generadores y novedosas computadoras con corrección de factor de potencia; las variables mencionadas restan mucha popularidad a este diseño.

La razón principal por la cual los sistemas UPS Stand-by Ferro ya no se utilizan comúnmente es que pueden ser muy inestables cuando operan con la carga de la fuente de alimentación de una computadora moderna. Todos los servidores y routers grandes utilizan fuentes de alimentación con "corrección del factor de potencia" que toman solamente corriente sinusoidal de la red eléctrica, en forma muy similar a una lámpara incandescente. El consumo continuo de corriente se logra utilizando capacitores, dispositivos que "conducen" la tensión aplicada. El sistema UPS

Ferro-resonante utiliza transformadores centrales pesados que poseen una característica inductiva, lo que significa que la corriente "retarda" la tensión. La combinación de estos dos elementos forma lo que se conoce como circuito "tanque". La resonancia en un circuito tanque puede causar altas corrientes, lo que pone en peligro la carga conectada.

3.3.7.3 UPS Interactivos

Una versión mejorada de las UPS stand-by son las Interactivas, se denominan así porque interactúan con la red eléctrica. Con los UPS stand-by no existe relación ente el UPS y la red cuando está presente. En el caso de las interactivas el sistema opera de una forma un tanto diferente, cuenta con un inversor bi-direccional ó también denominado de cuatro cuadrantes. Estando la red se encarga de que a la salida el sistema cuente con una salida senoidal estable y libre de perturbaciones como lo realiza cualquier modelo interactivo, mientras que el inversor se comporta como un cargado tomando corriente alterna y convirtiéndola en continua para cargar a las baterías y mantenerlas.

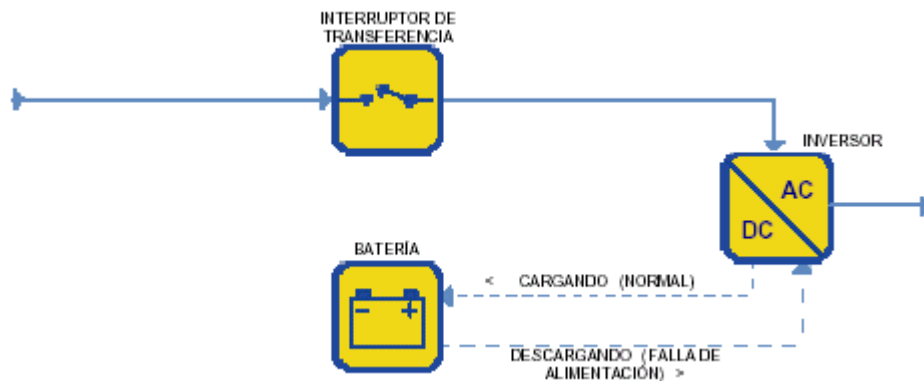


Figura 4.15 UPS de línea interactiva.

En el caso de un corte de energía ó una variación de tensión que supera el rango de estabilización, el inversor cambia su funcionamiento y convierte la tensión continua en alterna y ahora se encarga de regular y trabajar con la tensión del inversor hasta que las baterías se agoten ó regrese la red eléctrica.

En apariencia este modelo lo cuenta con una llave conmutador automática, pero no es así. En realidad existe una llave electrónica que actúa durante el cambio de funcionamiento del inversor a cargador y viceversa, pero los tiempos de conmutación en estos equipos oscilan de 0 a 2 mseg máximo.

Estos equipos cuentan con una forma de onda de salida senoidal y su rango de potencias oscila entre los 600 VA a los 3000 VA . Son aplicables en sistemas de control y medición de niveles de

importancia bajos, para servicios auxiliares de tableros y en el área informática son excelentes para alimentar redes pequeñas y servidores. No son recomendables para aplicaciones de mediana y gran criticidad ya que continúan teniendo una relación permanente con la red cuando está presente.

3.3.7.4 UPS Doble conversión

Este es el tipo más común de UPS para rangos superiores a 10 kVA. El diagrama de bloques de la UPS on line de doble conversión, que se ilustra en la Figura , es el mismo que para la UPS Standby, excepto que el circuito de energía primario es el inversor en lugar de la red de CA. Es el sistema más conocido ó empleado en el mundo entero, está compuesto por:

- Un rectificador/cargador.
- Un inversor.
- Una llave estática.
- Un banco de baterías.

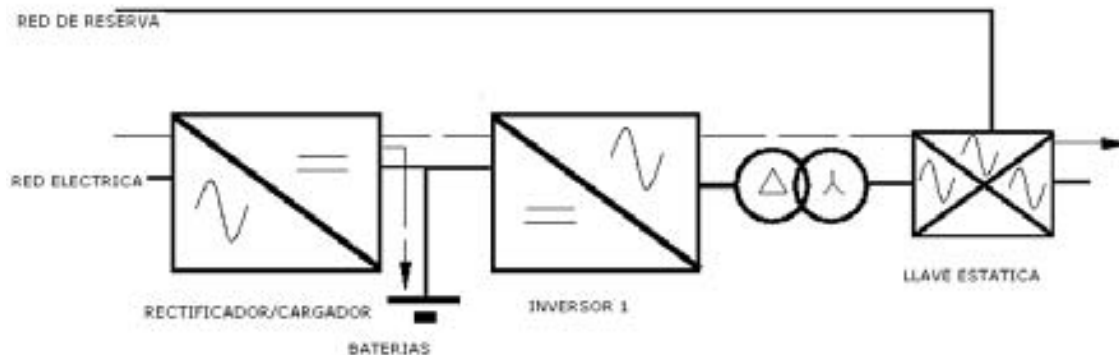


Figura 3.16 UPS Doble Conversión

Mientras la red está presente el rectificador cumple dos funciones, la primera genera la energía continua necesaria para que el inversor opere correctamente y la segunda carga y mantiene en carga las baterías.

Parte de la energía continua generada por el rectificador es tomada por el inversor para generar una tensión alterna estable en amplitud como en frecuencia y esta es conectada a los consumos a través de la llave estática. De esta forma la tensión que alimenta a los consumos es totalmente ajena a la de entrada, por medio de la doble conversión el sistema crea una nueva tensión de alimentación para los consumos e incluso en el caso de equipos trifásico el transformador de salida del inversor, que forma parte del filtro de armónicos de tensión para que la forma de salida sea senoidal pura, puede ser conectado su neutro a tierra y ser ajeno al

de entrada de forma de contar con un aislamiento mayor respecto de la entrada, ya que el rectificador normalmente es trifásico sin neutro²¹.

En los sistemas doble conversión la llave estática cumple con una función diferente a la vista en los sistemas anteriores. Aquí la llave es nuevamente una conmutadora electrónica cuya función es de protección para el equipo y los consumo, conmutando los mismos sobre la red eléctrica en el caso de falla del inversor ó sobrecarga del mismo en un tiempo de conmutación de cero milisegundos, vale decir, sin generar micro-cortes en el consumo.

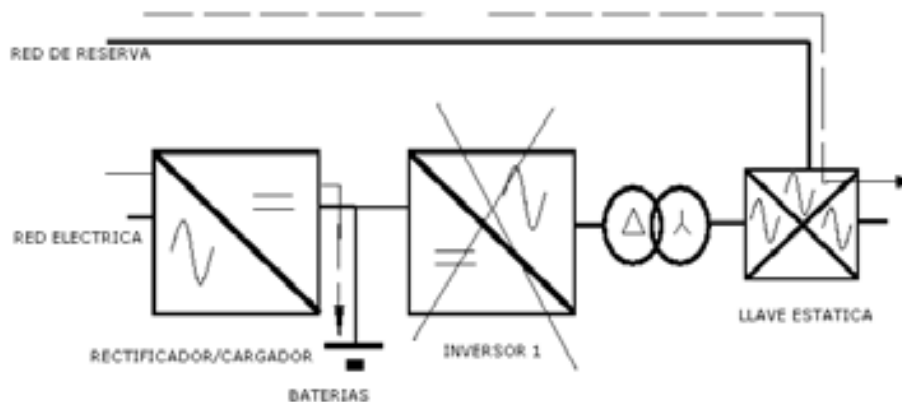


Figura 3.17 UPS doble conversión con inversor apagado

Tanto el cargador de la batería como el inversor convierten todo el flujo de alimentación de la carga de este diseño, lo que da como resultado una eficiencia reducida y la mayor generación de calor asociada.

Esta UPS ofrece un desempeño casi ideal en cuanto a la salida eléctrica. Pero el desgaste constante de los componentes de potencia reduce la confiabilidad respecto de otros diseños, y la energía consumida por la ineficiencia de la alimentación eléctrica es una parte significativa del costo de operación de la UPS a lo largo de su vida útil. Asimismo, la potencia de entrada tomada por el gran cargador de baterías suele ser no lineal y puede interferir con el cableado de alimentación del edificio o causar problemas con los generadores de emergencia.

Como lo hemos mencionado el sistema siempre está convirtiendo de alterna a continua y de continua a alterna, de esta forma existe un aislamiento propio por la doble conversión. En el caso de un corte de energía los consumos no se dan cuenta ya que el inversor continúa generando alterna con las baterías. El inversor, entonces, sigue alimentando a los consumos hasta que las baterías se agoten o retorne la red eléctrica.

²¹ Rasmussen, Neil ; APC, American Power Conversion; White Paper: Diferentes tipos de sistemas UPS.

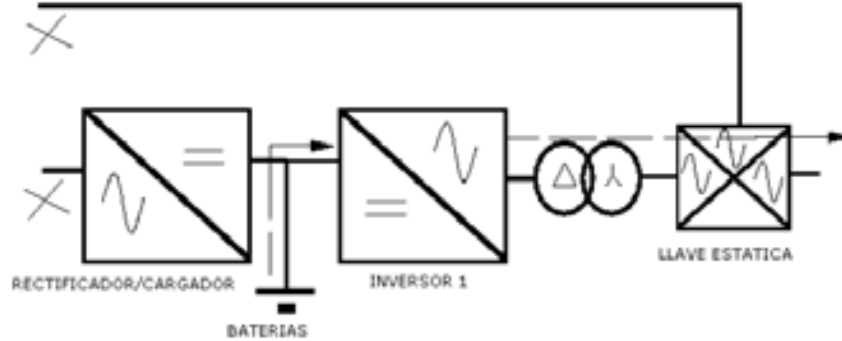


Figura 3.18 UPS Doble Conversión frente a un corte de energía

Al regresar la red el rectificador vuelve a cargar a las baterías y al inversor que al detectar nuevamente la tensión continua necesaria para su funcionamiento arranca automáticamente y vuelve a alimentar a los consumos. Es el sistema más empleado mundialmente debido a que cubre el total de las perturbaciones eléctricas de la red que pueden atentar contra los consumos instalados, evidentemente por que la alimentación de los mismos es generada por el inversor siendo independiente en forma y calidad. Son aplicables en todo tipo de instalaciones y proyectos, pueden contar con filtros o rectificadores especiales para reducir el retorno de armónicas e incluso contar con sistemas de corrección del factor de potencia de entrada. Genera su propia frecuencia y la sincroniza con la de entrada, si ésta variara, el sistema enclava la frecuencia de 60 Hz por medio de un oscilador interno.

Asimismo como el sistema cuenta con un rectificador que maneja el total de la potencia del equipo, la corriente a la entrada siempre está balanceada de igual medida entre la tres fases por más que sus salida estén desbalanceadas.

3.3.7.5 UPS Conversión delta

Este diseño de UPS, es una tecnología novedosa, desarrollada para eliminar las desventajas del diseño on-line de doble conversión, y se encuentra disponible para rangos de potencia de entre 5 KVA y 1,6 MW. Similar al diseño on-line de doble conversión, la UPS on-line de conversión delta siempre posee un inversor que suministra tensión a la carga. Sin embargo, el convertor delta adicional también aporta alimentación a la salida del inversor.

En este equipo los dos inversores son bi-direccionales y de características similares salvo por la potencia que pueden manejar, el inversor I es de un 20% de la capacidad total del equipo, mientras que el inversor II, puede manejar el 100%. El transformador delta es un transformador trifásico en serie con la red eléctrica y en paralelo con el inversor II.

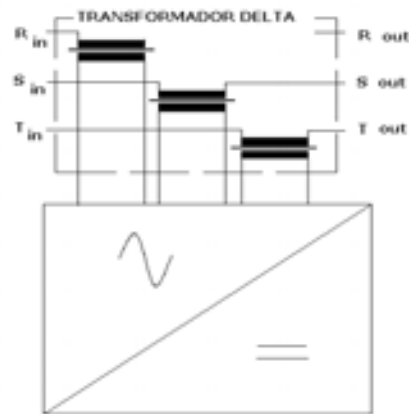


Figura 3.19 Transformador delta en inversor I

Mientras la red está presente el inversor I junto con el transformador delta se encargan de mantener constante el nivel de tensión de salida mediante la suma y resta de tensión. Si contamos con una tensión baja el inversor I suma a través del transformador delta la tensión necesaria para que a la salida siempre sea la nominal, esto se hace cuando, el inversor II toma energía alterna y la convierte en continua, esta energía continua a su vez la toma el inversor I y la convierte en alterna, pero solo la necesaria para adicionar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida.

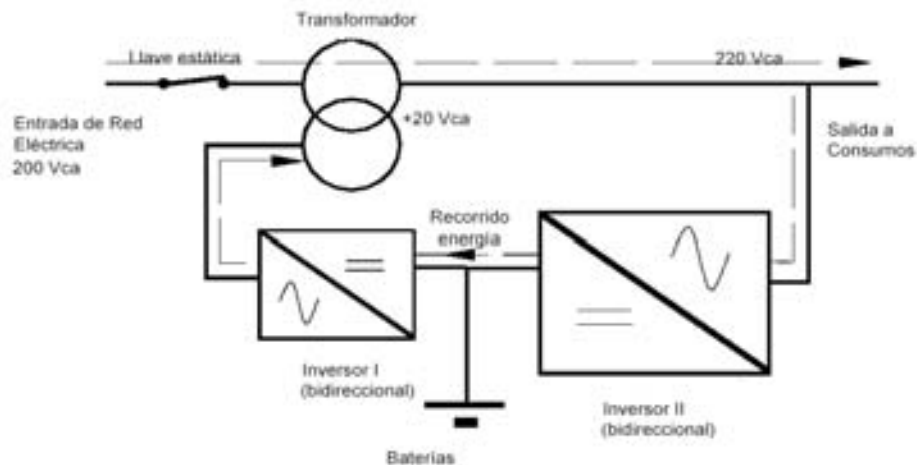


Figura 3.20 UPS Conversión Delta con baja tensión

En el caso en que la tensión sea superior a la tensión de salida, el inversor I a través del transformador delta resta la tensión adicional, generando una caída de tensión y convirtiendo la tensión alterna adicional en continua. Esta energía continua generada por el inversor I es tomada por el inversor II y convertida en energía alterna que es entregada a los consumos.

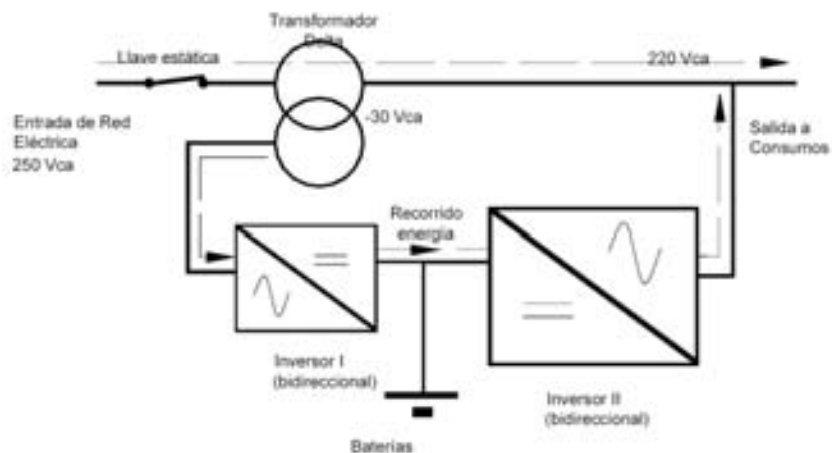


Figura 3.21 UPS Conversión Delta con sobretensión de red

En el diseño on line de conversión delta, el convertidor delta tiene un doble propósito. Primero, debe controlar las características de la alimentación de entrada. Esta unidad de entrada activa toma potencia en forma senoidal, lo que minimiza las armónicas reflejadas en la red eléctrica. Así se garantiza una óptima compatibilidad entre la red eléctrica y el sistema generador, lo que reduce el calentamiento y el desgaste del sistema en la solución de distribución de energía. La segunda función del convertidor delta es controlar la corriente de entrada para regular la carga del sistema de baterías. En el caso de generarse un corte de red el inversor II toma la energía continua de las baterías para seguir alimentando a los consumos hasta que las baterías se agoten ó la red eléctrica retorne. En el momento del corte de energía la llave estática se abre su función es evitar que la tensión del inversor retorne hacia la entrada durante el corte de energía, como también detectado un cortocircuito en la entrada abrirse para evitar que el inversor II se dañe.

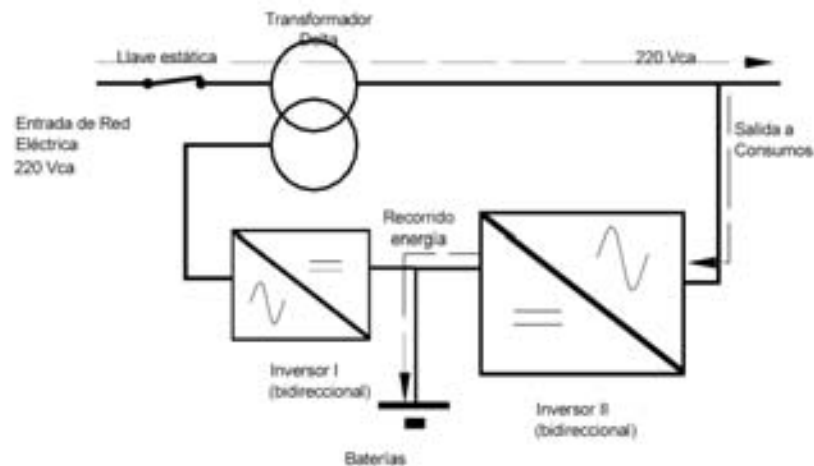


Figura 3.22 Recarga de las baterías

La recarga y mantenimiento de las baterías la realiza el inversor II controlado por inversor I. La UPS on line de conversión delta brinda las mismas características de salida que el diseño on line de doble conversión. Sin embargo, las características de entrada frecuentemente son distintas. Los diseños on line de conversión delta brindan una entrada con corrección del factor de potencia y control dinámico sin el uso ineficiente de bancos de filtros asociados con las soluciones tradicionales. El beneficio más importante es una reducción significativa en las pérdidas de energía. El control de la alimentación de entrada también hace que la UPS sea compatible con todos los grupos electrógenos y reduce la necesidad de sobredimensionamiento del cableado y generador. La tecnología on line de conversión delta es la única tecnología UPS básica que en la actualidad se encuentra protegida por patentes y, por lo tanto, es poco probable que la gama de proveedores que la ofrezcan sea amplia. Durante condiciones de estado estable, el conversor delta permite a la UPS suministrar potencia a la carga con una eficiencia mucho mayor que el diseño de doble conversión.

Como desventaja son equipos que al igual que los ferro-resonantes cuenta con una relación directa con la red, es por esta razón que frente a variaciones de frecuencia dentro del 6% el equipo acompaña la frecuencia de salida con la misma variación y superado este rango desacopla la red de entrada y continua operando por baterías hasta que estas se agoten ó la frecuencia se restablezca dentro de los límites²².

3.3.7.6 Especificación de un UPS.

Para especificar una UPS además de sus capacidad y topología se debe considerar²²:

- Redundancia o no de los sistemas: se debe analizar factores tales como confiabilidad requerida, costo y disponibilidad de espacio. La estrategia usual consiste en implementar sistemas con redundancia en paralelo, con todos los módulos on-line alimentando a las cargas críticas en paralelo.
- Switch de by-pass: La transferencia de las cargas desde las UPS a los sistemas de las distribuidoras, que ocurren en las fallas de las UPS, deben permitir su mantenimiento sin estar energizados.
- Selección de baterías: las más comunes son las de plomo - ácido debido a su simplicidad y bajo costo, siendo convenientes las denominadas "sin mantenimiento"; no obstante, existen nuevos tipos de baterías que conviene evaluar por su autonomía.

²² Rasmussen, Neil ; APC, American Power Conversion; White Paper: Diferentes tipos de sistemas UPS.

²² Chmura, Michael A. —Mitsubishi Electronics of America, Inc. Determining Value in a UPS System.

- Factor de potencia de la alimentación: El factor de potencia en la alimentación de estos equipos suele ser de sólo el 80%, por lo que para llevarlo a los valores deseados (cercanos al 95%) se debe recurrir a capacitores.
- Corrientes Armónicas: Las UPS estáticas generan Armónicas tanto en la línea de alimentación como en la de salida (del orden del 12 y 5% respectivamente), debido a los rectificadores de silicio. Ello puede ocasionar inconvenientes en los sistemas de control y sobrecalentamientos en el neutro, por lo que se requiere colocar filtros que limiten la presencia de Armónicas.

3.4 Factor k en los transformadores.

Como se menciona en el Capítulo1 (1.9.3.2), en el caso de transformadores que operarán bajo condiciones de carga no lineal, es conveniente en lugar de sobredimensionar el transformador, utilizar un transformador con un factor K mayor a 1. El factor K indica la capacidad de un transformador para alimentar cargas no senoidales sin sobrecalentarse ²⁴. Estos transformadores operan con menores pérdidas a las frecuencias armónicas; entre las modificaciones con respecto a los transformadores normales están ²⁵:

- a. El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes armónicas "triplen" circulantes. Por la misma razón se duplica en capacidad el conductor neutro.
- b. Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado.
- c. Se utilizan conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por el efecto piel.

El factor K se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación que lo define es:

$$\text{factor } K = \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} [I_h (pu)]^2 h^2 \dots (3.1)$$

Donde:

h = armónica

() I_h pu = corriente armónica en p.u. tomando como base la corriente Irms

²⁴ IEEE Std 1100-1992, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment (Emerald Book).

²⁵ G. W. Massey, "Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, NO. 3, pp. 513-519, May/June, 1995.

El factor K de una corriente de carga se puede obtener con la misma ecuación y con I_h en pu de corriente total. Si se tienen los datos de las corrientes armónicas en pu de fundamental, el factor K se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$K = \left(\frac{I_1}{I} \right)^2 \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 * h^2 \dots (3.2)$$

Donde:

I_1 = es el valor efectivo de la corriente fundamental en A rms.

I = es el valor efectivo de la corriente en A rms.

I_h = es el valor efectivo de la corriente armónica h, en pu de corriente fundamental.

Con el valor del factor K de la corriente de la carga, se puede escoger el transformador adecuado, los valores comerciales de transformadores con factor son: **K- 4, K- 9, K- 13, K- 20, K- 30, K- 40.**

3.5 Instalación de capacitores.

Mejorar el factor de potencia resulta práctico y económico, por medio de la instalación de condensadores ²⁶. A continuación se desarrollara un método de cálculo para determinar la capacidad de los capacitores empleados para la mejora del factor de potencia como se mencionó en el Capítulo1 (1.8.2).

Si una carga inductiva con un consumo de potencia activa **P** y un factor de potencia en atraso sin corregir **cos ϕ_1** se quiere llevar a un valor de factor de potencia en atraso corregido **cos ϕ_2** , las potencias reactivas sin corregir y corregida **Q $_1$** y **Q $_2$** , son respectivamente:

$$Q_1 = P \tan\phi_1 = P (1 / \cos^2\phi_1 - 1)^{1/2}$$

$$Q_2 = P \tan\phi_2 = P (1 / \cos^2\phi_2 - 1)^{1/2}$$

La potencia reactiva en adelanto (capacitiva) **Q $_c$** que debe conectarse con la carga es:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) = P [(1 / \cos^2\phi_1 - 1)^{1/2} - (1 / \cos^2\phi_2 - 1)^{1/2}]$$

La potencia activa **P** puede hallarse por medición directa o a partir del cociente entre la energía facturada y el período de facturación.

Las potencias aparentes sin corregir y corregida **S $_1$** y **S $_2$** , se relacionan mediante:

²⁶ Davis, Sam ; Power Quality Magazine Electronic Solutions to Improving Power Factor.

$$S_1 \cos\phi_1 = P = S_2 \cos\phi_2$$

Comparando las corrientes de carga sin corregir y corregida I_1 e I_2 , se tiene:

$$I_2 / I_1 = S_2 / S_1 = \cos\phi_1 / \cos\phi_2$$

Para capacitores conectados en **estrella**, cada uno con una capacidad C_{estr} e instalados en derivación en un sistema trifásico con tensión de línea V_{lin} y frecuencia f , la potencia reactiva en adelanto (capacitiva) Q_{Cestr} y la corriente de línea reactiva I_{lin} valen:

$$Q_{\text{Cestr}} = V_{\text{lin}}^2 / X_{\text{Cestr}} = 2\pi f C_{\text{estr}} V_{\text{lin}}^2$$

$$I_{\text{lin}} = Q_{\text{Cestr}} / \sqrt{3} V_{\text{lin}} = V_{\text{lin}} / \sqrt{3} X_{\text{Cestr}}$$

$$C_{\text{estr}} = Q_{\text{Cestr}} / 2\pi f V_{\text{lin}}^2$$

Para capacitores conectados en **delta**, cada uno con una capacidad C_{delta} e instalados en derivación en un sistema trifásico con tensión de línea V_{lin} y frecuencia f , la potencia reactiva en adelanto (capacitiva) Q_{Cdelta} y la corriente de línea reactiva I_{lin} valen:

$$Q_{\text{Cdelta}} = 3V_{\text{lin}}^2 / X_{\text{Cdelta}} = 6\pi f C_{\text{delta}} V_{\text{lin}}^2$$

$$I_{\text{lin}} = Q_{\text{Cdelta}} / \sqrt{3} V_{\text{lin}} = \sqrt{3} V_{\text{lin}} / X_{\text{Cdelta}}$$

$$C_{\text{delta}} = Q_{\text{Cdelta}} / 6\pi f V_{\text{lin}}^2$$

Nótese que para tener el mismo valor de Q_C :

$$X_{\text{Cdelta}} = 3X_{\text{Cestr}}$$

$$C_{\text{deltar}} = C_{\text{estr}} / 3$$

3.6 Generalidades sobre puesta a tierra.

El poner a tierra un sistema eléctrico tiene por objetivo, proteger la vida humana, el equipamiento y garantizar su óptimo funcionamiento. La importancia de la puesta a tierra en instalaciones domiciliarias, radica en la seguridad contra tensiones peligrosas para las personas por contactos indirectos. Las protecciones eléctricas deben, en estos casos de falla, actuar desconectando la alimentación en tiempos que estén vinculados a los efectos fisiológicos sobre el cuerpo humano. Cuando una persona forma parte de un camino eléctrico recibe un shock

eléctrico. La intensidad y el daño originados por el shock están determinados por el nivel de corriente, la duración de la descarga y el camino que sigue la misma a lo largo del cuerpo. En este caso, la persona forma parte de un circuito en serie y ocurre, por ejemplo, cuando las personas toman contacto con un dispositivo que presente una falla²⁷.

En un circuito en paralelo, como aquellos en que el dispositivo con falla tiene conexión a tierra, además de la persona existe otro camino para la corriente. En este caso, una parte mínima de la falla a tierra fluye a través de las personas, pero en una magnitud suficiente como para hacer actuar a las protecciones. Existen distintos tipos de puestas a tierra, de acuerdo al objetivo de las mismas, entre ellas se puede mencionar:

- **Puesta a tierra de servicio:** Es la que mantiene el potencial de tierra de alguna parte de los circuitos de alimentación, como en el neutro de los generadores y transformadores
- **Puesta a tierra de protección:** Consiste en la puesta a tierra de los elementos conductores que puedan estar en contacto con la instalación, a manera de brindar protección contra contactos indirectos; es decir que permite derivar las corrientes de falla peligrosas para las personas.
- **Puesta a tierra de referencia:** Es la destinada a brindar un potencial constante, que podrá ser empleado para tener una referencia a tierra de diversos equipos. Se emplea para garantizar el funcionamiento correcto, seguro y confiable de una instalación.
- **Puesta a tierra para pararrayos:** Es la encargada de llevar a tierra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas.

3.6.1 Circulación de Corriente por Tierra (Loop de Tierra).

La Circulación de Corriente por Tierra (o loop de tierra) ocurre cuando el conductor de tierra se conecta a puntos de tierra que no tienen el mismo potencial, y son la causa de muchos de los problemas de Calidad de la Energía²⁸. En la figura 3.23 se muestra un caso simple de loop de tierra. Con la Tierra 1 a diferente potencial de las Tierras 2 y 3 se produce un flujo de corriente en el sistema de tierra.

²⁷ Cool, John K. ; Community Electrical Design, Inc. Electrocution and the Human Body, July-August '94.

²⁸ Waller, Mark —Waller Group Grounding : The Potential for Ground Loops.

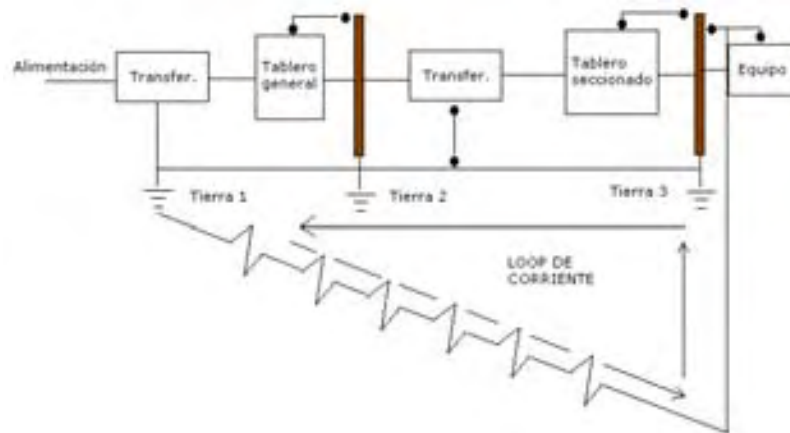


Figura 3.23 Loop de tierra

Esta corriente provoca ruidos eléctricos que son función de muchas variables y pueden variar con el tiempo y generalmente provocan fallas en el funcionamiento de los sistemas lógicos. La circulación de corriente por tierra se puede detectar con equipos de monitoreo. El procedimiento consiste en colocar el probador de corriente alrededor del cable de potencia y monitorear los retornos de CA en el neutro; esta técnica emplea una medición de "suma cero", ello significa que las señales normales se cancelan y cualquier loop de corriente queda registrado. Mediciones superiores a 0.1 A deben ser tratadas a detalle.

3.6.2 Circulación de corriente en el neutro.

La corriente solo puede circular por el conductor de protección en condiciones de falla y durante el tiempo necesario para hacer actuar las protecciones. Desafortunadamente se da con frecuencia el caso de circulación de corriente por el neutro; la causa primaria de ello es la existencia de uniones de "neutro a tierra" en tableros secundarios de la instalación.

De acuerdo a la ley de Kirchoff la corriente se divide y toma caminos paralelos. Parte de la corriente fluye al sistema de tierra. El conductor de tierra actúa como un neutro secundario. La situación se agrava en el caso de que se coloquen tierras suplementarias para los equipos electrónicos.

El problema se complicó aún mas con la aparición de las redes de computadoras (LAN) ya que muchos enlaces de datos incluyen conexiones de tierra en los cables entre equipos. Por ello siempre que sea posible conviene realizar los vínculos de datos a través de cables de fibra óptica, que son inmunes a este tipo de problemas.

Las siguientes reglas permiten minimizar el problema de retorno de corriente por el neutro:

- Evitar las referencias (tierras) múltiples de las distintas piezas de equipos electrónicos.
- Para las cargas electrónicas usar acondicionadores de potencia basados en transformadores para restablecer el sistema de referencia y proveer un nivel de protección general.
- En las grandes instalaciones emplear transformadores delta - estrella para controlar las circulaciones excesivas de corriente.
- Usar fibra óptica en las redes de datos para prevenir los loop de tierra.

3.6.3 Recomendaciones para puestas a tierra.

Los pasos que habitualmente se deben seguir para el diseño de un Sistema de Cableado y Puesta a Tierra que permita una operación correcta de los equipos son:

- Se deben determinar las características del suelo: resistividad y tipo de terreno.
- Se debe definir el valor de resistencia a tierra que se quiere alcanzar.
- En base a los puntos anteriores determinar el tipo de electrodo a tierra.
- El conductor de tierra debe estar solidamente unido al sistema de tierra, en el punto de entrada (tablero general).
- Las diferentes normas sólo permiten una tierra de referencia. Todos los cables o estructuras de tierra deben estar solidamente unidos en un único punto llamado referencia de tierra.
- Los diferentes circuitos no deben tener neutros comunes.
- Las tierras y los neutros solo son comunes en el tablero principal.
- El propósito principal de los sistemas de tierra es la seguridad. Ello incluye interruptores que actúen en caso de fallas, llevando la tensión a cero con la mayor rapidez posible.
- Los equipos electrónicos requieren tierras externas separadas, y conductor de tierra para su operación adecuada.
- Los cables de tierra no deben transportar corriente, excepto durante las fallas.
- Deben evitarse las longitudes excesivas de los circuitos para reducir la posibilidad de corrientes inducidas.
- Debe efectuarse la medición de los valores de Puesta a Tierra, una vez construida la misma, para verificar que se cumplan los valores de diseño.
- Se deben realizar mediciones periódicas de la Resistencia de Puesta a Tierra.

3.6.4 Problemas en los Sistemas de Puestas a Tierra.

A modo de síntesis se indican a continuación los problemas mas comunes en los Sistemas de puesta a Tierra y el origen posible de los mismos:

Sistematización de los problemas.

- Algunas luces brillan más y otras se opacan, durante pocos segundos, cuando arrancan los motores. Esto es típico de un problema con la conexión del neutro.
- Se reciben descargas de corriente de las carcasas de los equipos.
- Se reciben descargas de corriente de cañerías o drenajes.
- Las descargas atmosféricas producen daños repetidos.
- Los cables de tierra transportan corriente.
- Los cables de tierra están cortados o fundidos.

Orígenes mas comunes de los problemas.

- Falla en la unión del conductor neutro al sistema de tierra en el tablero principal.
- Falla en la unión del conjunto de componentes del sistema.
- Cableados inadecuados de las salidas (calentamientos).
- Pérdida de conexiones en tableros y salidas.
- Empleo de conexiones pobres o corroídas.

3.6.5 Separación de los Circuitos de Alimentación

El éxito en el diseño de los sistemas de control consiste en la separación de las alimentaciones de potencia de las cargas sensitivas de las fuentes de ruido dentro del sistema. Es decir que cada circuito debe alimentar a cargas de un mismo tipo (sensibles o no sensibles) y, de ser posible, los tableros también deben ser diferentes.

Circuitos separados para cargas sensitivas significa que tanto las fases como el neutro son diferentes. Suele ser una buena idea colocar en las oficinas líneas dedicadas para las computadoras o bien tener un subsistema de alimentación para las mismas.

El aislamiento significa alta impedancia; pero en un sistema todas las impedancias no pueden ser elevadas. Por lo tanto, se deben prever caminos de baja impedancia donde la corriente pueda fluir o donde se desee un corte de corriente. La existencia de estos caminos significa que las corrientes pueden ser derivadas de las cargas sensibles empleando componentes sencillos y económicos.

3.6.6 Puesta a tierra de alta frecuencia

El auge en el uso de computadoras, PLC's (programmable logic controlers) y otros dispositivos electrónicos que operan a 5V. o menos, ha desplazado a los dispositivos como relevadores, timers y secuenciadores, que operan a 120 V., que eran prácticamente invulnerables a las interferencias electromagnéticas²⁹.

Aún no se ha encontrado sistemas que sean totalmente confiables para inmunizar a los equipos de procesamiento de los ruidos eléctricos. No obstante, se puede dar algunos consejos que ayuden a mantener instalaciones libres de problemas; entre ellos podemos mencionar:

Las puestas a tierra convencionales no son efectivas para sistemas de señales ya que su propósito es establecer un camino para las corrientes de falla y permitir actuar a las protecciones de manera confiable. La razón por la cual los electrodos son inadecuados es que el sistema de potencia y el de señales trabajan a frecuencias diferentes. A frecuencias crecientes los cables de tierra actúan como antenas y progresivamente sufren el efecto skin, con diferencias pronunciadas de impedancia entre un punto y otro.

De igual importancia que los crecimientos de frecuencia es el hecho de que la longitud de onda decrece proporcionalmente. La protección de alta frecuencia de ninguna manera debe estar relacionada con el sistema de tierra.

La referencia de alta frecuencia deberá funcionar aunque no esté conectado el sistema de puesta a tierra de potencia.

Cada sistema requiere una solución diferente, teniendo en cuenta que ambas puestas a tierra deberán ser compatibles ya que trabajarán en conjunto. La velocidad de procesamiento y de manejo de datos por las computadoras tienen grandes velocidades, que están en constante incremento. La frecuencia de reloj de las PC actuales son cercanas a las de radio frecuencia. El cableado puede actuar entonces como antena, y puede responder a señales externas de RF, que pueden originar el procesamiento de datos erróneos por las computadoras.

El procesamiento de datos en las computadoras emplea pulsos de forma cuadrada con pulsos armónicos adicionales (también de forma cuadrada) con frecuencias de varios cientos de MHz., que también pueden generar señales de RF que también pueden ser radiadas sobre el cableado.

²⁹ Pettersson, Harry; Fiskars Power Systems LAN Power Quality Problem Solutions Require Attention to Grounding and Transients, September-October '91.

La señal de radiofrecuencia irradiada desde o hacia una computadora se conoce Interferencia Electromagnética (en inglés EMI). Los microprocesadores operan a bajas tensiones (usualmente de 3 a 12 volt). Por lo tanto es crítico que diferencias de potencial no intencionales entre varios equipos de procesamiento de datos permanezcan extremadamente bajas. A 60 Hz es relativamente simple, colocando a tierra una parte metálica con una resistencia de baja impedancia.

La solución de radio frecuencia no es tan simple. Las puestas a tierra de baja impedancia no son fáciles de obtener, debido a que la reactancia inductiva de un conductor es proporcional a la frecuencia. A 30 MHz. un trozo de conductor tiene una reactancia inductiva 500000 veces superior que a 60 Hz.

Adicionalmente, existen inductancias vagabundas y capacitancias de conductor a conductor, de conductor al metal de puesta a tierra y efectos de resonancia a alta frecuencia. Esto ocasiona que sea muy difícil encontrar un conductor de longitud apreciable que tenga el mismo potencial a ambos extremos. Si existe una diferencia de potencial entre los extremos de un conductor de tierra, conectando dos equipos de procesamiento de datos es posible que ocurran errores.

Los impulsos de alta frecuencia aplicados a un conductor viajan a través del mismo a una velocidad finita, aproximadamente el 85% de la velocidad de la luz, hasta que se pierde al final del conductor. Allí es reflejado nuevamente en el conductor, iniciando una nueva onda. A algunas frecuencias las ondas reflejadas refuerzan las ondas creando resonancia. A estas frecuencias resonantes o cerca de ellas el conductor presenta impedancias extremadamente elevadas y no provee una efectiva ecualización de tensiones entre dos piezas de equipo.

Adicionalmente, a estas frecuencias el conductor puede actuar como antena radiando energía que puede interferir con otros equipos o recibiendo señales extraviadas desde otras fuentes, presentando al equipo de computación una falsa señal de tensión.

Estos efectos son completamente impredecibles, debido a que las señales de interferencia no son continuas y a que varía la sensibilidad de los equipos de procesamiento de datos. Las computadoras operan con señales binarias (on / off, 0 ó 1). Los equipos son más sensitivos en el momento en que cambian de un estado a otro. Si ocurre un impulso en este momento, puede ocurrir un falso "bit" de datos en el sistema. Otras veces el mismo impulso puede no afectar el proceso. Estos errores son extremadamente difíciles de identificar.

Este punto requiere interconectar todos los gabinetes del sistema al mismo potencial para todas las frecuencias, desde 60 Hz. o menos hasta las muy elevadas de RF. Una de las mejores formas de cumplir con esto es mediante una red de señales de referencia.

Si los conductores están conectados en red para formar una multitud de loops de baja impedancia en paralelo. que presenten pequeñas diferencias de tensión entre dos puntos cualesquiera de la red a todas las frecuencias desde 60 Hz en adelante. Una red de 50 cm² provee una tierra equipotencial efectiva de referencia para señales hasta 30 MHz. Si una red de estas características se instala en una sala de computadoras, cada pieza de equipo se debe conectar a ella mediante pequeños tramos de cable. Este método no introduce problemas de ruidos debidos a la pequeña diferencia de potencial entre dos piezas de equipo.

El piso falso se puede emplear como red de referencia si se diseña apropiadamente. Figura 3.24.

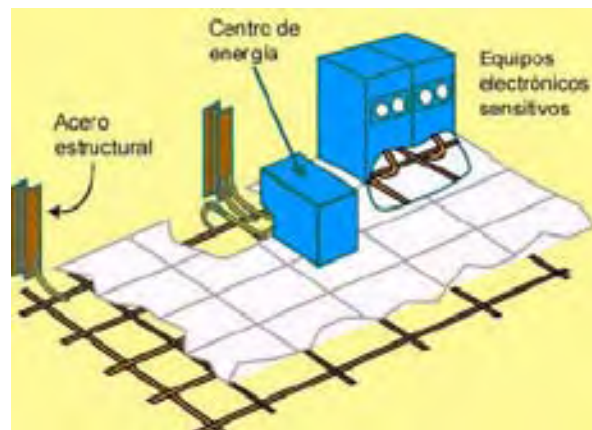


Figura 3.24 Red de referencia en piso falso.

Una protección adicional contra falsas señales se obtiene empleando cables trenzados para interconectar los equipos o empleando filtros para atrapar señales desconocidas ajenas al sistema. Los ruidos de alta frecuencia constituyen un problema difícil y persistente que no tienen una solución estándar; pero una red de referencia constituye una solución adecuada para minimizar las dificultades.

Para finalizar no podemos dejar de resaltar que ambos sistemas de puesta a tierra, el de potencia y el de señales, sólo son compatibles si están lo suficientemente alejadas, en principio del orden de los 30 metros, de lo contrario se produce la ya mencionada circulación de corriente por Tierra.

3.6.7 Protección de Edificios - Pararrayos

La descarga atmosférica conocida como rayo es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o entre nubes, y es consecuencia de un rompimiento dieléctrico atmosférico. Este rompimiento, una vez iniciado, avanza en zigzag a razón de unos 50 metros por microsegundo, con descansos de 50 microsegundos.

Algunas particularidades aumentan la probabilidad de la caída de rayos en un lugar. Por ejemplo, la frecuencia de descargas en un lugar es proporcional al cuadrado de la altura sobre el terreno circundante. Esto hace que las estructuras aisladas sean particularmente vulnerables. Además, las puntas agudas incrementan también la probabilidad de una descarga.

Los rayos son señales eléctricas de alta frecuencia, gran potencial y alta corriente, por ello, son causa de interferencia en sistemas electrónicos y, en caso de impacto directo, pueden tener consecuencias importantes. Para dirigir a tierra las descargas atmosféricas se requiere de técnicas apropiadas para este tipo de señales.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas consta de un sistema externo compuesto por un dispositivo de captación, las conexiones del mismo, la puesta a tierra y un sistema interno para reducir los efectos electromagnéticos de la corriente del rayo en el espacio a proteger.

El pararrayo más difundido es el tipo Franklin, que consiste de una barra de bronce con una altura mínima de 4 metros, que posee 3 ó 4 puntas superiores y se instala en la parte más elevada de los edificios. De la punta sale un conductor de cobre desnudo de 25 mm² que descarga a través de un electrodo de puesta a tierra. El radio de acción de un pararrayos, es un cono cuyo vértice es la punta del pararrayos y que forma con tierra un ángulo " α " de 45°. También se utiliza el método de la esfera rodante, que define como área protegida a una circunferencia con radio " R " ideal que toca el extremo superior del pararrayos .

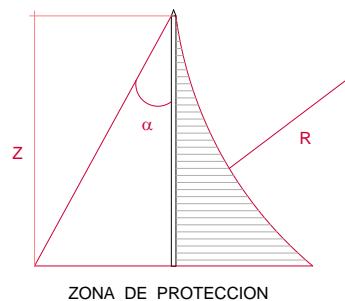


Figura 3.25 Área de protección de pararrayo.

En ANSI/NFPA 78-1989 se define la eficiencia de los Sistemas de Protección contra Rayos, clasificándola en cuatro niveles.

Nivel de protección	Eficiencia del sistema
I	$0.95 < E \leq 0.98$
II	$0.90 < E \leq 0.95$
III	$0.8 < E \leq 0.9$
IV	$0 < E \leq 0.8$

Tabla 3.3 Niveles de protección y eficiencia de protección contra rayos.

Estos Niveles de Protección definen la altura máxima del pararrayos en función del Nivel de Protección así como la máxima dimensión de las mallas de tierra, tal como se indica en la Tabla 3.4 siguiente.

Nivel de protección	R(m)	H(m)				Máxima dimensión (paso) de las mallas (m)
		20	30	45	60	
		$\alpha(^{\circ})$	$\alpha(^{\circ})$	$\alpha(^{\circ})$	$\alpha(^{\circ})$	
I	20	25	*	*	*	5
II	30	35	25	*	*	10
III	45	45	35	25	*	15
IV	60	55	45	35	25	20

Tabla 3.4 Nivel de protección y zona de protección de pararrayos.

Como norma de seguridad se evitarán los efectos peligrosos de inducciones sobre otros conductores (eléctricos, telefónicos, TV, etc.) manteniéndolos convenientemente alejados de la bajada del pararrayos (3 mts. de distancia mínima). Deben evitarse antenas que sobresalgan o estén muy próximas a la zona protegida por el pararrayo.

Existen pararrayos que mejoran el ángulo de protección mediante la ionización del aire que los rodea y otros de tipo radiactivo, que son muy livianos, de fácil instalación y de probada eficiencia aunque su uso está prohibido por razones ecológicas.

3.7 Recomendaciones de calidad de energía para las instalaciones del edificio de Posgrado de Ingeniería Bernardo Quintana y aledaños.

Como se mencionó en el Capítulo 2 de este trabajo, el suministro de energía eléctrica en las instalaciones bajo estudio no presenta complicaciones severas respecto a las magnitudes de regulación y desbalance de tensión, por lo cual no habrá que llevar a cabo medidas correctivas en este rubro.

Como medida de aseguramiento en la integridad de la instalación, es notable la necesidad de erradicar los problemas relacionados con la forma de onda de los edificios Bernardo Quintana "A", Bernardo Quintana "B" y edificio 12 del instituto de ingeniería, siendo de mayor importancia las sobretensiones transitorias, por lo que se propone la instalación de equipos supresores de transitorios "TVSS" en las subestaciones principales, localizadas en la planta baja de los edificios, la carga se conforma principalmente por equipo sensible por lo que se justifica la necesidad de este equipo, la opción más factible es el montaje del Supresor de Transitorios en paralelo con el alimentador principal de baja tensión, que consista en un equipo modular para evitar problemas de espacio y se sugiere un equipo que por las características del punto de conexión sea clasificado como tipo "B".

Como observación particular, en la subestación del edificio Bernardo Quintana "A" no se cuenta con datos de placa en su transformador por lo que deberá fijarse particular atención a esta necesidad, con fortuna se cuenta con esta información en el Programa de Ahorro de Energía mismo que ha facilitado sus recursos para la realización de este proyecto.

En las instalaciones se ha registrado un notable desbalance de corriente en el periodo de monitoreo entre semana, mismo que aumenta de manera significativa durante el fin de semana, por lo que se debe verificar la distribución de carga para cada fase a fin de conseguir un sistema balanceado donde la demanda de corriente sea similar para cada una de las fases, mereciendo particular interés la línea C en las instalaciones bajo estudio, la intención de esto deberá consistir en la identificación y repartición uniforme de circuitos, verificando a su vez una correcta segregación de carga, este problema se manifiesta de manera significativa en el Edificio Bernardo Quintana "A" con un 57.6% de desbalance trifásico, siguiendo con el Edificio 12 del Instituto de Ingeniería con un 25.9%, mientras que el Edificio Bernardo Quintana "B" presenta un 11.36% .

En las instalaciones descritas, el porcentaje de utilización de las subestaciones muestra un sobredimensionamiento de sus capacidades, lo que se reflejará en pérdidas sustanciales de energía, debido a esto es recomendable una reconfiguración de alimentadores y distribución de

carga mediante subestaciones alternas, ya sea que las subestaciones puedan ser alimentadas por una subestación alterna aledaña o que las mismas soporten y alimenten carga de otras instalaciones, la demanda promedio de las tres instalaciones bajo estudio suman 106 KW, esto refleja que cualquiera de las subestaciones: Bernardo Quintana "A"(225 kVA), Bernardo Quintana "B"(225 KVA) y Edificio 12 (300KVA), se encuentran con la capacidad de soportar la carga que se presenta en conjunto.

El factor de potencia registrado durante el periodo laboral no representa complicación alguna registrando promedios por encima del 0.95 en los secundarios de los transformadores, mientras que para el análisis de fin de semana se tienen registros descendientes en las instalaciones de los edificios Bernardo Quintana "A" y "B"; estos valores se manifiesta por el excedente de carga reactiva atribuida principalmente a los componentes del sistema de iluminación, este valor puede llegar a modificarse de manera favorable por medio de la instalación de capacitores en configuración delta o estrella, la puesta en operación de este equipo atraerá consigo el mejoramiento del factor de potencia. A continuación se muestra en la tabla 3.5 los factores de potencia de las instalaciones mencionadas durante el fin de semana, la capacidad necesaria del banco de capacitores (kVAR), el valor de capacitancia (μF) necesaria y el Factor de potencia mejorado resultado de tal medida.

Configuración	Instalación	F.p Fin de Semana	Capacidad necesaria (kVAR)	Capacitancia (μF)	F.p. Mejorado
Banco en Delta	Bernardo Quintana "A"	0.76	5.87	107.188	0.92
	Bernardo Quintana "B"	0.70	12.94	236.47	0.93
Banco en Estrella	Bernardo Quintana "A"	0.76	5.87	321.61	0.92
	Bernardo Quintana "B"	0.70	12.94	709.43	0.93

Tabla 3.5 Instalación de Capacitores.

En base a los resultados obtenidos en el análisis de distorsión armónica de Tensión, se pueden omitir recomendaciones de mejoramiento, ya que la distorsión de tensión se encuentra dentro de los valores recomendables por norma, por lo que no representa riesgo alguno para las instalaciones.

En cuanto al análisis armónico de corriente, el problema se agudiza, teniendo considerable distorsión en la forma de onda en las fases, esto con referencia a lo permitido por la norma IEEE 519. Resulta evidente erradicar el problema de la distorsión armónica de corriente en las instalaciones de los edificios Bernardo Quintana "A" y edificio 12 del instituto de Ingeniería,

debido a que se presentan niveles de Tasa de distorsión por encima de los niveles máximos recomendados por la norma IEEE 519. Una alternativa atractiva para la eliminación de este problema, (como se menciona en 3.3.2) consiste en la instalación de un filtro Activo que permita de manera selectiva eliminar los efectos de distorsión provocada por la existencia predominante de carga no lineal, actualmente existen filtros activos que aplican tecnología de control en malla cerrada para compensar los efectos de armónica, esto se logra generando corrientes que se introducen en las líneas de distribución compensando y eliminando los efectos de las armónicas distintas de la fundamental; todo esto bajo el monitoreo de una etapa de control configurable que optimiza la función del filtro actuando de manera selectiva y continua.

Además de la función de eliminación de armónicos este tipo de soluciones integradas añaden en los módulos de control la posibilidad de compensación del factor de potencia mediante capacitores integrados, las ventajas de este tipo de soluciones radican en que mediante un continuo monitoreo de la condición del factor de potencia se puede conseguir una compensación interactiva de potencia Reactiva, acción que resulta de gran ayuda para este caso de estudio, donde el factor de potencia se modifica drásticamente según el horario (laboral y no laboral) o época del año. A fin de evitar los efectos de resonancia, el equipo puede ser configurado selectivamente para no incidir en este problema, además que la etapa de filtro activo, selecciona y compensa las armónicas que deberán ser suprimidas para no generar efectos secundarios y nocivos para la integridad de la instalación.

Resultado del levantamiento de carga es notable que: en la mayoría de estaciones de trabajo no se cuenta con un equipo que soporte la carga frente una interrupción del suministro, provocando así la pérdida de información y apagados súbitos de los equipos ; frente a la necesidad evidente de contar con un equipo de esta índole, se propone la implementación de sistemas Ininterrumpibles de Energía Eléctrica (UPS´s), los equipos deben tener la capacidad de soportar la carga sensible, ser escalable para evitar costos de sobredimensionamiento y eventualmente ser expandibles a mayor capacidad por si se requiere aumentar el número de equipos dentro de la misma instalación. Además con este equipo UPS se añade la necesaria compensación de armónicos y regulación lo que brindará una mejor calidad de energía y evita la necesidad de adquirir otros equipos.

Conclusión.

En el desarrollo de este capítulo se dio lugar a la descripción de los dispositivos y tecnologías disponibles para compensar los problemas de Calidad de Energía, este contenido agrupó los dispositivos y comparó sus cualidades para su mejor aplicación.

Cabe señalar, que de la misma manera se hizo hincapié en la configuración de los sistemas eléctricos basándose en técnicas que ayudan, al mejoramiento del desempeño de las instalaciones evitando problemas sobre los equipos, prolongando su vida útil

Para fines del proyecto de aplicación realizado en las instalaciones de la Facultad de Ingeniería, se llega a la propuesta de las medidas correctivas de los problemas detectados y plasmados en la parte correspondiente del capítulo 2 de este trabajo. Resultan sustanciales las soluciones referentes al desbalance de corriente, que tiene como evidencia la errónea distribución de carga en las instalaciones bajo estudio. La capacidad de las subestaciones, que manifiestan pérdidas sustanciales de energía y requieren de un adecuado dimensionamiento. La corrección del factor de potencia que se agudiza durante el fin de semana y los problemas relacionados con la distorsión armónica de corriente fuera de las recomendaciones de la norma aplicada. Al conseguir esto se pretende brindar a estas instalaciones de un adecuado y confiable aprovechamiento del recurso energético.

CAPÍTULO
4
INTRODUCCIÓN AL AHORRO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Introducción.

Hasta poco antes del fin del siglo pasado el panorama energético en México se caracterizó por una oferta suficiente de los distintos tipos de energía, producto de la riqueza de recursos naturales, de los esfuerzos técnicos y organizacionales de las entidades encargadas de la producción y transformación de energéticos, y la disponibilidad de recursos financieros para apoyar el crecimiento de la infraestructura. Ello permitió en buena medida que México continuara con su desarrollo económico sin que la oferta de energía fuera una limitante. Los períodos de estancamiento en el último cuarto de siglo se debieron a crisis económicas y financieras externas a la oferta de energía, con la particularidad que inclusive durante dichos períodos de crisis los consumos de energía siguieron creciendo. Hoy en día se comienza a ver signos preocupantes que nos motivan a cuestionarnos si podemos continuar con los esquemas que permitieron el crecimiento relativamente bueno de la oferta de energía.

En cualquier caso, hay que dejar claro que el consumo de energía y calidad de vida no van necesariamente unidos. Así que se puede considerar el uso eficiente de la energía como usar justo la energía necesaria sin renunciar a la calidad de vida, lo que se entiende como la satisfacción de las verdaderas necesidades, evitando el desperdicio, y eligiendo la mejor alternativa energética para cada uso.

En este capítulo se tratarán las bases teóricas involucradas, así como una identificación de los puntos con potencial de ahorro energético en las instalaciones eléctricas, acciones correctivas y la aplicación práctica dentro de las instalaciones de la Facultad de Ingeniería dentro del proyecto que se ha tratado en este trabajo, todo esto con la finalidad de que sea lo suficientemente útil para interpretar el comportamiento energético actual, dar un panorama de la situación y abrir la posibilidad de que en un futuro se implementen programas de ahorro de energía eléctrica.

4.1 Panorama del sector energético en México.

El sector energético es una de las actividades económicas más importantes del país. Representa el 3% del PIB, siendo sus exportaciones petroleras cerca del 8.4% del total de las exportaciones nacionales. Los impuestos a los hidrocarburos constituyen el 37% de los ingresos fiscales del gobierno, mientras que el 40% del total de las inversiones públicas está dedicado a proyectos energéticos. La producción de energía está basada en los hidrocarburos que México exporta de manera significativa. De la oferta total de energía, el 82% proviene de hidrocarburos (64.4% del petróleo y 17.6% del gas natural) con 10.2% provenientes de fuentes primarias de electricidad, carbón y biomasa. De ese total, poco más del 37% se exporta; el porcentaje restante satisface la demanda nacional, siendo el transporte, la industria y el uso habitacional, comercial y público los principales destinos del consumo interno (con 15.4, 11.8 y 8% del consumo total, respectivamente)¹.

La producción de energía es fundamental en la transición hacia el desarrollo sustentable, ya que es un elemento básico en todas las actividades productivas y por lo tanto una condición para el desarrollo económico y social del país. La carencia de energía priva a las poblaciones más marginadas de una serie de servicios básicos, incluyendo los servicios de agua y salud, esenciales para mejorar la calidad de vida, y la iluminación, la preparación y conservación de alimentos y las telecomunicaciones. Sin embargo, para transitar hacia un desarrollo sustentable, debe tomarse en cuenta la vinculación entre energía y medio ambiente, que se explica a partir de los efectos que tienen las actividades y políticas de generación, transporte y consumo de energía sobre el medio ambiente y los recursos naturales, así como sobre la calidad de vida de la población.

La importancia de la vinculación entre la energía y el desarrollo sustentable es un tema que ha ido tomando una mayor presencia en los foros internacionales. Nuestro país ha participado activamente en ellas, pronunciándose a favor del uso racional y eficiente de la energía, del incremento en el desarrollo y uso de fuentes alternas de energía, y de una mayor atención a los problemas de electrificación rural, entre otros.

Los indicadores globales del sector muestran un paulatino mejoramiento en la eficiencia con la que México emplea la energía. En términos globales, durante los últimos 10 años México ha venido incrementando el PIB cada vez con menos energía. Este desarrollo es consecuencia tanto del mejor desempeño de la economía mexicana en su conjunto, de las políticas específicas desplegadas en materia de ahorro y eficiencia energética, y de la aplicación de nuevas tecnologías en la generación de energía.

¹ Programa de Energía y Desarrollo Sustentable; Secretaría de Energía- SEMARNAP

Asegurar un desarrollo sustentable y disminuir el impacto sobre el medio ambiente, requiere no sólo de una atención a la oferta, sino particularmente del cuidado de la demanda. En este sentido, los programas de eficiencia energética y ahorro de energía son cruciales. A lo largo de los últimos doce años la Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía (CONAE), el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), CFE, LFC y PEMEX, apoyados en Institutos Nacionales de Investigación, y con una amplia participación del sector privado y social, han instrumentado y llevado adelante programas y acciones para el ahorro y uso eficiente de la energía que muestran efectos significativos.

4.2 Ahorro de energía y el medio ambiente.

En los últimos años, México ha seguido una política que busca simultáneamente el crecimiento económico y disminuir el impacto sobre el ambiente. Sus componentes actúan tanto sobre la demanda (eficiencia energética y ahorro de energía) como sobre la oferta (diversificación de fuentes de energía, desarrollo de energías limpias, programas de gestión ambiental). Todo esto dentro de un esfuerzo por garantizar la seguridad del abasto energético de largo plazo en el país e incrementar el acceso de servicios energéticos de quienes aún no los tienen. Estas acciones han contribuido a disminuir el consumo de recursos no renovables, aminorar la tasa de crecimiento de las emisiones globales, reducir el impacto ambiental de la generación de energía y facilitar el acceso a quienes carecen de energía. Además de los impactos ambientales locales, se pueden generar impactos regionales significativos como la contaminación de cuencas hidrológicas, la formación de lluvia ácida o la degradación de las condiciones atmosféricas de las zonas urbanas. El impacto global es la acumulación de gases de efecto invernadero que genera el fenómeno del cambio climático y cuyos efectos podrían poner el peligro del bienestar futuro, los ecosistemas y el desarrollo económico en todas las regiones del mundo. Por estas razones, es necesario hacer un uso más eficiente y limpio de los recursos energéticos al mismo tiempo que se extiende su disponibilidad hacia quienes carecen de ellos.

El crecimiento en el consumo mundial de combustibles ha traído como consecuencia un aumento de la contaminación global generada por el sector energía y por sus principales usuarios. Los contaminantes generalmente relacionados a la industria energética e industrias vinculadas a ella, son: plomo, SOx (óxidos de azufre), NOx (óxidos de nitrógeno), metano, partículas suspendidas y CO₂ (dióxido de carbono). Su presencia en el medio ambiente ha resultado en un importante conjunto de consecuencias ambientales.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular el CO₂, toman millones de años en transformarse, por lo que al permanecer en la atmósfera, generan un efecto invernadero al evitar que las radiaciones de calor escapen al espacio. La principal consecuencia del "Efecto

Invernadero” es el fenómeno conocido como calentamiento de la Tierra o “Cambio Climático Global” que genera graves daños al ambiente y a la población mundial.

Además de esta problemática global, existen países como México, que dada su situación geográfica y su riqueza natural, presentan una alta vulnerabilidad económica y ambiental ante el fenómeno del cambio climático. Económicamente, las emisiones de CO₂ se asocian a los principales procesos productivos que dan sustento a las economías más avanzadas del mundo y México enfrenta el reto de mantener un crecimiento a ritmo acelerado con una estricta conciencia ambiental.

Asimismo, de acuerdo a diversos estudios realizados en México, algunos de los principales efectos del cambio climático que afectarían las condiciones naturales de nuestro país serían: cambios en la humedad de suelos y aire; agudización de las sequías y desertificación del territorio; pérdida de biodiversidad e impacto en ecosistemas costeros y marinos, entre otros.

Por otro lado, el desarrollo del sector se ha visto impulsado por los diversos programas de gestión ambiental que cada una de las empresas ha venido impulsando. PEMEX, CFE y LFC han implementado programas y campañas de prevención y control de impactos ambientales. Esto se ha traducido en diversos proyectos y actividades, que ejecutados de manera coordinada, permiten incrementar el ahorro y la eficiencia energética, así como asegurar un manejo adecuado de los recursos.

En materia de emisiones de CO₂, México produce cada vez más energía con un menor nivel de emisiones. Lo mismo ocurre en el sector eléctrico con las emisiones de NO_x y SO₂, dos de los principales contaminantes atmosféricos. De hecho el crecimiento de las emisiones de CO₂ se han desacoplado del crecimiento del PIB.

Los programas de ahorro de energía son una realidad no sólo en el sector, sino en la administración pública, los grandes corporativos y las pequeñas y medianas empresas. Los programas de gestión ambiental permiten definir, prevenir y proponer medidas de mitigación sobre los impactos específicos de las actividades del sector, y tomar acciones para corregirlos. Ellos han logrado que las políticas ambientales fluyan desde la alta dirección hacia el resto de los organismos logrando que se afirme la cultura ambiental-corporativa de las empresas que componen el sector².

² Programa de Energía y Desarrollo Sustentable; Secretaría de Energía- SEMARNAP

4.2.1 Mecanismo de Desarrollo Limpio.

El Protocolo de Kioto tiene el compromiso de atender los niveles de reducción de emisiones cuantificados y jurídicamente vinculantes para países desarrollados, se tiene como estimación la reducción en promedio para el periodo 2008-2012, no menos del 5% de sus emisiones de GEI (*emisiones de gases de efecto invernadero*) con respecto al año de 1990*.

Para el cumplimiento de estas expectativas se incluyen las medidas nacionales de mitigación de GEI y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) cuyo objetivo principal consiste en proporcionar un mecanismo a los países desarrollados para cumplir sus compromisos de reducción de (GEI) adquiriendo reducciones certificadas de emisiones (CER) de proyectos que ayuden al desarrollo sustentable y que se lleven a cabo en países en desarrollo.

Los proyectos del MDL protegen el medio ambiente y ayudan al desarrollo sustentable de México. Se han identificado inversionistas con una cartera de alrededor de 34 posibles proyectos del MDL (sin incluir forestales) con potencial de reducciones de 11 millones de toneladas de CO₂ al año, 9 de éstos ya en diferentes fases de implementación y con potenciales de alrededor de 4 millones de toneladas de CO₂ anuales de reducciones en emisiones de GEI.

Los criterios para analizar la contribución de un proyecto al desarrollo sustentable del país incluyen estudios relacionados con la biodiversidad, uso de suelo, uso del agua y el manejo de residuos y de emisiones. Basándose en aprobaciones previas, el proyecto debe mejorar la situación económica y competitiva de México a través de la inversión, la generación de riqueza, de empleo y de transferencia de tecnología, mantener o mejorar la calidad de vida de las comunidades; por ejemplo, creando empleos permanentes y bien remunerados, promoviendo la igualdad de género, mejorando la infraestructura local.

Actualmente existe una gran demanda insatisfecha de Reducciones Certificadas de Emisiones (CER) provenientes de proyectos MDL. El futuro de esta demanda, dentro de dos años o más es incierto y dependerá de la evolución de compromisos que se negocie internacionalmente para después del año 2012. Las dependencias encargadas de la gestión de proyectos MDL son la Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental de la SEMARNAT y el Comité Mexicano para Proyectos de Reducción de Emisiones y de Captura de Gases de Efecto Invernadero (COMEGEI).

* Comité Mexicano para proyectos de reducción de emisiones y de captura de gases de efecto invernadero (COMEGEI)

4.3 Importancia del ahorro de la energía eléctrica.

Por ser el servicio más generalizado e insustituible en todas las ramas de la economía, la electricidad es un elemento básico para el desarrollo social, y el factor más contundente para la productividad y el crecimiento.

No es casual que el índice de desarrollo humano se vincule con la cobertura eléctrica de un país, porque es la energía eléctrica uno de los indicadores sociales más concluyentes. Los beneficios económicos y sociales, que genera la necesidad que se tiene de disponer de electricidad en todas las actividades que emprende el ser humano, impone la obligación de utilizarla racional y eficientemente, toda vez que, para disponer de este fluido, se requieren inversiones millonarias, que es posible disminuir si se ahorra energía.

Los dividendos que a nivel familiar, social y como nación, rinde el ahorro de electricidad mejora la economía familiar, eleva la productividad de los sectores, crea empleos entre los consultores, reduce costos de producción, difiere inversiones, contribuye a preservar los recursos naturales y protege al medio ambiente; tareas todas ellas básicas para el desarrollo sustentable anhelable como nación.

Entre los beneficios mas sobresalientes que acarrea el ahorro de energía eléctrica se encuentran:

- Al **sector eléctrico productivo y comercial**: le permite reordenar su estructura de costos que había sido distorsionada por los precios de la energía y ayudar con esto a ser una empresa mas eficiente, mejorar la comodidad y competitividad de la empresa, promueve la posibilidad de recibir incentivos u otorgamientos de bonificaciones económicas a través de la facturación eléctrica a usuarios que adquieran e instalen equipos de alta eficiencia energética.
- A los **fabricantes de equipos y servicios** los invita a participar activamente en este nuevo mercado nacional en el desarrollo que ofrecen muchas y muy variadas oportunidades de negocio, además de contribuir con el desarrollo de la tecnología actual y su perfeccionamiento..
- A las **firmas de consultoría** relacionadas con este campo, permite la oportunidad de participar en la realización de estudios y diagnósticos energéticos con la totalidad de los usuarios del servicio publico de energía, lo que conlleva a la realización de un cuadro de profesionistas especializados en este campo, evaluación de niveles de conocimiento y

productividad analizando las oportunidades mas viables, conocimiento de tecnologías sustitutas.

- Al **usuario residencial y a la sociedad** en su conjunto le permite tener la oportunidad de reducir su factura eléctrica beneficiando la economía familiar sin el deterioro del bienestar y confort de vida, incrementar la cultura energética ayudando a la nación alargando el horizonte de utilización de nuestros recursos y en el tiempo garantizar nuestra soberanía energética como nación.

4.4 Oportunidades de ahorro de energía eléctrica en iluminación.

La luz es el medio mediante el cual el ojo es capaz de percibir visualmente ciertos objetos, la luz físicamente es una radiación electromagnética capaz de propagarse en un movimiento ondulatorio transversal a una velocidad de 300,000 km./seg.

Dentro del espectro electromagnético , la luz visible esta comprendida entre las longitudes de onda de 380 a 780 nanómetros (un nanómetro es igual a 10^{-9} metros).

Antes del espectro visible se encuentra la región correspondiente a la radiación ultravioleta y posteriormente la infrarroja. El ojo humano normal percibe la luz en diferentes colores de acuerdo a su sensibilidad, la cual es mayor para las longitudes de onda de 550 nanómetros en la visión de día y para 507 nanómetros en caso de la visión nocturna. En otras palabras el ojo humano no es igualmente sensible para todas las longitudes de onda del espectro visible, incluso la sensibilidad varía según el individuo y/o edad.

El alumbrado es un tema complejo debido a la gran variedad de equipos existentes en el mercado y a la diversidad de aplicaciones a las que puede destinarse.

Toda instalación de alumbrado debe proporcionar una iluminación adecuada con objeto de que las personas vean lo suficientemente bien para poder realizar de forma idónea sus tareas. Una iluminación inadecuada o insuficiente incide negativamente en el desarrollo de cualquier actividad.

4.4.1 Conceptos generales de iluminación.

Para poder diseñar correctamente una instalación de alumbrado hay que considerar una serie de factores, tales como:

- **Nivel de Iluminación.**

Es el flujo luminoso recibido en el plano de trabajo por unidad de superficie. Su medida es el "lux" (lumen/m²). En la figura 4.1, se muestran los niveles de iluminación recomendados para diferentes áreas de actividad.

TAREA VISUAL DEL PUESTO DE TRABAJO	AREA DE TRABAJO	NIVELES MINIMOS DE ILUMINACION (LUX)
En exteriores: distinguir el área de tránsito, desplazarse caminando, vigilancia, movimiento de vehículos.	Areas generales exteriores: patios y estacionamientos.	20
En interiores: distinguir el área de tránsito, desplazarse caminando, vigilancia, movimiento de vehículos.	Areas generales interiores: almacenes de poco movimiento, pasillos, escaleras, estacionamientos cubiertos, labores en minas subterráneas, iluminación de emergencia.	50
Requerimiento visual simple: inspección visual, recuento de piezas, trabajo en banco y máquina.	Areas de servicios al personal: almacenaje rudo, recepción y despacho, casetas de vigilancia, cuartos de compresores y pailería.	200
Distinción moderada de detalles: ensamble simple, trabajo medio en banco y máquina, inspección simple, empaque y trabajos de oficina.	Talleres: áreas de empaque y ensamble, aulas y oficinas.	300
Distinción clara de detalles: maquinado y acabados delicados, ensamble e inspección moderadamente difícil, captura y procesamiento de información, manejo de instrumentos y equipo de laboratorio.	Talleres de precisión: salas de cómputo, áreas de dibujo, laboratorios.	500
Distinción fina de detalles: maquinado de precisión, ensamble e inspección de trabajos delicados, manejo de instrumentos y equipo de precisión, manejo de piezas pequeñas.	Talleres de alta precisión: de pintura y acabado de superficies, y laboratorios de control de calidad.	750
Alta exactitud en la distinción de detalles: ensamble, proceso e inspección de piezas pequeñas y complejas y acabado con pulidos finos.	Areas de proceso: ensamble e inspección de piezas complejas y acabados con pulido fino.	1,000
Alto grado de especialización en la distinción de detalles.	Areas de proceso de gran exactitud	2,000

Tabla 4.1 Niveles de iluminación recomendados (NOM-025-STPS-1999).

- Calidad de la Luz

Al diseñar una instalación de alumbrado hay que considerar, no sólo la cantidad de iluminación necesaria, sino también la calidad de la luz. En consecuencia, habrá que tener en cuenta efectos tales como el deslumbramiento, el aspecto cromático y el rendimiento de color.

Deslumbramiento: Es un fenómeno, que puede producirse de forma directa o por reflejo, suele ocasionar molestias, pudiendo dar lugar, en casos extremos, a una incapacidad en la visión. Este efecto puede eliminarse mediante la ubicación y orientación correcta de las lámparas y la instalación de luminarias adecuadas.

Aspecto cromático: Es la apariencia del color que proporcionan las lámparas, la cual se valora mediante su "Temperatura de Color Correlacionadas" (TCC). **Cuanto menor sea este parámetro, más rosada o cálida será su apariencia, y a la inversa, cuanto más blanco o frío sea su aspecto, mayor será su TCC.** En la Tabla 4.2 se relacionan ambos aspectos para instalaciones de alumbrado interior.

Temperatura de color correlacionada (K)	Aspecto Cromático	Observaciones
Menor que 3300	Cálido (blanco rojizo)	Lámparas incandescentes o fluorescentes confortables de color relajante. Ambas se mezclan bien entre si pero no con la luz del día.
3000 – 5000	Intermedio (blanco)	Este tipo de lámparas se utiliza para instalaciones suplementarias o luz diurna o donde se requiere un ambiente fresco y natural.
Mayor que 5000	Frío (blanco azulado)	Lámparas utilizadas para comparar colores o para conseguir un alumbrado particularmente frío en zonas calientes

Tabla 4.2 Relación entre la temperatura de color correlacionada y el aspecto cromático (CONAE)

Por otra parte, el valor de este parámetro definirá también la apariencia de color de las superficies, especialmente las blancas, en interiores, creando un aspecto cálido, intermedio o frío. De ahí la importancia de una adecuada selección del aspecto cromático de las lámparas para ciertas aplicaciones, tales como la iluminación de oficinas, comercios, hoteles, etc.

En general, para niveles de iluminación bajos es preferible utilizar lámparas de aspecto cálido, pero a medida que aumenta la iluminación también debe hacerlo la temperatura de color.

Rendimiento de color: El índice de rendimiento de color (IRC) es una escala internacional (sistema numérico) del 1 al 100 que sirve para indicar la calidad relativa de rendimiento de color de una fuente comparada contra una fuente de referencia estándar de la misma temperatura de color. **Expresa el grado con el que los colores se aprecian “naturales” bajo una fuente de luz.** En general, cuanto más alto es el IRC mejores son las propiedades de rendimiento de color de la fuente medida. El IRC de dos fuentes de luz cualesquiera sólo debe ser comparado si ambas fuentes son de la misma temperatura de color correlacionada. En aplicaciones comerciales, las lámparas con alto índice de rendimiento de color hacen que la mercancía sea más atractiva al cliente, la comida sea más apetitosa en los restaurantes y la gente en general luzca mejor, saludable y más natural. En las oficinas se incrementa la productividad del trabajador, se reduce el ausentismo, se disminuye el riesgo de cometer errores y accidentes de trabajo.

La capacidad de una lámpara determinada para satisfacer los requisitos de color viene definida por la combinación de sus propiedades relativas al aspecto cromático y al rendimiento de color. En la Tabla 4.3, se registran las características que deben tener estos parámetros para diferentes aplicaciones.

Grupo de rendimiento de color	Valores extremos del índice -Rc- de rendimiento de color	Aspecto cromático	Ejemplos de aplicación
1	$Rc \geq 85$	Fria Intermedia Cálida	Industrias Textiles, de pintura e imprenta Tiendas, hospitales, escaparates Hogares, hoteles, restaurantes
2	$70 \leq Rc < 85$	Fria Intermedia Cálida	Oficinas, colegios, grandes almacenes, trabajo industrial fino. En climas calidos. Oficinas, colegios, grandes almacenes, trabajo industrial fino. En climas templados. Oficinas, colegios, grandes almacenes, trabajo industrial fino. En climas fríos.
3	Lámparas con $Rc < 70$ pero con propiedades de rendimiento de color aceptables para uso en interiores de trabajo en general.		Interiores donde la discriminación cromática no es de gran importancia.
S (Especial)	Lámparas con propiedades de rendimiento de color poco comunes.		Aplicaciones especiales.

Tabla 4.3 Aplicaciones en función de la calidad de la luz (CONAE).

- Rendimiento Energético.

El rendimiento energético global de una instalación de alumbrado puede definirse como el cociente entre la energía luminosa necesaria para la realización de una actividad determinada y el consumo de energía eléctrica correspondiente.

$$R = \frac{N_i \times S}{P} \dots \dots (4.1)$$

donde:

R = Rendimiento energético global de la instalación, lumen/W.

N_i = Nivel de iluminación requerido en el plano de trabajo, lux (lumen/m²).

S = Superficie del local, m².

P = Potencia total de la lámparas instaladas en el local, W.

La expresión anterior puede expresarse también como el producto de varios rendimientos.

$$R = F_u \times E_1 \times F_m \dots \dots (4.2)$$

siendo:

F_u = Factor de utilización.

E₁ = Eficacia luminosa de las lámparas utilizada, lumen/W.

F_m = Factor de mantenimiento.

- Factor de utilización.

Es la relación entre el flujo luminoso saliente de una luminaria e incidente sobre un plano de trabajo y el flujo luminoso emitido por el conjunto de lámparas sin considerar la luminaria. En cierta forma es una medida de la eficiencia de la luminaria, las luminarias con mayores coeficientes de utilización aprovechan en mejor forma el flujo luminoso de las lámparas. El coeficiente de utilización de la luminaria es dependiente tanto de la geometría de la luminaria como de las características físicas del local a iluminar, estas características son: longitudes y colores internos. El coeficiente de utilización toma en cuenta la iluminación que es absorbida y reflejada por las paredes, colores, y la textura misma. Estos valores se pueden encontrar en los catálogos de los fabricantes de luminarias. Este parámetro se encuentra tabulado para los distintos métodos de iluminación (directo, indirecto, etcétera) y puede determinarse en función de los factores de reflexión de luminarias, paredes, techos y suelos, y del factor de forma del local.

- Eficacia luminosa de las lámparas.

La eficacia luminosa de una lámpara depende de varios factores, tales como tipo de fuente de luz, potencia, calidad de la luz, etc. En la Tabla 4.4, se reflejan los valores del rendimiento luminoso para diferentes tipos de lámparas, por su interés, se incluyen también en la citada tabla los valores de la vida útil.

Tipo de Lámpara	Potencia (W)	Eficacia (Lumen/W)	Vida útil (h)
Incandescentes	1 a 2 000	8 a 20	1 000
Halógenos	3 a 10 000	18 a 22	2 000
Fluorescentes tubulares	4 a 215	40 a 93	12 000(*)
Fluorescentes compactas	5 a 36	50 a 82	6 000(*)
Vapor de mercurio	50 a 2 000	40 a 58	16 000(*)
Halogenuros metálicos	75 a 3 500	60 a 95	1 000 a 6 000(*)
Vapor de sodio alta presión	50 a 1 000	66 a 130	16 000(*)
Vapor de sodio baja presión	18 a 180	100 a 183	10 000(*)

Tabla 4.4 Eficiencia luminosa y vida útil para diferentes tipos de lámparas, (*)encendidos de 10 hrs de duración.

Para cualquier tipo de fuente de luz, la eficacia luminosa aumenta con al potencia, por este motivo, es más rentable utilizar una lámpara de una potencia determinada en vez de dos de la mitad de la potencia. Por otra parte, puede afirmarse también que generalmente, el rendimiento luminoso disminuye para índices de rendimiento de color elevados. Existe el peligro de descuidar la importancia de la discriminación cromática y elegir las lámparas únicamente por su eficiencia energética.

- Factor de mantenimiento.

Depende del grado de envejecimiento de las lámparas y del nivel de ensuciamiento de éstas, de las luminarias y de las paredes.

- Brillantez o Luminancia.

Es la relación entre la intensidad luminosa de un objeto en cierta dirección y la superficie, vista por un observador situado en la misma dirección.

- **Lámpara.**

Es el aparato mediante el cual se transforma la energía eléctrica en energía luminosa. Existen diferentes tipos como se verá mas adelante en este capítulo.

- **Balastro.**

Es el equipo electromagnético o electrónico empleado para operar las lámparas de descarga eléctrica, proporciona ala lámpara sus condiciones de operación correcta.

- **Luminaria.**

Es el gabinete contenedor de lámparas y en algunos casos también del balastro, se utiliza para dirigir y controlar el flujo luminoso de una o más lámparas.

- **Flujo Luminoso.**

Es la cantidad de luz emitida por una fuente luminosa en cierto ángulo sólido, su unidad de medida es el lumen. Un lumen es igual a un flujo emitido por una esfera unitaria de cuya intensidad luminosa es de una candela.

- **Candela.**

Se define como la intensidad luminosa, en una dirección dada, de una fuente luminosa que emite radiación monocromática de una longitud de onda de 555 nanómetros y de la cual la intensidad radiante en esa dirección es de $1/683$ W en un ángulo sólido de un radian.

- **Fotocandela.**

Es la iluminación sobre una superficie de un pie cuadrado en área teniendo un flujo distribuido uniformemente de un lumen.

- **Reflector.**

Es el dispositivo empleado para controlar los cambios de dirección de un haz luminoso cuando pasa de un cierto medio a otro de diferente densidad. El mejor control de la luz se logra empleando lentes ópticos.

- **Curva de distribución.**

Es la representación gráfica del comportamiento de la potencia luminosa emitida por una luminaria, se representa en coordenadas polares y sus valores están dados en candelas.

- **Curva Isolux.**

Son curvas que representan iguales niveles de iluminación sobre un plan de trabajo.

4.4.2 Clasificación de lámparas.

Las fuentes luminosas o lámparas son aquellos objetos artificiales capaces de emitir radiaciones electromagnéticas con longitudes de onda visible para el ojo humano, estas las podemos clasificar de la siguiente manera:

- ***Incandescentes***
- ***Fluorescentes***
- ***Alta Intensidad de descarga***

Incandescentes:

Fue la primera fuente eléctrica luminosa artificial que desarrollo el hombre. Con este descubrimiento se abrieron las puertas a una nueva dimensión en donde ahora es posible iluminar cualquier espacio que se requiera, tanto interior como exterior. Las lámparas incandescentes se componen de un filamento de alambre de tungsteno que va colocado en un montaje adecuado y encerrado en un bulbo (bombillo) de vidrio relleno de gas o al vacío. Al conectarse la lámpara a un circuito eléctrico, la corriente que pasa por el alambre del filamento tiene que superar la resistencia y la energía consumida calienta el filamento al punto de incandescencia, haciéndolo que destelle.

Tipos de lámparas incandescentes:

- Incandescente convencional
- Reflector incandescente
- Lámpara de tungsteno halógeno (Yodo cuarzo)
- Reflector halógeno
- Lámpara halógeno de baja tensión (dicróica).

Las radiaciones electromagnéticas emitidas por una lámpara incandescente son en promedio 90% infrarrojas y 10% visibles, esto las convierte como buenas fuentes de calor.

POTENCIA	FLUJO	EFICACIA	VIDA
Watt	LUMINOSO	Lum/W	Horas
	lumenes		
10	78	7.8	1,000
15	120	8.0	1,000
25	250	10.0	1,000
40	415	10.4	1,000
50	440	8.8	1,000
60	675	11.3	1,000
75	1,090	14.5	1,000
100	1,410	14.1	1,000
150	2,200	14.7	1,000
200	3,250	16.3	1,000
300	5,290	17.6	1,000
500	10,100	20.2	1,000
1,000	19,500	19.5	1,000

Tabla 4.5 Datos técnicos de lámparas incandescentes

Fluorescentes:

Las lámparas fluorescentes son dispositivos de descarga eléctrica que utilizan un arco de mercurio a baja presión para generar energía ultravioleta (más un poco de energía visible). Esta energía ultravioleta es absorbida por un recubrimiento de fósforo en la pared interior del bulbo y convertida por éste en longitudes de onda visible. Estas longitudes de onda de la luz generada están determinadas por la composición del fósforo. En adición a la pequeña cantidad de vapor de mercurio, el tubo fluorescente contiene una atmósfera compuesta por un gas inerte, usualmente argón, kriptón, neón o una mezcla de dos o más de estos gases. La presión de los gases contenidos en la lámpara es muy baja, por lo general de 2 a 3 torricelis. La presión atmosférica es de 760 torricelis. La cromacidad de la luz producida es una consecuencia de las características especiales de los polvos fluorescentes. Una lámpara luz de día hace resaltar los colores azules disminuyendo los rojos; una lámpara blanco cálido por el contrario reproduce en mejor forma los colores rojos mientras que los azules los desplaza hacia el gris; la lámpara blanco frío es una aplicación intermedia, reproduciendo mucho mejor los colores naranja, verde y amarillo opacando un poco los rojos y azules.

La clasificación de las lámparas fluorescentes comprende:

- Compacta fluorescente
- Lámpara fluorescente circular
- Lámpara fluorescente tubular

- Lámpara fluorescente de alta emisión
- Lámpara fluorescente de muy alta emisión
- **Lámpara fluorescente tipo "U"**

La lámpara fluorescente posee la ventaja de no producir la luz desde un mismo punto focal sino de hacerlo en forma suave y difusa por toda su extensión sin producir resplandores ni sombras acentuadas. Por ello su luz aparece fresca y más eficiente, reduciendo el esfuerzo visual. La limitación de uso de lámparas fluorescentes se encuentra sobre todo en su altura de montaje, ya que para alturas superiores a los 3 metros su aprovechamiento es reducido drásticamente.

Las lámparas fluorescentes requieren de un reactor o balastro para operar, generalmente los balastros se diseñan para operar a la vez con un par de lámparas, recientemente se han diseñado balastros para operar tres o cuatros lámparas. De acuerdo a su tecnología de arranque las lámparas fluorescentes se dividen en tres grupos:

- Arranque instantáneo
- Arranque Rápido
- Arranque por Pre calentamiento

Arranque instantáneo. Estas también reciben el nombre "**SLIM LINE**", a la vista se identifican por su casquillo de un solo contacto o pin de cada extremo. Estas lámparas no requieren calentamiento previo ni arrancador, pero requieren de una elevada tensión de arranque. El balastro enciende las lámparas en serie una después de la otra, una vez encendidas las dos lámparas una parte del balastro deja de operar, en caso de que alguna de las lámparas se funda la otra puede seguir operando, no obstante el balastro sigue funcionando y puede recibir daños de gravedad.

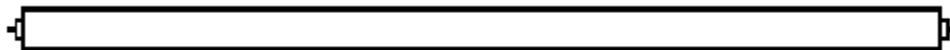


Figura 4.1 Lámpara Fluorescente tipo Slim Line

Arranque rápido. Las lámparas encienden en forma suave y con un ligero retardo de hasta dos segundos. El balastro suministra una tensión de arranque menor que en el caso de las Slim Line, no obstante el balastro hace que los cátodos de las lámparas estén permanentemente calientes. La identificación simple de estas lámparas se realiza identificando sus dos contactos o pines en cada uno de los casquillos de sus extremos.



Figura 4.2 Lámpara Fluorescente de arranque rápido.

Arranque por precalentamiento. Estas lámparas requieren además del balastro de un arrancador, las lámparas para poder operar deben pasar primero por una corriente mayor que la de su operación normal, con la que se calientan sus cátodos. Estas lámparas se encuentran ya casi fuera del mercado. Estas lámparas también presentan dos contactos o pines en cada extremo.

POTENCIA Watt	FLUJO LIMINOSO lumenes	EFICACIA Lum/W	VIDA horas	OBSERVACIONES
20	1300	65.0	9000	AR Blanco Frío
20	1075	53.8	9000	AR Luz de Día
21	1030	49.0	7500	AI Luz de Día
22	1050	47.7	12000	AR Circular B. Frío
22	850	38.6	12000	AR Circular L. d/Día
32	1900	59.4	12000	AR Circular B. Frío
32	1500	46.9	12000	AR Circular L. d/Día
39	3000	76.9	9000	AI Blanco Frío
39	2500	64.1	9000	AI Luz de Día
40	2900	72.5	12000	AR TIPO U BF
40	3150	78.8	12000	AR Blanco Frío
40	2600	65.0	12000	AR Luz de Día
75	6300	84.0	12000	AI Blanco Frío
75	5450	72.7	12000	AI Luz de Día

Tabla 4.6 Datos técnicos de lámparas Fluorescentes Convencionales.

Alta intensidad de descarga (HID):

Este tipo de lámparas se clasifican en:

- Vapor de Mercurio
- Vapor de Sodio de Alta Presión
- Vapor de Sodio de Baja Presión
- Aditivos Metálicos
- Luz Mixta

Lámparas de Vapor de Mercurio.

La luz se Produce al paso de una corriente Eléctrica a través de gas de mercurio gasificado de baja presión. Las lámparas de alta intensidad de descarga llevan un tubo de descarga gaseosa que va alojado en el interior de un bulbo protector, este tubo de descarga opera a presiones y densidades de corriente de magnitud suficiente alta para producir la radiación visible cuando en sus electrodos se aplica una tensión que da lugar a un arco eléctrico que posteriormente ioniza el gas. Esto vaporiza el mercurio, calentándose rápidamente la lámpara, hasta alcanzar una

condición estable. La cantidad de mercurio puro que contiene una lámpara se gradúa con exactitud, también se incluye gas argón para facilitar la descarga eléctrica. Las lámparas producen una luz verde azulada blanquecina debido a la ausencia de radiaciones rojas que provoca la combinación mercurio argón.

Potencia Watt	FLUJO LUMINOSO lumenes	EFICACIA Lum/W	VIDA horas
100	4,200	42.0	24,000
175	8,600	49.1	24,000
250	12,100	48.4	24,000
400	22,500	56.3	24,000
1,000	63,000	63.0	24,000

Tabla 4.7 Datos técnicos de lámparas de Mercurio.

Lámparas de Vapor de Sodio en Alta Presión (VSAP).

Estas lámparas funcionan bajo el mismo principio que las de Vapor de Mercurio pero varían en sus componentes y geometría. Sus componentes son sodio, mercurio y un gas noble que puede ser argón o xenón; el principal productor de la luz es el sodio que a diferencia de las lámparas de mercurio se encuentra en alta presión, el mercurio en este caso es un corrector de color y controlador de tensión, el xenón es empleado para iniciar la descarga eléctrica. Poseen una alta eficacia lumínica pero con bajo rendimiento del color. Requieren de un período de calentamiento de 3 a 4 minutos para lograr su completa brillantez, si existe una interrupción momentánea el tiempo de reencendido es casi de un minuto. La función de arranque se efectúa por la intervención de un circuito electrónico llamado ignitor, que trabaja en conjunto con los componentes magnéticos del balastro. Estas lámparas producen una luz dorada blanquecina provocada por el predominio del sodio y la corrección de color del mercurio.

POTENCIA Watt	FLUJO LUMINOSO lumenes	EFICACIA Lum/W	VIDA horas
35	2,250	64.3	24,000
50	4,000	80.0	24,000
70	6,300	90.0	24,000
100	9,500	95.0	24,000
150	16,000	106.7	24,000
250	28,500	114.0	24,000
400	50,000	125.0	24,000

Tabla 4.8 Datos técnicos de lámparas de Vapor de Sodio de Alta Presión

Lámparas de Vapor de Sodio en Baja Presión (VSBP).

El principio de operación es el mismo que las demás lámparas de descarga, empero el gas de sodio se encuentra a baja presión y su geometría es de mayores dimensiones llegando a presentar una longitud mayor a un metro. Este tipo de fuentes luminosas es la de mayor eficacia lumínica; pero también las de menor rendimiento de color tan solo 20%, por ello su brillantez es totalmente monocromática en diferentes tonos de amarillo.

Para iluminación de seguridad, las lámparas de sodio de baja presión ofrecen la mayor eficiencia luminosa. Debido a que en el espectro de frecuencias que emite esta lámparas está presente únicamente el color amarillo, se puede aplicar a lugares con mucha niebla y lugares con contaminación ya que el ojo es más sensible a este color y facilita su visión.

POTENCIA	FLUJO LUMINOSO	EFICACIA	VIDA
Watt	lumenes	Lum/W	Horas
18	1,800	100.0	10,000
35	4,800	137.1	24,000
55	8,000	145.5	24,000
90	13,500	150.0	24,000
135	22,500	166.7	24,000
180	33,000	183.3	24,000

Tabla 4.9 Datos técnicos de lámparas de Vapor de Sodio en Baja Presión

Lámparas de Luz Mixta.

Las lámparas de luz mixta fueron creadas para corregir la luz azulada de las lámparas de mercurio y para esto se adiciona dentro del mismo bulbo un filamento incandescente. Estas lámparas se pueden conectar a la red eléctrica sin necesidad de emplear un balastro, puesto que el filamento además de fuente luminosa, actúa como resistencia limitante de la corriente eléctrica. Normalmente operan a una tensión de 220 V.

Estas lámparas se aplican en el alumbrado de interiores y exteriores sustituyendo directamente a la iluminación incandescente de altas potencias. Su índice de reproducción de colores es de los más altos, pero su eficacia lumínica es bajísima, redundando en altos consumos de energía.

POTENCIA	FLUJO LUMINOSO	EFICACIA	VIDA	OBSERVACIONES
Watt	lumenes	Lum/W	Horas	
160	3,000	18.8	10,000	LUZ MIXTA
250	5,500	22.0	24,000	LUZ MIXTA
500	12,500	25.0	24,000	LUZ MIXTA
500	10,900	21.9	10,000	iodo CUARZO
1,000	21,400	21.4	24,000	iodo CUARZO
1,000	35,800	23.9	24,000	iodo CUARZO

Tabla 4.10 Datos técnicos de lámparas de luz Mixta.

4.4.3 Tecnologías en iluminación

Las fuentes luminosas de alimentación eléctrica que se emplean actualmente comprenden un espectro considerable de lámparas que funcionan según distintos principios, tienen diferentes aplicaciones y necesitan o no de equipos auxiliares para su operación.

En esta parte del capítulo nos detendremos en el examen de las lámparas fluorescentes que habitualmente se utilizan para el alumbrado hogareño, de naves industriales, depósitos, estacionamientos, grandes superficies cubiertas y distintos tipos de locales, siendo su mayor aplicación la iluminación de oficinas.

4.4.3.1 Lámparas T8.

Los sistemas denominados T8, lámparas de una pulgada de diámetro, son lámparas fluorescentes que poseen características avanzadas en calidad y eficiencia. Con un IRC de 85, un flujo luminoso arriba de los 104 lúmenes por watt operando con balastro electrónico y un diámetro de 25 mm; las lámparas T8 son la mejor opción para diseño de iluminación de oficinas, bibliotecas, tiendas, hospitales y otras múltiples aplicaciones en donde sea importante ahorrar energía y tener una iluminación de alta calidad. Estos productos cuentan con una gran variedad de temperaturas de color para crear ambientes y efectos diferentes. Pueden encontrarse lámparas fluorescentes con un IRC de 85, estas son una excelente opción para oficinas, tiendas comerciales y aplicaciones industriales gracias a su alto IRC. Por otra parte, es posible obtenerlas de diferentes longitudes: 61, 91, 122 y 152 cm. Además, las lámparas T8 incorporan un polvo fluorescente a base fósforos activados con tierras raras, que proporcionan un mayor flujo luminoso de excelente rendimiento de color, y con la posibilidad de elegir entre tres distintas temperaturas de color: 3000 K, 3500 K y 4100 K.

4.4.3.2 Lámparas T5.

En el mercado se puede encontrar sin demasiados problemas dos tipos de lámparas con tecnología T5. Por un lado, existen los tubos FH (que significa "FLUORESCENT HIGH EFFICIENCY") de gama económica y con una disponibilidad de potencias que abarcan desde los 14W y 549 mm de longitud hasta los 35W con 1449 mm de longitud. Y por otro lado, tenemos las lámparas FQ (que significa "FLUORESCENT QUINTRON") que nos ofrecen una elevada eficacia

luminosa y disponen de una oferta de potencias que abarcan desde los 24W y 549 mm de longitud hasta los 80W con 1449 mm de longitud.

Las lámparas fluorescentes FH y FQ, con un diámetro reducido de tan solo 16 mm, ofrecen una alta eficacia luminosa de hasta 104 lm/W y están preparadas para su conexión mediante balastro electrónico con sistema "cut off". La ventaja de este nuevo sistema de encendido se basa en la desconexión de la calefacción permanente de los filamentos. De este modo, al reducir la carga en dichos filamentos, se prolonga la vida de operación de la lámpara. Esta tecnología proporciona un flujo luminoso constante, además de otras ventajas adicionales frente a otros dispositivos electrónicos sin "cut off"; Nos referimos a una baja pérdida de potencia por cada lámpara (de tan solo 3 W) y una potencia de conexión de entre un 5 y un 7% más baja en cada balastro. Estas lámparas fluorescentes incrementan la eficacia luminosa respecto a los tubos **T8** en torno al 20% adicional y pueden alcanzar hasta las 20.000 horas de vida media de operación.

Las lámparas FQ alcanzan, al igual que las FH, su máximo flujo luminoso a los 35°C, una temperatura, quizás elevada, en comparación con los 25°C de las lámparas **T8** de 26 mm de diámetro. Dado que en la luminaria existen temperaturas más altas que en el ambiente, la eficacia luminosa es como mínimo de un 5% más alta que en las lámparas **T8**, además del efecto adicional del diámetro del tubo de 16 mm que también eleva el rendimiento de la luminaria. Una particularidad más de las lámparas FQ es, por ejemplo, el caso de la FQ 54W; Lámpara que nos ofrece con tan solo 1149 mm de longitud y un diámetro del tubo de 16 mm un flujo luminoso idéntico al de una lámpara **T8** de 58W con un diámetro del tubo de 26 mm y una longitud de 1500 mm.



Figura 4.3 Comparativa de diámetros entre lámparas T5, T8 y T12 (de izquierda a derecha).

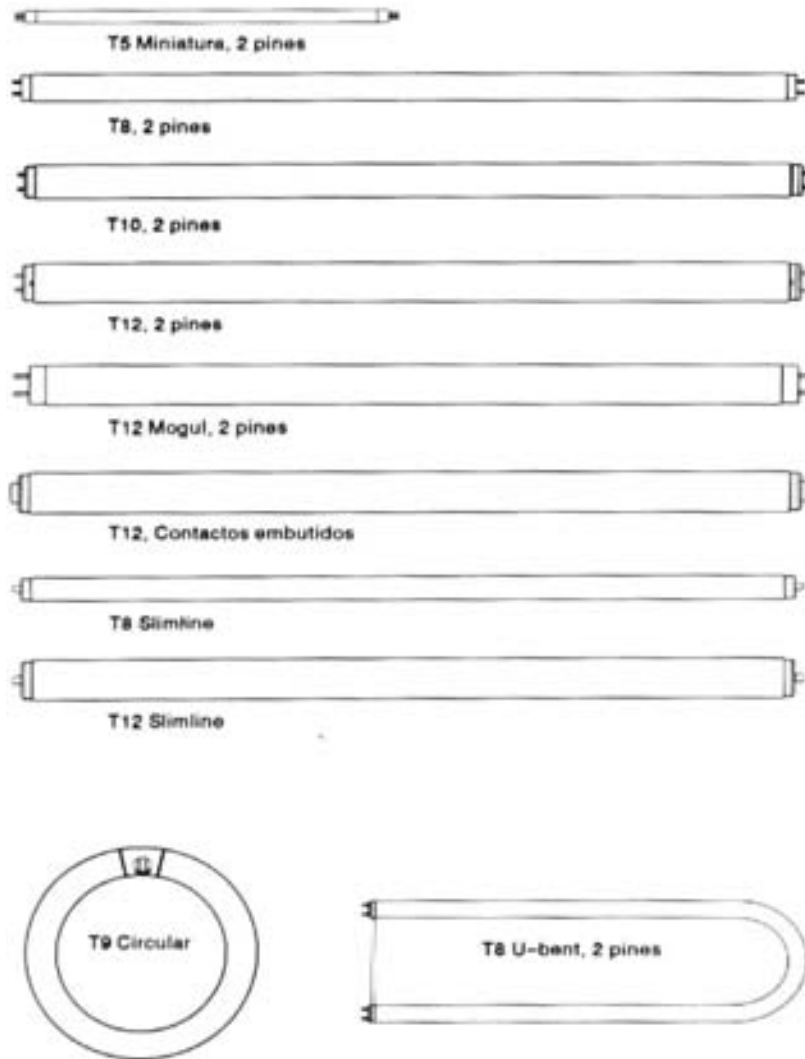


Figura 4.4 Comparativa de las distintas tecnologías de lámparas fluorescentes.

4.4.3.3 Lámparas fluorescentes Compactas.

Son lámparas pequeñas que funcionan bajo el principio de generación de luz fluorescente, requieren de equipo adicional como balastro o adaptador para poder ser instaladas. Las lámparas fluorescentes compactas son una opción eficiente para sustituir un foco incandescente, ahorran hasta un 75% de energía eléctrica por cada lámpara. Existen lámparas compactas que cuentan con un alto índice de rendimiento de color (un IRC de 82) además utilizan 75% menos electricidad y con un tiempo de vida 10 veces mayor que un foco incandescente. Su aplicación es ideal para pasillos, corredores, anuncios de emergencia, luz exterior y están disponibles en una gran variedad de longitudes, potencias y temperaturas de color.

Debemos saber que en los comercios de electrotecnia general, existen dos tipos de lámparas fluorescentes compactas. Por un lado, tenemos a las lámparas compactas "integradas" y por otro lado, las lámparas compactas "no integradas".

Las lámparas **compactas Integradas** proporcionan bajas temperaturas de color, rondando éstas, los 3000°K en la mayoría de los casos. Como apreciación más importante respecto a este tipo de lámparas fluorescentes compactas, cabe señalar, que éstas disponen en el propio casquillo, generalmente del tipo E14 o E27, del sistema de encendido electrónico, como podemos observar en la figura.



Figura 4.5 Lámpara fluorescente compacta "integrada".

Las lámparas fluorescentes **compactas no integradas** o también "power-compact" evidentemente poseen una eficacia luminosa muy alta y un flujo luminoso muy similar al de las actuales lámparas fluorescentes lineales. También poseen una ventaja adicional, como es la baja generación de calor, incluso ya forman parte fundamental de los más modernos sistemas de iluminación comerciales.

Existen algunos modelos, que cuentan con unas dimensiones realmente contenidas y están diseñadas para ser arrancadas con equipos de conexión convencionales.

El casquillo de dos patillas, del tipo G23, incorpora en el mismo, un cebador para el arranque y un condensador anti-parasitario (hace la función de supresor de radio-interferencias).

Estas lámparas entregan un flujo luminoso similar al de las lámparas fluorescentes convencionales, pero con la mitad de su longitud.

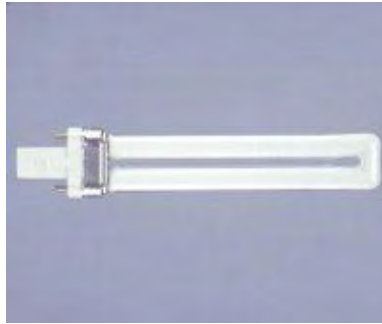


Figura 4.6 Lámpara fluorescente modelo DULUX S, de Osram.

4.4.3.4 Tecnología LED

La estructura de un LED es totalmente diferente que una lámpara tradicional, el LED tiene una estructura muy simple y muy fuerte. Los 4 componentes básicos de sus estructura son:

Material emisor semiconductor, montado en un chip-reflector, este material determina el color de la luz. Los postes conductores (cátodo y ánodo). El cable conductor que une los dos polos. Un lente que protege al material emisor del LED y determina el haz de la luz.

LED significa Diodo Emisor de Luz (Light Emitting Diode), es un objeto que permite el flujo de corriente en una sola dirección. Dos materiales conductivos cualesquiera forman un diodo cuando son puestos en contacto. Cuando la electricidad pasa a través de un diodo, los átomos de uno de los materiales (contenido en un chip-reflector) son excitados a un mayor nivel. Los átomos en el primer material retiene mucha energía y requieren liberarla. Esta energía delibera como electrones al segundo material dentro del chip-reflector, durante esta liberación se produce la luz. El color de la luz es relativa a los materiales emisores semiconductores y procesos de elaboración del chip-reflector³.

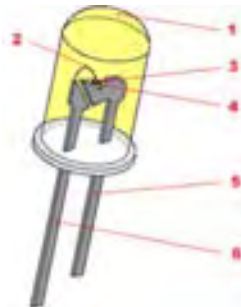


Figura 4.7 Diodo Emisor de Luz

³ RGB Color Distribuidor Master México y Latinoamérica / www.colorkinetics.com

1. Lente Epóxico

Este lente mantiene todo el paquete estructurado, determina el haz de luz, protege al chip reflector, además de extraer el flujo luminoso.

2. Cable Conductor

Es un cable muy delgado de oro, el cual conecta cada terminal a cada uno de los postes conductores.

3. Chip

Consiste en dos capas de material emisor semiconductor, cuando los átomos son excitados por un flujo de corriente intercambiando electrones, creando la luz.

4. Reflector

Está por debajo del Chip reflejando y proyectando luz hacia fuera, sólo un 3% se queda atrapada.

5. Cátodo

Poste hecho de aleación de cobre y conduce carga negativa, el cátodo es más corto que el ánodo para facilitar un ensamble más rápido y preciso en el circuito.

6. Ánodo

Poste hecho en aleación de cobre y conduce carga positiva.

Ventajas de los LED's:

- Altos niveles de flujo e intensidad dirigida.
- Significante tamaño para múltiples y diferentes opciones de diseño.
- Alta eficiencia, ahorro de energía.
- Luz blanca.
- Todos los colores (de 460 nm a 650 nm).
- Requerimientos bajos de Tensión y Consumos.
- Baja generación de calor.
- Alta resistencia a los golpes y vibraciones.
- Extremadamente larga vida (de 50000 a 100000 Hrs.).
- Sin radiación U. V.
- Pueden ser fácilmente controlados y programados.
- Diferentes formas con diferentes ángulos de radiación.
- Temperatura de operación: -40° C a + 74° C.
- Montaje a prueba de agua. Resistentes al polvo y humedad.

El mercado se ha enfocado en 4 áreas principales:

- Artículos de control de tráfico (semáforos)
- Pizarrones de mensajes variables .

- Aplicaciones Automotrices .
- Iluminación arquitectónica y de Display's

Nuevos Desarrollos para los LED's azules y blancos junto con la tecnología de color garantizan mayor uso de los LED's en el mercado. Aunada a su eficiencia, resistencia y versatilidad, las lámparas LED han evolucionado de una tecnología incipiente a una alternativa de iluminación seria

4.4.4 Ahorro en Iluminación mediante la Incorporación de equipo.

En cuanto a incorporación de equipo se refiere, a continuación se presentan los mecanismos de ahorro de energía eléctrica más sobresalientes.

Lámparas fluorescentes ahorradoras

Fueron desarrolladas para sustituir a las fluorescentes normales, pero operando con 10-20% menos de consumo a cambio de 5-10% de reducción de luz. Están rellenas de mejores gases, recubrimientos fosfóricos especiales, algunos tipos incorporan una guarda para disminuir la depreciación de lúmenes.

Pueden usarse en prácticamente todos los casos en que se encuentren instaladas lámparas convencionales, ya que se fabrican de las mismas dimensiones y formas, aunque deben observarse las recomendaciones que se mencionan posteriormente.

El ahorro de energía depende de los colores y potencias, pero el aumento de eficacia es de 7% en promedio. Las lámparas más eficaces hasta el momento están cerca de los 100 Lm/W, como la FO32T8/(7-8)(30-35-41) ER de 1.22 m de largo y la FO96T8/(7-8)(30-35-41), de 2.44 m de largo. Aunque originalmente aparecieron en el mercado con un alto costo, actualmente cuestan entre 50 y 110% más que las lámparas normales equivalentes.

Bajo condiciones estándar de operación tienen una vida útil de 20000 horas, en comparación con las 12000 horas de las lámparas de encendido rápido normales. Existen en el mercado lámparas que alcanzan ya hasta 26000 horas, cuando son operadas bajo periodos de encendido - apagado normalizados.

Cuando se operan con balastros adecuados, se obtiene una reducción promedio en el consumo de 24% Contra 10% en reducción de luz.

Las lámparas ahorradoras siempre deben acoplarse a balastos compatibles con ellas. Debe evitarse su uso con balastos del tipo baja energía o incluso normales y con dispositivos que se intercalan para limitar la corriente del circuito. Por sus características de construcción, deben operarse a temperaturas mínimas de 15°C. Su operación óptima se obtiene con balastos electromagnéticos de alta eficiencia o electrónicos con operación a alta frecuencia.

Balastos Electromagnéticos de Alta Eficiencia

Son balastos fabricados con alta tecnología y mejores materiales para reducir las pérdidas. Operan a las lámparas a potencia adecuada sin reducir su vida útil. Trabajan a temperaturas internas muy bajas con lo que aumentan su propia vida. Tienen apariencia similar a los normales y se conectan igual a ellos, pero generalmente incluyen termoprotector para evitar sobrecalentamientos internos.

Tienen un desempeño que cae entre los normales y los electrónicos. Se encuentran disponibles en potencias que corresponden a las lámparas existentes y su aplicación es muy recomendable. Ahorran directamente 10% en promedio con respecto a los normales, además de que reducen la carga térmica. El costo es variable de acuerdo con el fabricante y la cantidad pero cuestan aproximadamente 40% más que los normales.

Por trabajar a temperaturas menores que los normales, viven más que ellos. La garantía de los fabricantes es de unos 4 años, pero pueden vivir de 10 a 12. para cálculos prácticos se acostumbra considerar una vida útil de 50000 horas.

El ahorro de energía es atractivo, con Factor de Balastro (FB) similar a los normales y Factor de Eficacia de Balastro superior. Al reducir la carga térmica se ahorra también en el equipo de acondicionamiento ambiental. Como son balastos termoprottegidos no desalojan compuesto asfáltico ni humos.

Deben acoplarse a lámparas compatibles con ellos y se debe tener cuidado de la procedencia ya que han llegado al mercado productos de origen oriental que no cumplen con los requisitos mínimos de calidad ni seguridad.

Balastos Electrónicos

Son balastos de estado sólido que pueden ser discretos ó integrados y trabajan con alta frecuencia y bajas pérdidas (4 a 6 Watts promedio) mejorando además la eficacia de la lámpara. Se pueden instalar directamente en lugar de los electromagnéticos porque son de las mismas dimensiones, aunque su peso es mucho menor. Como trabajan a alta frecuencia evitan el efecto

estroboscópico y el flicker. Los hay de potencia de lámpara constante y de potencia variable (dimmeables). Se usan en todas las aplicaciones de los balastos normales, excepto en lugares con temperaturas o vibración excesivas.

En combinación con lámparas ahorradoras pueden permitir ahorros de hasta 35% si se les compara con los balastos y lámparas normales, pero el ahorro depende de una serie de variables que deben ser siempre consideradas.

El costo depende del tipo de balastro y la marca. Se fabrican ya en México en las potencias más comerciales con precios entre 2 y 3 veces mayores que los normales. Algunos modelos importados cuestan entre 4 y 5 veces más que los convencionales.

Aunque es uno de los parámetros más difíciles de evaluar se estima una vida de 20 años, pero esto depende del fabricante y de las condiciones de operación. Para fines prácticos generalmente se consideran 50000 horas.

Como trabajan con máximo Factor de Eficacia de Balastro (BEF), a alta frecuencia, con factor de cresta idóneo, excelente regulación, mínimo nivel de ruido, dermoprotector integrado, pérdidas reducidas y otras cualidades, prestan una serie de beneficios técnicamente insuperables para el usuario, a un costo alto que en las condiciones actuales tendrá que evaluarse para decidir su aplicación.

Fabricantes nacionales producen actualmente balastos electrónicos del tipo discreto, pero pueden conseguirse algunas marcas importadas de balastos tipo integrado con posibilidad de controlar la potencia de lámpara.

Deben instalarse en lugares con ventilación aceptable y poca vibración, que dispongan además de una buena tierra. En productos importados se debe verificar que su tensión nominal corresponda a la tensión de suministro en México y también es recomendable que ostenten el sello UL y CBM.

Lámparas Fluorescentes Compactas

Hay una gran variedad de tipos, pero las más comunes son las de dos y cuatro tubos, las "Slim Line" T-12, T-8 y las circulares. Pueden encontrarse con balastro integrado ó separado y adaptador para socket Tipo Edison. Las circulares generalmente tienen balastro electromagnético integrado, **mientras que las "Slim Line" T-8, T-12** tienen balastro electrónico independiente. Las compactas integradas normalmente tienen el arrancador incorporado en la misma lámpara y son de balastro intercambiable, aunque ya las hay en forma de espiral y autobalastadas. Pueden usarse en instalaciones nuevas ó existentes, Actualmente pueden reemplazar a casi todos los

tipos de lámparas A19 y van desde 5 hasta 55 Watts, siendo 9 y 13 Watts las potencias más comunes.

Incluyendo el balastro, las circulares tienen eficacias entre 35 y 40 Lm/W, las L y SL fluctúan entre 40 y 80 Lm/W. Su vida útil se encuentra entre 7500 y hasta 20000 para las L y SL, de 7500 a 12000 las C (circulares) y 50000 horas para los balastros.

El uso de estas lámparas permite reducir el consumo, la demanda máxima y la carga térmica, además de muchos beneficios adicionales como mano de obra para reemplazo, menor costo de cableado, etc. Ya se encuentran en el mercado nacional prácticamente todos los tipos existentes, de diferentes marcas y precios

La sustitución de lámparas incandescentes por fluorescentes compactas es una excelente alternativa, pero debe aclararse que originalmente fueron creadas específicamente para sustituir a incandescentes. Con los nuevos desarrollos, las lámparas de mayor potencia y luminarios con reflectores especiales pueden usarse en aplicaciones típicas de lámparas fluorescentes convencionales. Sin embargo debe tenerse cuidado en aplicaciones donde se requiera un alto IRC. En caso de aplicación masiva deberá monitorearse también el factor de potencia y el contenido total de armónicas.

Lámparas incandescentes con recubrimiento mejorado

Es una lámpara incandescente de tamaño y forma similar a la convencional con recubrimiento mejorado que permite aumentar la eficacia. La superficie interior del bulbo está recubierta con un material que bloquea el paso de la radiación infrarroja, evitando pérdida excesiva de energía por radiación de calor al medio. Reemplaza a lámparas tipo A19 de emisión lumínica igual o menor a 1500 lúmenes, aunque se tienen prototipos para potencias mayores (hasta 900 W).

Tienen una eficacia de hasta 29 Lm/W, contra una eficacia de 15 a 17 Lm/W de lámparas normales equivalentes. Su precio es entre 4 y 5 veces mayor que la A19.

Tiene 2000 horas de vida contra 750 horas de la A19 bajo las mismas condiciones de operación. Su temperatura de color, apariencia y rendimiento de color es tan bueno como el de las convencionales.

Por ser de muy reciente desarrollo, no se encuentran todavía en el mercado nacional pero con la apertura comercial se espera que estén disponibles muy pronto.

Lámparas Incandescentes Elipsoidales

Están diseñadas de modo que su punto focal coincida con el ángulo de apertura del luminario, reduciendo las pérdidas típicas por absorción de luz. No presentan una mejoría notable en su consumo nominal pero la eficacia del sistema se incrementa ya que aumenta la salida neta de luz del luminario. Se usan típicamente en restaurantes, corredores, y en general en todos los lugares en donde se tengan instaladas lámparas convencionales.

Se recomienda que las lámparas elipsoidales sean de la mitad de la potencia de las lámparas comunes, aunque en algunos casos la reducción puede hacerse hasta a una tercera parte. Cuestan entre 20% y 40% más que las convencionales sobre la misma base de potencia, pero al hacer la sustitución a potencia reducida los ahorros en inversión son evidentes. Tienen una vida promedio de 2000 horas bajo condiciones normales de operación.

Si el luminario no está diseñado para una lámpara en especial, la reducción de luz es imperceptible, pero el ahorro es considerable. Aunque son lámparas relativamente nuevas, su disponibilidad en el mercado nacional es cada vez mayor.

Hacer un simple análisis con criterios luminotécnicos antes de hacer el reemplazo, evitando la sustitución indiscriminada.

Reflectores Especulares

Son reflectores de a base de aluminio pulido al espejo con recubrimientos especiales, presentando un comportamiento especular. Están diseñados para reducir la absorción de luz y evitan la distorsión de la longitud de onda de los rayos incidentes. Tienen un diseño óptico optimizado y generalmente diseñado por computadora para satisfacer las necesidades de cada aplicación. Se pueden usar sobre todo en instalaciones existentes con depreciación por tiempo y suciedad importantes. Para obras nuevas se debe hacer un estudio cuidadoso para evaluar sus posibles ventajas con respecto a luminarios nuevos.

Cuando su aplicación es factible, pueden permitir ahorros de 50% en el consumo de energía, ya que reducen el número de lámparas y balastos a la mitad. El costo varía de acuerdo con el fabricante y con las dimensiones pero los ahorros de energía generalmente justifican su adquisición. Cuando son de alta calidad pueden mantener los niveles de iluminancia dentro de límites muy aceptables y su vida útil depende del medio y del mantenimiento, pero puede ser de 10 años o más.

Se encuentran desde hace algunos años distribuidores de reflectores importados de muy buena calidad. No deben confundirse estos reflectores con la película adherible al reflector original.

Los beneficios son evidentes, ya que se reduce el consumo, la demanda máxima, la carga térmica y el mantenimiento. La eliminación del 50% de lámparas y balastos puede reducir los niveles de iluminancia drásticamente (entre 15 y 40%), reducción que la instalación por sí sola del reflector no puede compensar. Debe realizarse un cuidadoso estudio técnico-económico con criterios luminotécnicos y energéticos para decidir su instalación.

4.4.5 Ahorro en Iluminación mediante Medidas correctivas.

En cuanto a iluminación se refiere, a continuación se presentan las medidas de ahorro de energía eléctrica más sobresalientes.

Niveles de iluminación

Frecuentemente los niveles de iluminación son elevados, tanto en áreas comunes como para áreas específicas. Conviene comprobar tales niveles mediante el uso de un luxómetro y compararlo con las tablas de la Sociedad Mexicana de Ingeniería en Iluminación. En caso de existir sobre iluminación, conviene retirar algunas lámparas o sustituirlas por otras de menor capacidad. Si el nivel de iluminación no es suficiente, se pueden utilizar reflectores de aluminio en los gabinetes sin incrementar la carga eléctrica.

Lámparas más eficientes

En caso de que los niveles de iluminación sean los adecuados, entonces lo recomendable es utilizar lámparas que proporcionen el mismo nivel, pero con una menor potencia. Lo más aconsejable será esperar a la terminación de la vida útil de la lámpara antes de hacer la sustitución. Para estos fines es fundamental llevar un control por área de las horas de utilización de las lámparas, que servirá para hacer el reemplazo en grupo. Estas lámparas se fabrican de 32, 34, 60 y 95 watts, que sustituyen a lámparas de 39, 40, 75 y 110 watts respectivamente.

Separación de circuitos

Uno de los problemas más generalizados consiste en la imposibilidad de apagar ciertas lámparas que no son necesarias en determinado momento, debido a que existe un interruptor que controla un número de lámparas que por razón de la división de las oficinas quedan en pasillos y sala de juntas, por ejemplo, originando que siempre permanezcan encendidas. También, impide apagar las lámparas en horarios en que solo un mínimo de personal está laborando, pese a que estén encendidas lámparas innecesarias.

En estos casos se recomienda rediseñar la instalación eléctrica con circuitos independientes, o bien instalar en cada luminario un apagador de palanca o de perilla colgante. La medida anterior tendrá que ser apoyada por campañas de concientización como a continuación se describe:

Elaboración e impresión de carteles alusivos con diferentes imágenes cuando menos cada tres meses. Formación de un Comité de Ahorro de Energía que se responsabilice de supervisar las medidas de ahorro y organizar pláticas al personal e inclusive otorgar incentivos.

Elaboración de un instructivo de medidas operativas que involucren a los empleados y al personal de vigilancia y de intendencia.

Luz Diurna / Redistribuir luminarios

Es conveniente redistribuir los circuitos de alumbrado de tal manera que las lámparas ubicadas cerca de las ventanas se puedan encender y apagar por medio de un interruptor sencillo (o mediante un control automático con fotocelda), a fin de aprovechar la luz solar. En caso de que las luminarias se encuentren en las áreas donde no se requiera iluminación directa, se recomienda reducir el menor número de lámparas por luminario.

Eliminación de focos incandescentes

El foco incandescente es el de más bajo rendimiento, debido a que su operación está basada en el calentamiento de un filamento hasta el rojo blanco, con lo cual convierte el 95% de la energía eléctrica en calor y solo el 5% en luz visible. Adicionalmente hay áreas en los edificios que utilizan los llamados **spot's**. **En todos los casos lo más aconsejable es sustituir los focos y spot's** con lámparas fluorescentes compactas las cuales cuentan con entrada para socket. Estas lámparas fluorescentes compactas existen en 5, 7, 9, 13, 15 y 18 watts para sustituir en su caso a focos de 25, 40, 60 y 75 watts. En lugares donde el alumbrado se utiliza por intervalos pequeños de tiempo, no se recomienda utilizar lámparas fluorescentes compactas en lugar de incandescentes, pues el continuo encendido y apagado de la misma desmeritan su vida.

Balastos ociosos

Es común encontrar lámparas quemadas o desconectadas intencionalmente, pero unidas al balastro. Esto debe evitarse, pues el balastro sigue consumiendo energía eléctrica, del orden del 20% de la potencia de la lámpara. Por otra parte, si un balastro está conectado a dos lámparas y una de ellas fue desconectada, la lámpara en funcionamiento reducirá su vida útil.

Balastos de alta eficiencia

Normalmente los balastos son construidos con circuitos magnéticos y su consumo es de aproximadamente el 20% de la potencia de la lámpara. Actualmente existen en el mercado balastos ahorradores que consumen menos energía y permiten a la lámpara llegar a su vida

nominal. Por otro lado, también están los balastros electrónicos que son los más eficientes. Cabe observar que los balastros ahorradores cuestan casi lo mismo que los tradicionales no siendo el caso de los electrónicos cuyo costo es superior.

Difusores en mal estado

El difusor es la tapa de acrílico que se coloca debajo de las lámparas. Su función consiste en difundir hacia los extremos la luz que sale en forma vertical. Además reduce la brillantez sin que por ello se afecte el nivel de iluminación. Si el difusor se encuentra sucio por el polvo acumulado, o bien ha adquirido un color amarillo, entonces sí disminuirá el nivel de iluminación. Haga una buena limpieza a sus difusores y si no mejoran, conviene sustituirlos por otros de mayor eficiencia; no acepte la compra de difusores de material similar al acrílico como poliestireno y otros; además de ser poco eficientes, su vida está limitada a un promedio de 12 a 15 meses en que pierden por completo su color transparente. También existen en el mercado difusores tipo rejilla con los que se obtienen buenos resultados.

Luminarios obsoletos

El luminario es la caja de lámina en donde se alojan las lámparas y el balastro. La parte superior está cubierta con una pintura reflejante, que es necesario revisar periódicamente para cerciorarse que no esté deteriorada. Actualmente ya se están fabricando reflectores de aluminio que se sobreponen al luminario con lo cual se logra mayor reflexión, que puede llegar hasta el 95%, por lo cual, dependiendo del estado en que se encuentre la pintura, se puede ganar entre 25% y 50% de nivel de iluminación, lo que permitirá retirar la mitad de las lámparas ahorrándose el 50% de la energía eléctrica. Si con esta medida se perdiera nivel de iluminación, éste se puede recuperar por otros medios, como por ejemplo, sustituir lámparas por otras de mayor flujo luminoso y pintar paredes, techos y columnas de color claro. Estos reflectores también se usan para incrementar la iluminación cuando ésta no es suficiente, evitándose la instalación de luminarios adicionales.

Altura de montaje excesiva

En muchos edificios las lámparas se encuentran tan elevadas, que si permanecieran apagadas no se afectaría el nivel de iluminación. Esto se debe a que solo son elementos decorativos. Si se desea aprovecharlas, se recomienda reducir la altura de montaje y rediseñar el sistema para colocar menor número de luminarios.

Alumbrado de seguridad

Las áreas que no necesitan nitidez de color, como estacionamientos, jardines, plazas, etc., pueden ser iluminadas con lámparas de vapor de sodio de alta ó baja presión, que reducen el consumo de energía eléctrica hasta en 65%.

Apagar la luz artificial cuando no se requiera

En las áreas donde existan apagadores y se tenga suficiente aportación de luz natural, así como en las áreas de trabajo donde no haya personal laborando, hacer uso de los apagadores.

Sistemas automáticos / Sensores de presencia

Es importante tener en cuenta que el personal de seguridad y/o de mantenimiento no estará siempre en la disponibilidad de acatar las instrucciones en el sentido de desconectar determinados circuitos a determinadas horas; se recomienda instalar desde el sencillo apagador de tiempo en lugares de poco uso como pasillos, baños, etc., hasta equipos programables que conectan y desconectan circuitos según las necesidades de trabajo.

En áreas de poca actividad, como bodegas, estacionamientos, subestaciones, etc., es recomendable el uso de equipos que enciendan la luz al detectar la presencia de personal.

4.5 Oportunidades de ahorro en motores eléctricos

Los motores eléctricos son aparatos convertidores de energía, esto es, que transforman la energía eléctrica recibida de la red de distribución en energía mecánica en la flecha del motor. Estos aparatos son ampliamente utilizados debido a su gran diversidad de aplicaciones, principalmente en los sectores comercial e industrial. Entre algunas de sus aplicaciones se anotan las siguientes: bombas, ventiladores, compresores, máquinas herramientas, herramientas manuales, equipo de refrigeración y aire acondicionado, elevadores, bandas transportadores y muchas otras.

Como puede verse son equipos muy comunes y conocidos, su principio de funcionamiento y operación, también son ampliamente conocidos. Sin embargo, es muy importante conocer las características particulares de funcionamiento de cada tipo de motor, a fin de hacer uso adecuado de los mismos en las aplicaciones a que se definen. Esto permitirá aprovechar al máximo la energía consumida para su funcionamiento que puede presentar importantes ahorros de dinero por concepto de energía eléctrica y por menor mantenimiento requerido.

Cabe señalar que alrededor del 70% del consumo de la energía generada se debe al funcionamiento de los motores eléctricos. Es significativo el hecho de que los motores eléctricos, suministran en su mayor parte, la energía que mueve los accionamientos industriales, por lo que la operación y conservación de los motores en la industria, representa uno de los campos más fértiles de oportunidades en el ahorro de energía que se traducen en una reducción en los costos de producción y en una mayor competitividad.

El ahorro de energía comienza desde la selección apropiada de los motores. Siempre hay uno adecuado a las características que se tienen, tanto en lo que respecta a su tipo por condiciones

ambientales de operación por condiciones de arranque o regulación de velocidad, así como por su tamaño o potencia. Los mayores ahorros de energía eléctrica se obtienen cuando el motor y su carga operan a su máxima eficiencia.

La siguiente clasificación de los motores eléctricos por tipos, se ha efectuado de acuerdo con un criterio clásico, aunque externo al motor, la clase de tensión y corriente principal que le alimenta.

Corriente continua:

- Conexión Shunt
- Conexión Serie
- Conexión Compound.

Corriente alterna trifásica:

- Síncronos.
- Asíncronos de rotor en corto circuito (jaula de ardilla).
- Rotor bobinado.

4.5.1 Pérdidas diversas en los motores.

Como ya se mencionó en los motores existen pérdidas por diversas causas, las cuales se describen a continuación.

Se dará en primer lugar una visión general de los diferentes tipos de pérdidas y posteriormente se presentará un ejemplo concreto sobre el valor relativo de éstos. Los valores del ejemplo deben tomarse como indicativos, puesto que un rendimiento máximo puede conseguirse desglosando las pérdidas totales de diversas formas. Esto permite al diseñador o al proyectista elegir una curva rendimiento-carga en la que al máximo rendimiento se produzca en la zona de carga donde el motor va a trabajar más tiempo, y que normalmente estará comprendida entre $\frac{3}{4}$ y la carga nominal. Las pérdidas de energía propias en los motores eléctricos, es decir, la diferencia existente entre la energía eléctrica tomada de la red y la energía mecánica obtenida en el eje del motor, se dividen en dos grupos:

- Pérdidas fundamentales.
- Pérdidas adicionales.

Las pérdidas resultantes de la aplicación del motor corresponden a la suma de las pérdidas propias del motor más las debidas al acoplamiento de la máquina conducida y a las condiciones

de explotación de la máquina (pérdidas mecánicas en los órganos de los equipos de transmisión, energía consumida en frenados y aceleraciones de la máquina arrastrada, etc.)

Pérdidas Fundamentales: Estas pérdidas se originan como consecuencia de los procesos electromagnéticos y mecánicos fundamentales que ocurren en el motor y están constituidas por las pérdidas mecánicas, las pérdidas en el hierro, las pérdidas en el cobre y finalmente las pérdidas en la capa de contactor de las escobillas con los colectores o anillos rozantes, que aparecen en los motores que están dotados de estos elementos.

Pérdidas Mecánicas: Las pérdidas mecánicas incluyen las correspondientes al rozamiento en los cojinetes (P1) las de ventilación (P2) y las de rozamiento de escobillas (Pr).

Pérdidas en el hierro: Las pérdidas en el hierro se originan por dos causas:

Por las histéresis producida en los materiales magnéticos sometidos a remagnetización (temporal o especial) bien sea por variación del flujo o por rotación en un campo variable.

Por la aparición en el seno de la masa de acero de fems que dan origen a unas corrientes denominadas de Foucault.

Las Pérdidas totales en el hierro : Serán la suma de $P_{Hs} + P_r$. Existen unas fórmulas teóricas para el cálculo de estas pérdidas, por los valores que dan son inferiores a los reales porque existe un conjunto de factores tecnológicos y de fabricación, no tomados en cuenta. Un análisis somero revela que las pérdidas teóricas por histéresis se incrementan por la deformación en frío de las chapas magnéticas (orientación de los granos) como consecuencia de los procesos de estampado y recorte de las chapas y que las pérdidas teóricas por corrientes de Foucault se incrementan por la formación de rebanadas durante el montaje de los paquetes de chapas o por deterioro del aislamiento de las chapas durante el enmangado de los conjuntos a causa de una presión excesivamente alta, que da lugar a corto circuitos entre los paquetes de chapas.

El incremento de estas pérdidas puede controlarse y mantenerse en límites reducidos mediante un adecuado saneamiento de las rebabas, recocido de las chapas después del estampado en hornos de atmósfera de hidrógeno, control exacto de la presión de enmangado; pero no se pueden calcular teóricamente, por lo que se ha propuesto una serie de fórmulas deducidas de las básicas por aplicación de factores de corrección obtenidos experimentalmente. Así, las pérdidas por histéresis dependen linealmente de la frecuencia y de la inducción, mientras que las pérdidas por corrientes de Foucault dependen del cuadrado de la frecuencia y de la inducción.

Pérdidas en el cobre: Las pérdidas en el cobre se descomponen en los siguientes conceptos:

- **Pérdidas en el circuito del inducido (P_1) (normalmente rotor):** Estas pérdidas están originadas por el paso de las corrientes por los devanados del inducido y por los elementos conectados en serie con el devanado del inducido (polos auxiliares), devanado de comprensión, etc. El cálculo de estas pérdidas se realiza después de conocer la configuración de los devanados.

- **Pérdidas de excitación (P_{exe}) (estator de motores de C.C y rotor de motores síncronos):** Vienen determinados por la siguiente fórmula:

$$P_{exe} = V_{exe} * I_{exe} \text{ (Watts)} \quad \dots \quad (4.3)$$

En donde:

V_{exe} = tensión de bornes del circuito de excitación (volts)

I_{exe} = intensidad en el circuito de excitación (amperes)

- **Pérdidas en el contacto de escobillas (P_{exe}):** En los motores dotados de estos elementos, se produce una pérdida de energía en la zona de contacto de escobillas, que se calculará mediante la fórmula:

$$P_{exe} = 1.73 * V_c * I_a \quad \dots \quad (4.4)$$

Donde:

V_c = caída de tensión

I_a = intensidad del inducido.

En los motores asíncronos, en lugar de las pérdidas por excitación deben considerarse las pérdidas originales por la circulación de corrientes en los devanados (efecto Joule). Para el cálculo de estas pérdidas debe considerarse la configuración de los devanados.

- **Pérdidas en las escobillas:** Son las que se pierdan en los contactos entre las escobillas y el colector. Están dadas por la ecuación:

$$P_{BD} = V_{BD} * I_A \quad \dots \quad (4.5)$$

Donde:

P_{BD} = pérdida por contacto en las escobillas

V_{BD} = caída de tensión en las escobillas

I_A = corriente de armadura

Pérdidas adicionales: Son pérdidas que no se pueden incluir dentro de ninguna de las anteriores. Por muy cuidadoso que sea el análisis que de ellas se haga, siempre quedan algunas que no se pueden incluir dentro de la clasificación precedente. Todas estas pérdidas en conjunto se denominan pérdidas adicionales. Por convención, para la mayoría de las máquinas se toman como el 1% de su potencia.

4.5.2 Eficiencia de motores.

Una vez conocidas todas las pérdidas de energía se determina la eficiencia del motor para poder evaluar si está siendo utilizado óptimamente. La eficiencia o rendimiento de un motor eléctrico es una medida de su habilidad para convertir la potencia eléctrica que toma de la línea en potencia mecánica útil.

Motores de corriente continua:

$$\eta = \frac{V_L I_L - \sum \text{pérdidas}}{V_L I_L} \dots (4.6)$$

Motores de corriente alterna:

$$\text{Síncronos. } \eta = \frac{\sqrt{3} V_{LL} I_L \cos \alpha - \sum \text{pérdidas}}{\sqrt{3} V_{LL} I_L} \dots (4.7)$$

donde:

V_L: Tensión de línea.

I_L: Corriente de línea.

Cos α: Factor de potencia.

V_{LL}: Tensión entre líneas.

En este caso se ha propuesto que la corriente de excitación procede de una excitatriz movida por el propio motor.

$$\text{Asíncronos. } \eta = \frac{\sqrt{3} V_L I_L \cos \alpha - \sum \text{pérdidas}}{\sqrt{3} V_L I_L \cos \alpha} \dots (4.8)$$

Un motor eficiente produce la misma potencia de salida en flecha (hp), pero usa menos potencia eléctrica de entrada que un motor de eficiencia estándar. Los motores eficientes deben tener eficiencias nominales a plena carga que excedan las eficiencias estándar. Muchos fabricantes producen modelos que exceden considerablemente el estándar NEMA. Estos se conocen como de alta eficiencia o de eficiencia Premium (high efficiency, premium efficiency).

Los motores eficientes se fabrican usando la misma armazón T de los motores de eficiencia estándar, pero tienen:

- Laminaciones del estator más delgadas hechas de acero de mayor calidad
- Más cobre en los devanados.
- Un entrehierro menor.
- Pérdidas de ventilación menores.
- Menores tolerancias de maquinado.

Los motores eficientes requieren el mismo mantenimiento que los motores de eficiencia estándar y frecuentemente son más confiables.

Los motores eficientes están disponibles en tamaños de 1 hp en adelante a velocidades de 3600, 1800, 1200 y 900 r.p.m. tensiones trifásicas de 208,230,460,575, y superiores.

Debido a que los motores eficientes generalmente tienen la misma armazón T que los motores de eficiencia estándar el remplazo no debe tener complicaciones. Se requiere de un adaptador o base de transición para el remplazo de un motor con armazón U por uno eficiente con armazón T. Además algunos fabricantes tienen motores eficientes en armazón U.

El factor de potencia varía mucho dependiendo de la carga del motor y del fabricante. Mientras que algunos modelos de motores eficientes ofrecen un factor de potencia mejorado del 2 a 5 %, otros tienen factores de potencia menores que sus contrapartes de eficiencia estándar. En promedio, cabe esperar un aumento de menos de 1 % en el factor de potencia.

Estándares para prueba de eficiencia de motores:

- NEMA MG1, está basado en el estándar IEEE 112 Método B, es el más usado en Norteamérica.
- CSA C390-M1985 es un estándar Canadiense más riguroso.
- IEC 34.2 es el estándar Europeo para prueba de motores.
- IEC37 es el estándar Japonés para prueba de motores.

4.5.3 Anomalías comunes en la operación de motores.

Una operación en condiciones de servicio inusuales puede resultar en pérdida de eficiencia y en consumo de energía adicional. Tanto los motores de eficiencia standard como los de alta eficiencia pueden tener una eficiencia y vida útil reducida debido a un pobre mantenimiento en el sistema eléctrico.

El monitoreo de tensión es importante para mantener una operación de alta eficiencia y corregir problemas potenciales antes de que ocurran fallas. El personal de mantenimiento preventivo debe medir periódicamente y registrar la tensión en terminales del motor en condiciones de plena carga a continuación se mencionan las anomalías que se presentan en motores frente a variaciones o alteraciones de la tensión de alimentación.

4.5.3.1 Anomalías en sobretensión.

A medida que la tensión aumenta, la corriente de magnetización aumenta exponencialmente. En algún punto dependiendo del diseño del motor, la saturación del núcleo de incrementará y ocurrirá sobre calentamiento. Del 10 al 15% de sobre tensión tanto la eficiencia, como el factor de potencia decrecen significativamente mientras que el deslizamiento de plena carga disminuye (el par varía con el cuadrado de la tensión aplicado). La corriente de arranque, el par de arranque y el par máximo crecen significativamente con las condiciones de sobretensión.

Una tensión que está en el límite superior de los límites de tolerancia frecuentemente indica que el Tap del transformador sea movido en la dirección incorrecta. Un relevador de sobrecarga no reconocerá ésta situación de sobretensión, si la sobretensión es mayor que el 10%, el motor se puede sobrecalentar. La operación con sobre tensión y corrientes reactivas por arriba de los límites aceptables y por tiempo prolongado puede acelerar el deterioro del aislamiento del motor.

4.5.3.2 Anomalías en bajatensión.

Si el motor se opera a tensión reducida aún dentro del límite del 10%, el motor tomará una corriente mayor para producir los requerimientos de par impuestos por la carga. Esto produce un incremento en las pérdidas eléctricas del estator y del rotor (pérdidas I^2R). Las bajas tensiones pueden también evitar que el motor desarrolle un adecuado par de arranque.

La operación a eficiencias reducidas debido a bajas tensiones en las terminales del motor se debe generalmente a caídas de tensión excesivas en el sistema de alimentación. Si el motor está al final de un alimentador largo, puede ser necesaria una reconfiguración.

4.5.3.3 Anomalías por desbalance de tensión.

Ocurre un desbalance de tensión cuando hay tensiones diferentes en las líneas de un motor de inducción polifásico. Este desbalance en las tensiones de fase produce también que las corrientes de línea estén también desbalanceadas. Las corrientes desbalanceadas producen también

pulsaciones de par, vibraciones, incremento en el esfuerzo mecánico del motor y sobrecalentamiento de una y posiblemente dos fases del devanado. Esto da como resultado un aumento considerable en las pérdidas del motor y la generación de calor lo cual hace que disminuya tanto la eficiencia como la vida del motor.

El desbalance de tensión se define por la NEMA como 100 veces la máxima desviación de la tensión de la línea de la tensión promedio de un sistema trifásico dividido entre la tensión promedio.

En forma de ecuación:

$$\text{desbalance de tensión\%} = \frac{\text{max. Dif. De las tensiones en relacion a la tensión promedio} \times 100}{\text{Tensión promedio}} \dots \dots (4.9)$$

Un desbalance de sólo el 3.5 % puede aumentar las pérdidas del motor aproximadamente en un 20%. Desbalances superiores al 5% indican un problema serio. Desbalances superiores al 1% requieren un factor de disminución de la potencia de salida (derrateo, adaptado de la palabra inglesa derating) de acuerdo a NEMA MG1-14.35, un desbalance de tensión de 2.5 % requiere que se aplique un factor de derrateo de 0.925 a los valores nominales del motor.

Entre las causas comunes de desbalance se encuentran:

- Falla en la operación de la conexión automática en el equipo de corrección de factor de potencia.
- Fuente de alimentación inestable o desbalanceada.
- Un banco de transformadores desbalanceado que alimenta a una carga trifásica que es demasiado grande para el banco.
- Distribución desbalanceada de las cargas monofásicas.
- Un circuito abierto en el sistema de distribución primario.
- Una falla a tierra no identificada.

4.5.3.4 Anomalías por dimensionamiento.

Los motores deben ser adecuadamente seleccionados de acuerdo a sus condiciones de servicio. Cuando un motor tiene un valor nominal significativamente más alto que la carga que está accionando, el motor opera a carga parcial. Cuando esto ocurre la eficiencia del motor se reduce. Los motores a menudo se seleccionan de tal forma que están excesivamente sobredimensionados para un trabajo particular.

A pesar del hecho de que los motores sobredimensionados reducen la eficiencia e incrementan los costos de operación, las industrias usan motores sobredimensionados en los siguientes casos:

- Para evitar fallas de motores en procesos críticos.
- Cuando el personal de la planta no conoce la carga real y selecciona un motor más grande que el necesario.
- Para tener la capacidad de acomodar futuros crecimientos en producción.
- Para asegurar de manera conservadora que el motor tiene capacidad de manejar fluctuaciones en la carga.
- Cuando el departamento de mantenimiento reemplaza un motor dañado con la una unidad próxima en tamaño más grande si uno de la capacidad correcta no está disponible.
- Cuando se ha seleccionado un motor sobredimensionado para equipar cargas que no se han definido con certeza.
- Cuando los requerimientos del proceso se han reducido.
- Para operar en condiciones adversas por ejemplo en condiciones de desbalance de tensiones.

Como regla general, los motores que están bajo dimensionados (sobrecargados) tienen una vida esperada reducida con una probabilidad más grande de que el equipo se dañe provocando fuertes pérdidas en producción. Por otro lado, los motores sobredimensionados y así pues los ligeramente cargados sufren una reducción en la eficiencia y en el factor de potencia.

La máxima eficiencia normalmente no ocurre a plena carga. Mientras que el motor esté operando arriba del 60% de carga nominal la eficiencia no varía significativamente. Las eficiencias de los motores típicamente mejoran hasta el 75% de plena carga y, especialmente para motores pequeños, empiezan a declinar rápidamente cuando trabajan por abajo del 40% de plena carga. Casi siempre es una buena idea disminuir la capacidad de un motor que está trabajando a menos del 50% de su capacidad nominal. El factor de potencia disminuye rápidamente cuando el motor opera a menos del 75% de la corriente de plena carga, especialmente en capacidades pequeñas.

Los castigos en costo asociados con usar un motor sobredimensionado pueden ser sustanciales e incluyen:

- Un precio de compra mayor
- Incremento en el costo del equipo eléctrico de alimentación debido a los altos requerimientos de kVA y kVAr.
- Multas por bajo factor de potencia.
- Incrementos en el consumo de energía debido a la disminución en eficiencia.

4.5.4 Recomendaciones para el uso eficiente de la energía en los motores.

A continuación se enlistan una serie de recomendaciones para garantizar el buen aprovechamiento y ahorro de la energía en la operación de motores.

- Establecer una campaña permanente de ahorro de energía en sus instalaciones.
- Elegir correctamente la potencia del motor: El rendimiento máximo se obtiene cuando éste opera entre el 75% y el 95% de su potencia nominal y cae bruscamente para cargas reducidas o cuando trabaja sobrecargado.
- Seleccionar el motor de acuerdo con su ciclo de trabajo: Operar un motor para servicio continuo, en accionamientos de operación intermitente, con frecuentes arranques y paros, ocasionan una depreciación de sus características de operación y eficiencia.
- Seleccionar correctamente la velocidad de un motor: Si la carga lo permite prefiera motores de alta velocidad, son más eficientes y si se trata de motores de corriente alterna, trabajan con un mejor factor de potencia.
- Utilizar motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos: En motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor y su factor de potencia mejora notablemente.
- Utilizar motores síncronos en lugar de los motores de inducción: Cuando se requieren motores de gran potencia y baja velocidad la elección de un motor síncrono debe ser considerado. Comparando el motor síncrono con el motor de inducción de características similares, su eficiencia es de 1 a 3% mayor, su velocidad es constante y contribuye a mejorar el factor de potencia de la instalación.
- Sustituir los motores antiguos o de uso intenso: Los costos de operación y mantenimiento de motores viejos o de motores que por su uso han depreciado sus características de operación, pueden justificar su sustitución por motores de alta eficiencia.
- Efectuar correctamente la instalación eléctrica, el montaje de los motores y su carga.
- Evitar concentrar motores en locales reducidos o en lugares que puedan dificultar su ventilación: Un sobre calentamiento del motor se traduce en una disminución de su eficiencia.
- Corregir la caída de tensión en los alimentadores: Una tensión reducida en las terminales del motor, acarrea un incremento de la corriente, sobrecalentamiento y disminución de su eficiencia.
- Balancear la tensión de alimentación en los motores trifásicos de corriente alterna: El desequilibrio entre fases no debe excederse en ningún caso del 5%, pero mientras menor sea el desbalance, los motores operarán con mayor eficiencia.

- Compensar la energía reactiva demandada por los motores de corriente alterna más importantes o con mayor número de horas de funcionamiento, mejorando el factor de potencia de la instalación, con lo que se reducen las pérdidas de la potencia y de la tensión en los conductores.
- Mejorar el factor de potencia de la instalación y procurar que los motores síncronos funcionen con un factor de potencia cercano a la unidad
- Evitar hasta donde sea posible el arranque y la operación simultánea de motores, sobre todo los de mediana y gran capacidad, para disminuir el valor máximo de la demanda.
- Utilizar arrancadores a tensión reducida, en aquellos motores que realicen un número elevado de arranques.
- Sustituir en los motores de rotor devanado, los reguladores con resistencias para el control de la velocidad, por reguladores electrónicos más eficientes: En las resistencias se llega a consumir hasta un 20% de la potencia que el motor toma de la red.
- Utilizar arrancadores estrella-delta o de devanado partido, como alternativa de los arrancadores a tensión reducida cuando la carga impulsada no requiera alto par de arranque.
- Sustituir motores con engranes, poleas, bandas u otro tipo de transmisión, para reducir la velocidad del motor, por motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos.
- Preferir el acoplamiento individual, en accionamientos con un grupo de motores, así se consigue mejor que cada motor trabaje lo más cerca posible de su máxima carga.
- Acoplar directamente el motor a la carga siempre que el accionamiento lo permita.
- Instalar acoplamientos flexibles en aquellos motores sometidos a un número elevado de arranques súbitos. Con esto se pueden atenuar los efectos de una alineación defectuosa, reducir los esfuerzos de torsión en la flecha del motor y disminuir las pérdidas por fricción.
- Verificar periódicamente la alineación del motor con la carga impulsada: Una alineación defectuosa puede incrementar las pérdidas por rozamiento y en caso extremo ocasionar daños severos sobre todo en los cojinetes del motor.
- Mantener en óptimas condiciones los sistemas de ventilación y enfriamiento de los motores, para evitar sobre calentamientos que puedan aumentar las pérdidas en los conductores del motor y dañar los aislamientos.
- Reducir el consumo de energía en el sistema de ventilación, evaluando la posibilidad de conectar la ventilación solamente durante las bajas velocidades, en aquellos motores de velocidad ajustable.

-
- Seleccionar el armazón del motor, de acuerdo al ambiente en que va a estar trabajando. Los motores abiertos son más sencillos y operan con mayor factor de potencia.
 - Instalar equipos de control de temperatura del aceite de lubricación de cojinetes de motores de gran capacidad a fin de minimizar las pérdidas por fricción y elevar la eficiencia.
 - Mantener en óptimas condiciones los cojinetes del motor. Una cantidad considerable de energía se pierde con cojinetes en mal estado o si su lubricación es inadecuada (insuficiente o excesiva).
 - Reparar o cambiar los ejes del motor y de la transmisión, si se han doblado por sobrecarga o por mal uso. Un eje en mal estado incrementa las pérdidas por fricción y puede ocasionar daños severos en los cojinetes del motor.
 - Mantener en buen estado los portaescobillas, escobillas, conmutadores y anillos colectores en motores de corriente directa, síncronos y de rotor de devanado.
 - Mantener bien ajustado y en óptimas condiciones el interruptor de arranque de los motores monofásicos de fase partida. El mal funcionamiento de este accesorio provoca un sobrecalentamiento en los conductores.
 - Mantener en buen estado y ajustados los equipos de protección contra sobrecalentamientos o sobrecargas en los motores. Los protegen de daños mayores y evitan que operen con baja eficiencia.
 - Revisar periódicamente las conexiones del motor, junto con las de su arrancador y demás accesorios.
 - Reparar o sustituir motores si tienen algún desperfecto y seguir las instrucciones del fabricante para lograr una correcta lubricación.
 - Ajuste de taps de los transformadores.
 - Instalación de cambiadores automáticos de taps en caso de que las cargas del sistema varíen considerablemente en el transcurso del día.
 - Instalación de capacitores para corrección del factor de potencia que eleven el tensión del sistema.
 - Debido a que la eficiencia y la vida de operación de los motores se degrada con las variaciones de tensión, se deben especificar motores con datos nominales de placa compatibles con la tensión del sistema.
 - Revise el diagrama unifilar de su sistema eléctrico para verificar que las cargas monofásicas estén distribuidas uniformemente.
 - Monitoreo periódico de las tensiones en todas las fases para verificar que existe una variación mínima.
 - Instale indicadores de falla a tierra.

- Realizar correctamente la conexión a tierra de los motores. Una conexión defectuosa o la ausencia de ésta, puede poner en peligro la vida de los operarios si se presenta una falla a tierra. Además de ocasionar corrientes de fuga que no son liberadas por el equipo de protección con un dispendio de energía.
- Realizar la inspección periódica del motor, incluyendo lecturas de corriente, potencia (KW), velocidad (RPM), resistencia de aislamiento. Con la finalidad de verificar si se mantienen en condiciones apropiadas de funcionamiento y eficiencia.
- Efectuar rutinariamente la limpieza del motor, con el propósito de eliminar la suciedad y los objetos extraños, que impidan su óptimo funcionamiento.
- Mantener actualizados los manuales de operación de los motores, incorporando en éstos las modificaciones que tengan lugar.
- Dar la instrucción suficiente a los operarios, con la finalidad de que los motores operen con la mayor seguridad y eficiencia.

4.6 Ahorro energético en instalaciones de aire acondicionado.

Un sistema de aire acondicionado bien proyectado y ejecutado, orientado hacia el ahorro de energía, debe contar con equipos eficientes, uso de combustibles económicos o fuentes de energía alternativas y a esto debe agregarse una correcta operación, mediante temperaturas, velocidad de distribución de fluidos, tiempos de utilización y sistemas de control óptimos. Por otra parte, la aplicación de un adecuado aislamiento térmico y la mejora en la hermeticidad de los edificios es fundamental, dado que ello implica equipos más pequeños con menor consumo energético durante toda la vida útil.

Los proyectos deben realizarse en función de la característica de la instalación y estructurados de manera coherente, debiéndose efectuar un balance energético con un análisis económico para definir la solución más conveniente. Deben fraccionarse la capacidad de los equipamientos a fin de adaptar la producción de aire acondicionado a la demanda de calor del sistema **en la magnitud y momento que se produce**, con objeto de conseguir en cada instante, el régimen de potencia más cercano al de máximo rendimiento.

Para ello, es necesario establecer las distintas tecnologías a emplear ya sea agua fría o expansión directa, los tipos de condensación a agua o aire, etc., considerando el diseño de la instalación para la función a que va a ser utilizada. Debe tenerse en cuenta que instalar equipamientos más eficientes, adoptar aislaciones más eficaces, proyectar edificios que disipen menos energía o proveer instalaciones que recuperen energía, obliga a mayores inversiones económicas que deben retornar con el ahorro que pueda conseguirse, sobre la base del tiempo que se considere necesario establecer como razonable.

Para esbozar los lineamientos básicos a adoptar en el proyecto, debe conocerse el problema en su real dimensión, como ser la cantidad y características de los consumos y los ahorros que se pueden obtener, por lo que se hace necesario medir con datos objetivos los procesos energéticos que se producen, para determinar donde es posible y conveniente la aplicación de nuevas tecnologías.

En el caso de **edificios existentes** el proyecto de mejoras energéticas consiste en actuar sobre cada problema concreto, por ejemplo, controlar los niveles de trabajo de los equipos o set-point de operación, verificar los flujos de aire y agua, analizar la posición de los sensores ambientales, optimizar los consumos mejorando las operaciones de mantenimiento, como la limpieza de los filtros, control del estado de funcionamiento de los equipos, circulación del aire o agua, etc. En muchos casos se trata de problemas por una mala ejecución, como la poca circulación del aire o subdimensionamiento de los equipos, que requieren para su solución, la ejecución de trabajos y de nuevas inversiones.

En las **ampliaciones de los edificios**, la modificación de las instalaciones de aire acondicionado por aumento de los sistemas instalados, cambios de tecnologías, etc. requieren una estrategia de crecimiento. El agregar nuevas máquinas a las ya existentes para satisfacer necesidades de ampliación no previstas, lleva muchas veces a resultados finales de instalaciones de distinta técnica, con bajos índices de eficiencia, altos costos de espacio, gestión y mantenimiento, por lo que debe analizarse siempre con mucho detenimiento la posibilidad de adicionar los equipamientos de la manera más racional posible.

Un punto crítico en la fase del diseño lo constituye muchas veces la falta de datos ciertos y significativos sobre las características de las necesidades de acondicionamiento y su programa de desarrollo a corto, medio y largo plazo debido a las continuas innovaciones y modificaciones tecnológicas, por lo que se debe contar con una información completa y lo mas actualizada posible, con objeto de prever los futuros cambios en los procesos, que permitan una adecuada planificación del proyecto orientado al ahorro energético. Existen numerosas tecnologías y medios de aplicación para disminuir el consumo energético, por lo que se deben analizar las características particularidades de cada caso, de modo de aplicar conceptos de diseño en la selección de los sistemas, que permitan obtener menores gastos en la fase de explotación y mantenimiento, pudiéndose considerar para su estudio los siguientes parámetros básicos:

- Disminución de las necesidades de energía
- Utilización de energías gratuitas
- Incremento de la eficiencia energética
- Correcta regulación del sistema

4.6.1 Medidas Operativas para el Ahorro de Energía en Sistemas de Aire Acondicionado

Aunado a las alternativas de cambio o sustitución de equipos, las cuales generalmente tienen un alto costo inicial para el usuario, existen otras medidas cuyo costo es nulo o de baja inversión, pero que resultan también, en excelentes oportunidades para ahorrar energía.

A estas medidas se les conoce como operativas, y usualmente el propio personal de mantenimiento del inmueble las puede identificar y llevar a cabo; por lo que a continuación se listan las principales áreas de oportunidad:

Acciones de nula o mínima inversión.

- Desconectar el aire acondicionado en áreas que no se ocupan.
- Empleo de termostatos para regular la temperatura del aire acondicionado.
- Emplear dispositivos de desconexión del aire acondicionado cuando las terrazas y/o ventanas se encuentren abiertas.
- Apague la iluminación y desconecte los aparatos eléctricos cuando estos no sean necesarios, ya que contribuyen a aumentar la carga térmica en el lugar.
- No debe estar bloqueada la succión de aire, de los ventiladores, procurando tener el espacio suficiente.
- Ubicar el termostato en zonas lejanas a fuentes de calor, ya que puede mandar señales de falta de enfriamiento, haciendo que trabajen más los equipos.
- Verificar que la temperatura de la zona a enfriar se encuentra en el rango de confort.
- Al reducir la temperatura por debajo de la temperatura de confort, esto aumenta los costos por concepto de energía.
- Flexibilidad de espacios interiores que permitan el empleo de la luz natural al máximo.
- Aproveche la iluminación natural, evitando así la ganancia de calor por la iluminación artificial.
- Sembrar y cuidar los árboles alrededor de los edificios; está demostrado que la sombra proporcionada por una serie de árboles reduce la transmisión de calor por radiación de la energía solar.
- Asegurarse que los aislamientos en tuberías y ductos para aire acondicionado estén en buen estado, eliminando fugas de aire.
- Reducir la infiltración por ventanas y puertas; sellándolas con tiras aislantes de espuma para evitar que se escape gran cantidad del aire acondicionado.
- Instale guardapolvos en las rendijas y aberturas de las puertas buscando obstruir la pérdida del aire acondicionado.

- Asegúrese de limpiar o reemplazar con regularidad los filtros del equipo de aire acondicionado. Los filtros tapados hacen que los aparatos trabajen de más, utilizando más energía para desempeñar el mismo trabajo.
- Revise los grados de eficiencia estipuladas por la norma oficial mexicana cuando compre un nuevo equipo para asegurarse de obtener el de mayor eficiencia. Los grados de eficiencia aparecerán en la etiqueta amarilla que deberá llevar cada unidad y la cual es requerida por la ley.

Inversión Programada

- Implementar sistemas de aislamiento térmico y circulación de aire.
- Sustituir los sistemas de iluminación por sus equivalencias más eficientes.
- Sustituir los equipos convencionales por equipos más eficientes; con el correspondiente cálculo de las necesidades de enfriamiento reales del inmueble.
- Si usted reemplaza su aparato de aire acondicionado central, asegúrese de que el contratista reponga el serpentín interior, así como la unidad condensadora exterior. De lo contrario, su unidad no funcionará con la eficiencia esperada.
- Utilizar aislantes con eficiencia comprobada en la superficie exterior de techos. Se ha podido comprobar que una capa de 25 mm. de poliuretano aplicada en el techo reduce el consumo de energía eléctrica en aire acondicionado hasta en 29%, aunque es posible obtener resultados similares cubriendo el techo con pinturas especiales.
- Cubrir las ventanas con películas reflejantes. Una de las principales formas de ganancia de calor hacia el interior de un inmueble ocurre con la entrada de radiación solar a través de las ventanas; por ejemplo, un vidrio sencillo común transmite el 95% del total de energía solar que sobre él incide; es recomendable, por lo tanto, cubrir los cristales con películas de materiales reflejantes que limiten tal fenómeno, obteniendo reducciones que en el mejor de los casos la transmisión llega a ser de sólo 30%.

4.6.2 Normatividad Mexicana de eficiencia en Acondicionamiento ambiental.

A continuación se enlistan las Normas Oficiales Mexicanas que se relacionan con el nivel de eficiencia del equipo de aire acondicionado.

NOM-011-ENER-2002

Eficiencia energética de acondicionadores de aire tipo central. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000

Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC)s en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-008-ENER-2001

Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales.

NOM-018-ENER-1997

Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba

4.6.3 Errores más comunes en la Renovación Ambiental

Inexistencia de entrada de aire o entrada de aire insuficiente.

Es frecuente ver instalaciones de ventilación en las cuales no se prevé una aportación de aire para sustituir el aire que tenemos previsto evacuar. Consecuentemente, la ventilación es nula o deficiente y el ventilador, al trabajar en vacío, incrementa su nivel de ruido.

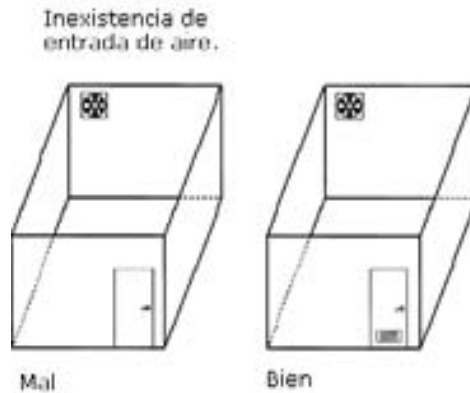


Figura 4.8 Ventilación nula o deficiente.

Incorrecta ubicación de las entradas respecto a las salidas - (Creación de "Zonas Muertas").

Al diseñar un sistema de ventilación, debemos prever que el recorrido del aire efectúe un barrido lo más amplio posible por la estancia a ventilar.

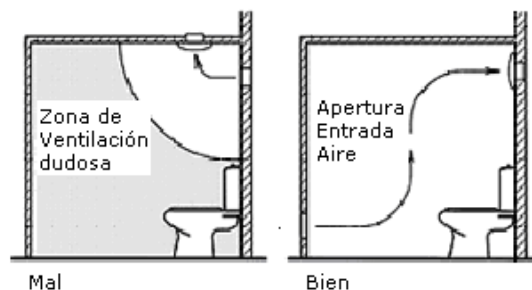


Figura 4.9 Creación de "Zonas Muertas"

Ubicación de las entradas y salidas muy próximas ("Cortocircuitos").

Este error se suele cometer con mucha frecuencia en lugares donde se instala un extractor al lado de la puerta de entrada o de una ventana abierta. La consecuencia es que el aire nos entra por la puerta o ventana y se expulsa directamente por el extractor sin pasar a través del lugar a acondicionar⁴.

Colocación de obstáculos por delante de los ventiladores o las entradas.

Error muy frecuente cuando se colocan los ventiladores en patios interiores que luego se utilizan como zonas de almacenaje sin tener la precaución de evitar colocar objetos delante.



Figura 4.10 Colocación de obstáculos por delante de los ventiladores o las entradas

La colocación de obstáculos no sólo impide el paso del aire, si no que acorta la vida de los ventiladores ya que los obligan a trabajar en condiciones muy forzadas.

4.7 Cogeneración.

En los casos comunes, la energía térmica, se genera utilizando los combustibles tradicionales en los diversos tipos de equipos y la energía eléctrica normalmente es distribuida por medio de la red pública. Sin embargo, ***existen alternativas para generar energía térmica y eléctrica en forma conjunta*** con una mayor eficiencia que la obtenida por los sistemas convencionales.

La ***cogeneración*** puede ser definida como la técnica empleada para la producción simultánea de energía, por lo general eléctrica y térmica a partir de una sola fuente de combustible. La idea básica ***es recuperar la energía calórica disipada como residuo no útil, para su aplicación en diversos usos***, como por ejemplo en actividades industriales que requieren electricidad y calor.

Si bien las aplicaciones de la cogeneración destinada a calefacción o agua caliente sanitaria se encuentran muy extendidas, debido a que la demanda es estacional no se puede obtener

⁴ <http://www.soler-palau.com/>

plenamente la potencialidad de cogeneración, puesto que en verano lo que se necesita es agua fría para la climatización. Para ello se emplean *máquinas enfriadoras de absorción* que pueden ser alimentadas con agua caliente, vapor o directamente por los gases de la combustión en el caso de las turbinas de gas o motores alternativos y que proporcionan refrigeración con un consumo mínimo de energía eléctrica.

En el esquema de la figura 4.11 se detalla la producción de agua caliente aprovechando el calor disipado por el motor del grupo electrógeno, recuperando en primer lugar el calor residual del aceite y del medio de refrigeración en las camisas del motor mediante intercambiadores de placas y finalmente el calor de los gases de escape a 200 a 250°C, a través de recuperadores de calor convenientemente diseñados. Además mediante una enfriadora de agua a absorción se aprovecha el calor para producir agua fría para refrigeración.

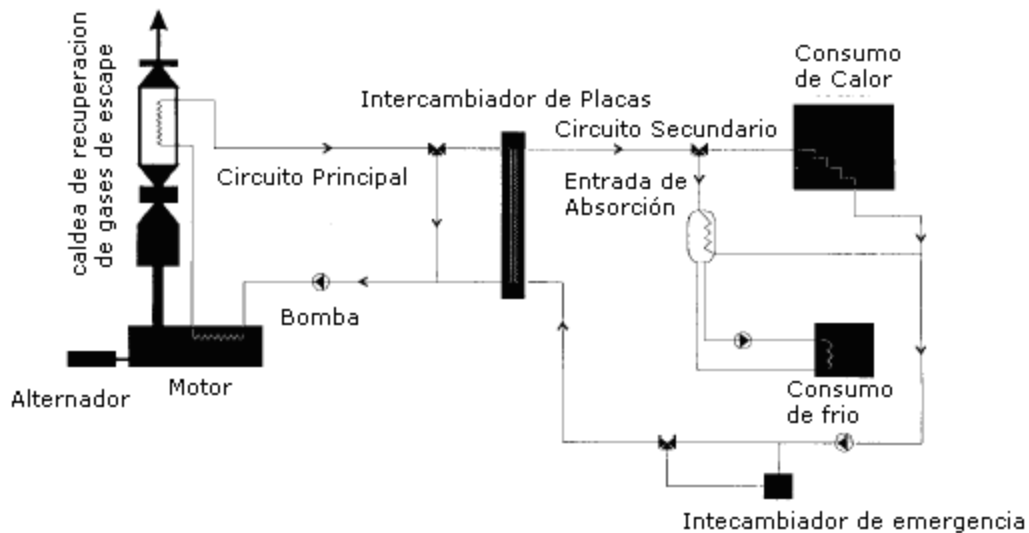


Figura 4.11 Detalle esquemático de sistema de cogeneración con grupo electrógeno.

El ahorro de energía anual que se consigue instalando un equipo de cogeneración depende de la característica de cada caso, pero en general puede estimarse en alrededor del 20%, lo que permite la amortización del mayor costo de inversión que representa, en pocos años.

La operación se hace más efectiva cuando las cargas térmicas y eléctricas se hacen coincidentes cosa que muchas veces no ocurre. Por ello, otra alternativa la constituye el uso de motores a gas como combustible, para accionar los compresores de aire acondicionado donde se obtienen altos rendimientos de la energía primaria además del ahorro adicional por el aprovechamiento del calor extraído del agua de refrigeración del motor y de los gases de escape, mejorando el rendimiento de la energía contenida en el combustible. El diseño y fabricación de un equipo de

frío por compresión es independiente de cuál sea la fuente de movimiento y la única diferencia radica en si se utiliza un motor a gas natural o uno eléctrico.

Los motores de combustión interna utilizados son de ignición por chispa eléctrica mediante bujías proceden de motores de cuatro tiempos a nafta adaptados para la utilización del gas natural como carburante. En general, los motores de pequeña media potencia son de aspiración natural y los de mayor potencia son turboalimentados, es decir, utilizan un compresor de aire movido por una pequeña turbina alimentada por los gases de escape.

El control de las cargas parciales se consigue modulando la velocidad del motor y desde el punto de vista de la eficiencia energética, es una ventaja cuando se funciona a carga parcial con respecto a los motores eléctricos de los compresores que generalmente son a velocidad constante.

Otro aspecto a considerar lo constituye el empleo de la **recuperación de calor de condensación de los equipos frigoríficos** que desprenden en gran cantidad en su funcionamiento el que puede ser empleado convenientemente para el abastecimiento de agua caliente, especialmente para oficinas o establecimientos comerciales. Por otra parte, el aprovechamiento del calor del **calor latente de condensación de los productos de la combustión** empleando calderas de condensación de alta eficiencia operando a baja temperatura es una aspecto importante a considerar en los proyectos.

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración han resultado benéficos para todos los agentes que participan en el sector eléctrico, en los siguientes aspectos:

- Aprovechamiento de combustibles alternos
- Mayor control del suministro y calidad de la energía eléctrica
- Menores cargas en la red de electricidad

A pesar de estos beneficios, la participación de los permisionarios en cogeneración aún es limitada debido al esquema legal actual. Los proyectos son solamente rentables en la medida que el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios.

4.8 Diseño Bioclimático.

A mediados de los años sesentas (1963) se proponen el término «Diseño Bioclimático» tratando de enfatizar los vínculos y múltiples interrelaciones entre la vida y el clima (factores naturales) en relación con el diseño, también se expone un método a través del cual, el diseño arquitectónico se desarrolla respondiendo a los requerimientos climáticos específicos. Más adelante surgieron otras definiciones como diseño ambiental, ecodiseño, diseño natural, biodiseño, etc. en realidad todos tratan de establecer la importancia del diseño basado en la relación Hombre-Naturaleza-Arquitectura.

El diseño bioclimático tiene como principal objetivo el de armonizar los espacios y crear óptimas condiciones de confort y bienestar para sus ocupantes. Crear espacios «habitables» que cumplan con una finalidad funcional y expresiva y que sean físicamente adecuados; que propicien el desarrollo integral del hombre y de sus actividades. Esto puede lograrse a través de un diseño lógico, de sentido común, a través de conceptos arquitectónicos claros que consideren las variables climáticas y ambientales en relación al hombre.

El énfasis que se hace en esta parte del trabajo sobre el diseño bioclimático es debido a que también atiende a los problemas energéticos, logrando hacer un uso eficiente de los recursos y promoviendo la autosuficiencia de las edificaciones.

A través del diseño adecuado de los espacios es posible, evitar o disminuir el uso de la climatización artificial; así como aprovechar ampliamente la iluminación natural durante el día. Adicionalmente existen varios equipos de diversas tecnologías que pueden ser utilizados en las construcciones tales como equipos fotovoltaicos, aerogeneradores, calentadores solares de agua, etc., donde todas las acciones energéticas acarrearán beneficios de tipo económico para los usuarios.

Las técnicas y sistemas bioclimáticos tradicionales no son tratados, no por menosprecio u olvido, por el contrario están siempre implícitos, como respaldo o soporte a los nuevos avances tecnológicos, sabiendo que éstos, la mayoría de las veces, son complementarios y no antagónicos.

En la actualidad el diseño bioclimático en el mundo se está dando de manera amplia tanto en edificios habitacionales y viviendas, como en edificios públicos. Dos aspectos son abordados de manera importante: La climatización natural y la iluminación. En los proyectos de vivienda son más marcados los aspectos de climatización, incluyendo el control solar, ventilación natural y

uso de materiales. Mientras que en los edificios públicos, adicionalmente, se hace mucho énfasis en la ventilación e iluminación naturales.

Algunos de los desarrollos tecnológicos en cuestión de diseño bioclimático se refieren a :

- **Conceptos Arquitectónicos.**
- **Conceptos de ventilación natural.**
- **Cavidades ventiladas.**
- **Conceptos de climatización natural.**
- **Conceptos de iluminación natural.**
- **Conducción de la luz natural.**
- **Nuevos Materiales.**
- **Aislamiento, conservación térmica e Iluminación**
- **Generación fotovoltaica**

La intención de esta parte del capítulo es presentar la adecuación bioclimática sólo como una alternativa de ahorro de energía que si bien es cierto, no ha tenido mucho auge en México, se han demostrado en diversas partes del mundo como España y Alemania, que es una excelente alternativa como medida de ahorro energético; así que siendo un tema tan extenso en cuanto a técnicas novedosas de climatización pasiva, de iluminación natural y materiales constructivos; no adentraremos en el tema, dejando la invitación a consultar la bibliografía⁵, siempre resaltando el enorme potencial tecnológico, económico y comercial que involucra a este tema.

4.9 Normatividad sobre ahorro de la energía eléctrica.

En el mundo es evidente que existe un incremento constante en la demanda de energía. En nuestro país poco más del 85% de los energéticos provienen de recursos naturales no renovables, principalmente hidrocarburos y carbón.

Lo anterior nos obliga a una búsqueda de alternativas que permitan contribuir en la preservación de dichos recursos naturales. Una de estas alternativas, con resultados positivos, ha sido la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, que regulen los consumos de energía de aquellos aparatos que, por su demanda de energía y número de unidades requeridas en el país, ofrezcan un potencial de ahorro cuyo costo-beneficio sea satisfactorio para el país y los sectores de la producción y el consumo.

⁵ - Sophia and Stefan Behing. Sol Power. Ed. Prestel, Munich, Germany, 1996.

- Herzog, Thomas. Solar Energy in Architecture and Urban Planning. Ed. Prestel, Munich, Germany, 1997.

- Slessor Catherine. Eco-Tech, -Arquitectura high-tech y sostenibilidad-. Ed. Gustavo Gili Barcelona, España

Estas NOM son especificaciones técnicas, accesibles al público, elaboradas con la colaboración y el consenso de los involucrados; de aplicación obligatoria para todos los productos e instalaciones en la República Mexicana comprendidos en su campo de aplicación.

4.9.1 Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética Vigentes

NOM-001-ENER-2000

Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba.

NOM-003-ENER-2000

Eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial. Límites, método de prueba y etiquetado.

NOM-004-ENER-1995

Eficiencia energética de bombas centrífugas para bombeo de agua para uso doméstico en potencias de 0,187 kW a 0,746 kW.- Límites, método de prueba y etiquetado.

NOM-005-ENER-2000

Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba y etiquetado.

NOM-006-ENER-1995

Eficiencia energética electromecánica en sistemas de bombeo para pozo profundo en operación.- Límites y método de prueba.

NOM-007-ENER-2004

Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.

NOM-008-ENER-2001

Eficiencia energética en edificaciones, envolvente de edificios no residenciales.

NOM-009-ENER-1995

Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.

NOM-010-ENER-1996

Eficiencia energética de bombas sumergibles. Límites y método de prueba.

NOM-011-ENER-2002

Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-013-ENER-2004

Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas.

NOM-014-ENER-1997

Eficiencia energética de motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0,180 a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado.

NOM-015-ENER-2002

Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-016-ENER-2002

Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.

NOM-017-ENER-1997

Eficiencia energética de lámparas fluorescentes compactas. Límites y métodos de prueba.

NOM-018-ENER-1997

Aislantes térmicos para edificaciones. Características, límites y métodos de prueba.

NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000

Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-022-ENER/SCFI/ECOL-2000

Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario y eliminación de clorofluorocarbonos (CFC's) para aparatos de refrigeración comercial auto contenidos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

NOM-008-ENER-2001

Eficiencia energética en edificaciones, Envoltente de edificios no residenciales.

a) Normas en Proyecto.**PROY-NOM-007-ENER-2003**

PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-007-ENER-2003, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.

PROY-NOM-013-ENER-2003

PROYECTO de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-013-ENER-2003, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades y áreas exteriores públicas.

b) Normas en elaboración .**NOM-019-ENER**

Eficiencia energética en máquinas para hacer tortillas.

NOM-020-ENER

Eficiencia energética en edificaciones, envoltente de edificios para uso habitacional.

4.10 Recomendaciones de ahorro de energía para las instalaciones del edificio Bernardo Quintana y aledaños.

El proyecto se orienta fundamentalmente a aplicar diagnósticos energéticos en los consumos que, por concepto de iluminación, registran los edificios: **Bernardo Quintana "A", Bernardo Quintana "B", Edificio Valdés Vallejo, DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica) y Edificio 12 del Instituto de Ingeniería,** después de los cuales se sugerirán las medidas para aprovechar los potenciales de ahorro.

Se espera que los resultados en su conjunto sean exitosos. Se calcula que en promedio los ahorros potenciales de energía son superiores al **20%** de la demanda de los inmuebles, si se combinan las medidas operacionales y las tecnológicas. Se estima, asimismo, que dejaría de emitirse a la atmósfera una cantidad sustancial de contaminantes a la atmósfera.

A su vez, este proyecto espera que motive a nuevos programas, mas ambiciosos y de mayor alcance para la Facultad de Ingeniería en los próximos años.

4.10.1 Objetivo general.

Establecer las bases y los mecanismos que permitan la realización de un programa de eficiencia energética en los edificios pertenecientes a: **Bernardo Quintana A y B , Edificio Valdés Vallejo, DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica) y Edificio 12 del Instituto de Ingeniería;** a fin de fomentar el ahorro por concepto de energía eléctrica, particularmente en el sistema de iluminación.

4.10.2 Objetivos particulares.

- Identificar los potenciales de ahorro de energía en los inmuebles en el sistema de iluminación.
- Determinar las barreras particulares que impiden a las dependencias de la UNAM instrumentar medidas de ahorro de energía de manera que estas sean eliminadas o minimizadas.
- Establecer un estimado del mercado potencial de servicios, productos y equipos necesarios para lograr la eficiencia energética en inmuebles de la UNAM,.
- Hacer la descripción de las características físicas y eléctricas de los inmuebles, así como los principales índices energéticos a fin de determinar el nivel de eficiencia energética .

4.10.3 Estrategia y Actividades.

El procedimiento se establece bajo un esquema de acciones mencionadas a continuación:

- Recopilación de información básica del inmueble.
- Realización del censo de equipos.
- Medición de parámetros eléctricos.
- Procesamiento de la información-
- Análisis de alternativas.

El primer paso planteado fue determinar las principales áreas de oportunidad que existen en un inmueble, así como su potencial de ahorro, identificándose al sistema de iluminación como el de mayor relevancia. Las actividades básicas para la realización del estudio energético propuesto, están desglosadas en el diagrama de procedimiento de desarrollo de proyecto siguiente:

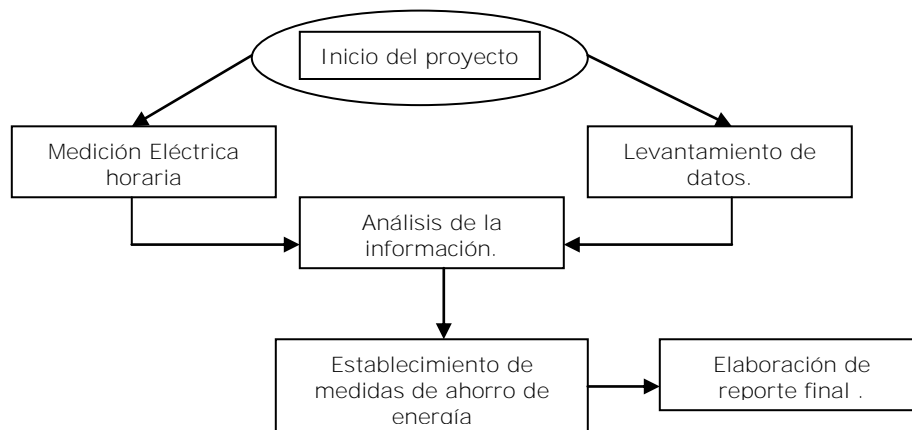


Figura 4.12 Procedimiento de desarrollo del proyecto.

Desglose de actividades:

- Levantamiento de datos: recopilación de datos del inmueble (planos) realización del censo de alumbrado, lo que permitirá establecer índices de eficiencia y alternativas de ahorro.
- Equipamiento: Identificación de los diferentes equipos de iluminación, así como la localización de los mismos con base en una zonificación arquitectónica del inmueble.
- Medición eléctrica horaria: Medición, registro y graficación de los parámetros eléctricos durante una semana completa en la acometida principal del inmueble para analizar el comportamiento eléctrico.
- Análisis de la información: Verificación de la información recabada.
- Establecimiento de medidas de ahorro de energía



Figura 4.13 Instalación de equipo de medición



Figura 4.14 Verificación de instalaciones

4.10.4 Avances y resultados.

A continuación se describirán los resultados obtenidos en cada una de las instalaciones, cabe mencionar que se han considerado las medidas tecnológicas y beneficios ambientales estimados globales del proyecto.

4.10.5 Medidas tecnológicas.

Implican la sustitución de equipos convencionales por otros de mayor eficiencia en los sistemas donde la inversión tenga un beneficio/costo superior a uno.

4.10.5.1 Bernardo Quintana "A"

Datos generales:

Parámetros	Valores	Unidades
Superficie construida	2783.16	m ²
Consumo de energía	228.339	MWh/año
Demanda máxima	54.78	kW
Número de lámparas fluorescentes instaladas	2x75W=181 2x40W=120 Eficientes(60W)=29 HID= 10	Lámparas.
Demanda censada en alumbrado.	38,490	kW

Tabla 4.11 Datos generales Bernardo Quintana "A" (fuente propia)

Datos del censo de Alumbrado

De los parámetros eléctricos obtenidos se puede observar que la demanda censada en alumbrado (**38.49 kW**) representa el **70.26%** de la demanda máxima (**54.78 kW**); la carga restante la constituye los equipos de computo, bombas, equipo de laboratorio, etc.

En el edificio de **Bernardo Quintana "A"** se contabilizaron **340** equipos de alumbrado, los cuales pueden clasificarse básicamente en dos categorías, alta intensidad de descarga (HID) y fluorescentes, siendo este último el sistema predominante representando el **97%**.

Es muy importante notar que, siendo éste el tipo de lámpara de mayor uso en la muestra, sólo el **9%** es de tipo eficiente, como lo muestra la figura 4.15 .

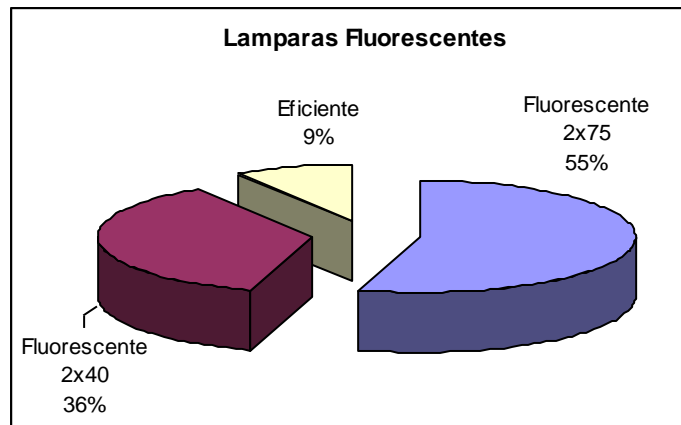


Figura 4.15 Tipos de lámparas fluorescentes en Bernardo Quintana "A"

Con base a lo anterior, se determinó que existe la posibilidad de sustituir mas de **300** equipos de iluminación, lo que representan mas del **80%** de los equipos instalados .

La sustitución de los equipos genera un ahorro de **28.24 MWh/año** utilizando tecnología **t-5 fluorescente**.

Por otro lado, si consideramos que para ampliar la capacidad de generación eléctrica de nuestro país se requiere invertir \$1,000 USD por cada kW según estadísticas publicadas por la CONAE; para el caso de una planta termoeléctrica, el costo evitado para el sector eléctrico sería **6.2** miles de dólares, monto que podría destinarse a cubrir otras necesidades sociales de interés.

4.10.5.2 Bernardo Quintana“B”

En este estudio se consideró únicamente la parte correspondiente a cubículos e instalaciones comunes.

Datos generales:

Parámetros	Valores	Unidades
Consumo de energía	336.43	MWh/año
Demanda máxima	53.63	kW
Número de lámparas fluorescentes instaladas	2x75W=92 2x40W=64 Eficientes(60W)=32	Lámparas.
Demanda censada en alumbrado.	16.7	kW

Tabla 4.12 Datos generales Bernardo Quintana“B” (fuente propia).

Datos del censo de Alumbrado

De los parámetros eléctricos obtenidos se puede observar que la demanda censada en alumbrado de las áreas bajo estudio es de **(16.7 kW)** representa el **31.14%** de la demanda máxima **(53.63 kW)**; la carga restante la constituye los equipos de computo, bombas, equipo de laboratorio, etc.

En el edificio de **Bernardo Quintana“B”** se contabilizaron **188** equipos de alumbrado, los cuales son fluorescentes. Es muy importante notar que, siendo éste el tipo de lámpara de mayor uso en la muestra, sólo el **17%** es de tipo eficiente.

Con base a lo anterior, se determinó que existe la posibilidad de sustituir **150** equipos de iluminación, lo que representan el **80%** de los equipos instalados .

La sustitución de los equipos genera un ahorro de **23.04 MWh/año** utilizando tecnología t-5 fluorescente.

Por otro lado, si consideramos que para ampliar la capacidad de generación eléctrica de nuestro país se requiere invertir \$1,000 USD por cada kW según estadísticas publicadas por la CONAE; para el caso de una planta termoeléctrica, el costo evitado para el sector eléctrico sería **4.16** miles de dólares, monto que podría destinarse a cubrir otras necesidades sociales de interés.

4.10.5.3. Edificio Valdés Vallejo.

Datos generales:

Parámetros	Valores	Unidades
Superficie construida	3996	m ²
Número de lámparas fluorescentes instaladas	2x75W=154 2x40W=548	Lámparas.
Demanda censada en alumbrado.	44.32	kW

Tabla 4.13 Datos generales Edificio Valdés Vallejo (fuente propia).

Datos del censo de Alumbrado

De los parámetros eléctricos obtenidos se puede observar que la demanda censada en alumbrado de **(44.32 kW)**.

En el edificio **Valdés Vallejo** se contabilizaron **702** equipos de alumbrado, los cuales son fluorescentes. Es muy importante notar que, éste es el tipo de lámpara de uso en la muestra no se registrando del tipo eficiente.

Con base a lo anterior, se determinó que existe la posibilidad de sustituir **510** equipos de iluminación, lo que representan el **72.6%** de los equipos instalados, esto en base a la zonas de ubicación de las lámparas donde se podría obtener mejor aprovechamiento.

La sustitución de los equipos genera un ahorro aproximado de **60MWh/año** utilizando tecnología t-5 fluorescente, al mismo tiempo disminuir el consumo eléctrico en cuestión de iluminación en alrededor de un 20% .

Por otro lado, si consideramos que para ampliar la capacidad de generación eléctrica de nuestro país se requiere invertir \$1,000 USD por cada Kw según estadísticas publicadas por la CONAE; para el caso de una planta termoeléctrica, el costo evitado para el sector eléctrico sería **9.75** miles de dólares, monto que podría destinarse a cubrir otras necesidades sociales de interés.

4.10.5.4 DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica).

Datos generales:

Parámetros	Valores	Unidades
Superficie construida	2355.2	m ²
Número de lámparas fluorescentes instaladas	2x75W=131 2x40W=232	Lámparas.
Demanda censada en alumbrado.	38.21	kW

Tabla 4.14 Datos generales DIME (División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica) (fuente propia).

Datos del censo de Alumbrado

De los parámetros eléctricos obtenidos se puede observar que la demanda censada en alumbrado de **(38.2 kW)**.

En el edificio de la **DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica)**, se contabilizaron **363** equipos de alumbrado, los cuales son fluorescentes. Es muy importante notar que, éste es el tipo de lámpara de uso en la muestra no se registrando del tipo eficiente.

Con base a lo anterior, se determinó que existe la posibilidad de sustituir **305** equipos de iluminación, lo que representan el **84%** de los equipos instalados, esto en base a la zonas de ubicación de las lámparas donde se podría obtener mejor aprovechamiento.

La sustitución de los equipos genera un ahorro aproximado de **26.5MWh/año** utilizando tecnología t-5 fluorescente, al mismo tiempo disminuir el consumo eléctrico en cuestión de iluminación en alrededor de un 20% .

Por otro lado, si consideramos que para ampliar la capacidad de generación eléctrica de nuestro país se requiere invertir \$1,000 USD por cada kW según estadísticas publicadas por la CONAE; para el caso de una planta termoeléctrica, el costo evitado para el sector eléctrico sería **8.4** miles de dólares, monto que podría destinarse a cubrir otras necesidades sociales de interés.

4.10.5.5 Edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Datos generales:

Parámetros	Valores	Unidades
Consumo de energía	277.88	MWh/año
Demanda máxima	46.10	kW
Número de lámparas fluorescentes instaladas	2x75W=160 2x40W=105 eficientes(60W)=1 0	Lámparas.
Demanda censada en alumbrado.	33.0	kW

Tabla 4.15 Datos generales Edificio 12 del Instituto de Ingeniería (fuente propia).

Datos del censo de Alumbrado

De los parámetros eléctricos obtenidos se puede observar que la demanda censada en alumbrado (**33.8 kW**) representa el **71.58%** de la demanda máxima (**46.10kW**); la carga restante la constituye los equipos de computo, bombas, equipo de laboratorio, etc.

En el edificio **12 del Instituto de Ingeniería** de se contabilizaron **275** equipos de alumbrado, los cuales son fluorescentes. . Es muy importante notar que, siendo éste el tipo de lámpara el de uso en la muestra, sólo el **4%** es de tipo eficiente.

Con base a lo anterior, se determinó que existe la posibilidad de sustituir mas de **225** equipos de iluminación, lo que representan el **82%** de los equipos instalados .

La sustitución de los equipos genera un ahorro de **38.24 MWh/año** utilizando tecnología **t-5 fluorescente**.

Por otro lado, si consideramos que para ampliar la capacidad de generación eléctrica de nuestro país se requiere invertir \$1,000 USD por cada kW según estadísticas publicadas por la CONAE; para el caso de una planta termoeléctrica, el costo evitado para el sector eléctrico sería **6.5** miles de dólares, monto que podría destinarse a cubrir otras necesidades sociales de interés.

4.10.6 Beneficios ambientales.

En nuestro país más del 60% de la generación eléctrica se realiza en plantas termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles (carbón, gas natural, combustóleo y otros derivados), por lo que cada kWh que se genere emitirá a la atmósfera las siguientes cantidades de contaminantes⁶.

Contaminante	Valores
Bióxido de carbono CO ₂	0.68-0.80 kg
Bióxido de azufre SO ₂	0.0058-0.011 kg
Óxido nítrico NO _x	0.0017-0.0025 kg
Agua evaporada	3.6 litros

Tabla 4.16 Contaminantes generados por una planta termoeléctrica cada kWh (CONAE programa: Cien edificios Públicos)

Si consideramos la composición, por tipos de planta y combustible del sistema eléctrico nacional, los factores mencionados quedan de la siguiente manera.

Contaminante	Valores
Bióxido de carbono CO ₂	0.4585 kg
Bióxido de azufre SO ₂	0.00834 kg
Óxido nítrico NO _x	0.00093 kg
Agua evaporada	2.3558 litros

Tabla 4.17 Contaminantes generados por cada kWh diversos tipos de planta (CONAE programa: Cien edificios Públicos)

Con el fin de crear conciencia en los usuarios sobre la importancia del cuidado del entorno, a continuación se mencionan los beneficios ambientales que se obtendrían por la implantación de las medidas en las instalaciones recomendadas incluyendo la preservación de agua anual.

Contaminante	Valores
Reducción de Bióxido de carbono CO ₂	80,705.17 kg
Reducción de Bióxido de azufre SO ₂	1,468 kg
Reducción de Óxido nítrico NO _x	163.7 kg
Reducción de consumo de agua	414,667.9 litros

Tabla 4.18 Beneficios ambientales anuales en las instalaciones recomendadas (fuente propia).

⁶ www.conae.com.mx

Conclusión.

En base al levantamiento y análisis energético realizado en las instalaciones de los edificios Bernardo Quintana A, Bernardo Quintana B, Valdés Vallejo, DIME y Edificio 12 perteneciente al instituto de Ingeniería, se puede concluir que: sus sistemas eléctricos se encuentran operando bajo condiciones de ahorro de energía deficientes; frente al crecimiento del mismo sistema , incorporación de equipo nuevo a la red eléctrica y cambios arquitectónicos, no se encuentra información disponible sobre las configuraciones actuales, por lo que es necesaria una actualización de planos y cuadros de carga descriptivos de los sistemas. Como medida para erradicar de manera sustancial el mal aprovechamiento de energía en cuestión de iluminación, se realizó una propuesta que consiste en la sustitución de luminarias fluorescentes convencionales por fluorescentes de alta eficiencia, mismas que proporcionarán un ahorro en el consumo de hasta 22% en energía y 120% mas de vida útil.

A lo largo del proyecto se identificaron varios obstáculos que impidieron en algún momento avanzar en algunas actividades e incluso , en ciertos casos se hizo imposible su culminación. Sin embargo las barreras identificadas no son exclusivas de este proyecto sino de cualquier proyecto de eficiencia energética.

Los equipos de medición facilitados por el Programa de ahorro de energía, debido a su demanda en otras dependencias, no se encontraban disponibles para la realización de las mediciones. La medición cumple una función importante dentro de la identificación de oportunidades de ahorro debido a que todo lo que es factible medir es posible de mejorar; sin embargo el alto costo de los equipos y de los servicios impidió su agilidad en este caso.

Se pudo detectar que el personal de mantenimiento cuenta con poca capacitación en lo referente a la identificación de equipos y configuración del sistema lo cual dificultó la interpretación de la distribución de energía de los edificios.

Se encontró particular dificultad al acceso de información, principalmente en lo referente a planos; su puede notar que en la mayoría de ellos no se han registrado las adecuaciones recientes e inclusive se presume que no se cuenta con tales documentos para el caso de algunos **edificios, en el caso del Edificio de Bernardo Quintana "A" de Ingeniería, se tuvo que hacer el levantamiento y realizar los planos actualizados correspondientes como se observa en el ANEXO 4 de este trabajo.**

En el ámbito normativo, la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas (NOM) de eficiencia energética permite regular el consumo de energía de equipos (industriales o domésticos), que

por su demanda de energía y número de unidades que actualmente se encuentran en operación, ofrecen un ahorro potencial de energía y por lo tanto de emisiones de contaminantes evitadas y los impactos asociados a la producción de dicha energía. Los ahorros se pueden medir en GWh, que posteriormente se pueden traducir a emisiones de CO₂ evitadas.

El seguimiento a los proyectos de cogeneración como método alternativo de conservación de energía, conlleva de manera simultánea una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil, así como una disminución de las pérdidas de transformación y distribución de la energía eléctrica. Se estima que el establecimiento de sistemas de cogeneración dará como resultado ahorro, por el equivalente a cientos de millones de barriles de petróleo acumulados, sin considerar los ahorros indirectos que se obtendrán por la disminución de otros consumos y gastos en las áreas como la extracción, la refinación, el transporte y el almacenamiento de hidrocarburos y petroquímicos. La cogeneración permite una reducción de emisiones contaminantes, debido principalmente a que es menor la cantidad de energía primaria que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además que los sistemas de cogeneración por lo general utilizan combustibles más limpios, como el gas natural, y tecnologías más avanzadas.

Por otra parte, respecto a las nuevas tecnologías de diseño arquitectónico y de ingeniería en relación con el diseño bioclimático, se puede concluir que es posible comparar las alternativas de diseño tradicional y el diseño bioclimático en un mismo plano de referencia, y que los elementos de evaluación utilizados son adecuados para ello. Con la comparación de las alternativas de diseño tradicional y diseño bioclimático se puede observar que en un caso específico de edificios las diferencias en costos de operación y mantenimiento son tan notables que no se duda en asegurar que los diseños bioclimáticos presentan ventajas económicas principalmente para el usuario, que es quien absorbe totalmente esos costos. Si estas ventajas se trasladan al aspecto social, esto representa una disminución del gasto social para la operación de unidades habitacionales si se diseñan bioclimáticas, lo que permite una mayor posibilidad de crédito para los usuarios y con ello una mayor demanda de este tipo de vivienda. En el aspecto ecológico, el diseño bioclimático, al tener una menor demanda de energía convencional, representa mejoras en el medio ambiente, pues el consumo es menor y esto contribuye a que la producción de energía no se incremente en rangos tan amplios para el consumo residencial. Es necesario entonces, que cambiemos de paradigma, dejando atrás los proyectos que no toman en cuenta los impactos al medio ambiente, a la sociedad y al usuario en general, y que aprovechemos este tipo de herramientas nuevas para encaminarnos hacia una cultura de uso eficiente de recursos y sustentabilidad.

CAPÍTULO
5
CONTROL DE LA DEMANDA Y FOMENTO
AL AHORRO DE ENERGIA ELÉCTRICA.

Introducción.

La creación de una cultura del ahorro de energía es un elemento importante con lo cual, se ha logrado consolidar una importante capacidad tanto de técnicos especializados en los diversos temas, como de instituciones relacionadas. Una de las iniciativas más recientes y promisorias para la expansión y aprovechamiento del mercado del ahorro de energía es el impulso a las Empresas de Servicios Energéticos, que ofrecen a los usuarios la posibilidad de realizar proyectos de inversión financiados que se pagan con los recursos generados por los propios ahorros energéticos obtenidos. Se tienen en México las bases para la creación de una oferta sólida, pero su creación es todavía incipiente. La mayor parte de las iniciativas orientadas a impulsar la realización de medidas y proyectos de ahorro de energía procuran también, como parte de sus objetivos, fomentar la participación de los diversos sectores de la sociedad y, particularmente, del sector privado, en vista de las posibilidades de trabajo y negocios que se abren.

Todo esto hace suponer que aún se esta en tiempo para implementar programas de ahorro de energía, ya que el potencial es bastante atractivo y la inversión económica es pequeña, si se considera que existen financiamientos para la sustitución de equipos de mayor eficiencia, lo que permite establecer programas de ahorro en los diferentes sectores con la confiabilidad de que beneficiará de manera directa e importante a la administración de la energía y consecuentemente a los recursos económicos, convirtiendo a los proyectos y programas de ahorro energético en redituables de un corto a un mediano plazo.

En este capítulo se tratarán las bases teóricas involucradas con la facturación eléctrica, Control de la demanda y financiamiento de los proyectos que difunden el ahorro de energía; todo esto con la finalidad de que sea lo suficientemente útil para interpretar el comportamiento energético actual, dar un panorama de la situación a futuro al implementar programas de ahorro de energía eléctrica y conocer las oportunidades de acción económica relacionadas con el ahorro de energía.

5.1 Precio de la energía eléctrica.

Todas las Compañías Distribuidoras de Energía Eléctrica en el Mundo, extienden facturas sobre el consumo de ésta, obedeciendo un mismo patrón. Existen tres conceptos fundamentales para formular estas facturas:

- *Demanda Máxima (kW).*
- *Energía Consumida (kWh).*
- *Factor de Potencia (F.P.).*

También existen otros conceptos que forman parte de la facturación y que en ocasiones se utilizan para realizar cobros adicionales o bonificaciones, en la actualidad para fomentar el ahorro de energía se han creado tarifas preferenciales en las que se hace referencia a estos conceptos.

- *Horas de Facturación.*
- *Factor de Carga.*
- *Medición en Baja Tensión.*
- *Cargos por Mantenimiento.*
- *Cargos por Ajuste de Combustible.*

5.1.1 Conceptos básicos de facturación eléctrica.

A continuación se hará mención de términos y definiciones relacionadas con el tema de tarifas eléctricas, con la finalidad de obtener un mayor aprovechamiento y hacer más comprensible, dicho tema.

Demanda de Energía Eléctrica. Es la potencia eléctrica que presentan todos los dispositivos que requieren de energía eléctrica para su operación.

Demanda Media de Energía Eléctrica. Es la demanda de energía eléctrica promedio en un período de tiempo determinado.

Demanda Máxima Medida de Energía Eléctrica. La demanda máxima medida se determina mensualmente por instrumentos de medición que indiquen la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual dicha demanda sea mayor que en cualquier otro período de 15 minutos.

Energía Consumida: Los costos de operación de la planta generadora se representan en los costos por consumo de energía o **kWh**, se basan en el número de **kilowatts** hora registrados en

el término de cierto período, normalmente un mes. La manera en que se registra éste parámetro es a través de un sistema de medición ya sea por medios analógicos o digitales, en donde se registrará el consumo total de energía en el período de facturación. **KWh = Kw.** de demanda x Número de horas de uso¹.

Facturación Básica Mensual (F.B.M.): Está compuesta por los costos por demanda, consumó de energía y factor de ajuste por combustible.

Factor de Potencia: En el sector eléctrico nos podemos encontrar tres tipos de carga:

- **Carga Activa (kW):** Es la carga que convierte toda la energía consumida en trabajo útil.
- **Carga Reactiva(kVAr):** Son las cargas que requieren de una cantidad de energía para magnetización por lo que del 100% de la energía consumida no toda se convierte en trabajo útil. En este sector encontramos dos tipos de carga: La Carga Reactiva Inductiva, y la Carga Reactiva Capacitiva.
- En la actualidad la mayor parte de las cargas son combinadas Activa + Reactiva por lo que se representan como una demanda **de Potencia Apárente (kVA)** ó total del sistema. De lo anterior se deriva un parámetro que es el Factor de Potencia (**F.P.**), el cuál se expresa como la relación entré la Potencia Activa o Real y la Potencia Apárente o Total del sistema.

Las facturas de consumó de energía se basan en las mediciones de la demanda y consumó de energía activa. Por lo anterior se desprende que para enviar cierta cantidad de potencia, la central generadora deberá transmitir una corriente adicional para los sistemas con factor de potencia bajó, y dicha corriente no es registrada por el medidor de demanda.

Por lo anterior la compañía suministradora establece que se deberá mantener un factor de potencia por lo menos de **90%**, en casó de no cumplir se aplicarán multas cuándo el factor de potencia sea menor de **90%** y se hará acreedor de una bonificación cuándo el factor de potencia sea superior a **90%**. Las bonificaciones se determinan de la siguiente manera:

Fórmula de Recargos:

$$\text{Porcentaje de Recargos} = 3/5 \times ((90 / \text{FP}) - 1) \times 100 \dots (5.1)$$

¹ Curso básico de ahorro de Energía Eléctrica; CONAE.

Fórmula de Bonificaciones:

$$\text{Porcentaje de Bonificaciones} = \mathbf{1/4 \times (1 - (90 / FP)) \times 100} \dots (5.2)$$

En donde el máximo porcentaje de bonificación es de **2.5%** sobre la Facturación Básica Mensual, y la penalización máxima será de **120%** sobre la Facturación Básica Mensual.

Horarios de Facturación: Las tarifas eléctricas varían en sus costos de energía según la demanda en **kW**, el horario en que se consuma, la tensión de suministró y la región tarifaria para distintas temporadas del año, debido a esto, se tienen diferentes periodos u horarios de consumo los cuáles son:

- a) **Período Punta.**
- b) **Períodos Semipunta.**
- c) **Período Intermedio.**
- d) **Período Base.**

Factor de Carga: Es la relación que existe entre la carga promedio y la demanda máxima. Si el consumidor utiliza la capacidad total, es decir, la demanda máxima durante las 24 horas, diariamente, se dice que está operando al **100%** de su carga o de su factor de carga.

$$\text{Factor de Carga} = \mathbf{kW \text{ Demanda Promedió} / kW \text{ demanda Máxima}} \dots (5.3)$$

$$\mathbf{kW \text{ Demanda Prom} = kWh \text{ Mens} / \# \text{ de horas del mes de facturación}} \dots (5.4)$$

Mantener altos índices de factor de carga se pueden hacer uso de las tarifas preferencias en donde se tienen menores costos por energía consumida en el período base.

Cargos por Medición en Baja Tensión: Si el usuario tiene contrató en baja tensión las pérdidas en los transformadores los absorbe la compañía suministradora. Si el usuario tiene contrató para media o alta tensión y la medición se encuentra en el secundario del transformador la compañía suministradora efectúa un cargo por **2%** por concepto de las pérdidas en el transformador. Si el usuario tiene suministró en media o alta tensión y la medición se encuentra en el primario del transformador la compañía suministradora no efectúa ningún cargo ya que las pérdidas en el transformador quedan incluidas en el medidor.

Cargos por Mantenimiento: A todas las tarifas existentes se les aplicará un cargo mensual por concepto de mantenimiento.

5.1.2 Estructura tarifaria.

La estructura actual de las tarifas de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se ha tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de tensión de suministro y demanda. La compañía suministradora clasifica las tarifas según dos parámetros:

1. *La región geográfica donde se localiza el centro de consumo.*
2. *La tensión de suministro al centro de consumo.*

5.1.2.1 Regiones tarifarias.

Por lo anterior **C.F.E.** ha dividido el territorio nacional por regiones, principalmente para diferenciar el uso de la energía eléctrica en media y alta tensión. A continuación se detallan los municipios y estados de la República Mexicana que corresponden a cada zona.

- 1) **Región Baja California.** Todos los municipios del estado de Baja California. Municipios del estado de Sonora: San Luis Río Colorado.
- 2) **Región Baja California Sur.** Todos los municipios del estado de Baja California Sur.
- 3) **Región Noroeste.** Todos los municipios del estado de Sonora, excepto San Luis Río Colorado. Todos los municipios del estado de Sinaloa.
- 4) **Región Norte.** Todos los municipios de los estados de Chihuahua y Durango. **Municipios del estado de Zacatecas:** Clalchihuites, Jiménez del Teúl Sombrerete, Saín Alto, Jerez, Juan Adama, Río Grande, General Francisco Murguía, Mazapil, Melchor Acampo,. **Municipios del estado de Coahuila:** Torreón, San Pedro de las Colonias, Matamoros, Viésca, Parras de la Fuente y Francisco I. Madero.
- 5) **Región Noreste.** Todos los municipios de los **estados de Nuevo León y Tamaulipas.** Todos los municipios del **estado de Coahuila**, excepto los comprendidos en la región norte. Municipios del **estado de Zacatecas:** Concepción del Oro y el Salvador. Municipios del **estado de San Luis Potosí:** Vanegas, Cedral, Cerritos, Guadalcázar, Ciudad Fernández, Río Verde, San Ciró de Acosta, Lágunillas, Santa Catárina, Rayón Cárdenas, Alaquines, Ciudad del Maíz, Ciudad Valles, Tamazopo, Aquísmon, Axtla de Terrazas, Tamasunchale, Vicente Tancuayalab, Ebano, Xilitla, Yampacan, Tanquían de Escobedo, Municipios del **estado de Veracruz:** Panúco, Tempoal, Pueblo Viejo, Tampico Alto, Ozuluama de Mazcareñas, El Higo, Huayacocotla.

6) **Región Central:** Todas las delegaciones del D.F. Municipios del **Estado de México:** Tultépec, Tultilán, Ixtápaluaca, Chalco de Días Covarrubias, Huixquilucán de Degollado, San Mateó Atenco, Toluca, Santa Cruz Atizapán, Cuautitlán, Coacalco, Cuautitlán Itzcálli, Atizapán de Zaragoza, Tlanepántla, Naucálpan de Juárez, Ecatépec, Chimaluacán, Chicoloapán, Téxcoco, Netzahuaycoyotl, Los Reyes la Paz. Municipios del estado de Morelos: Cuernavaca.

7) **Región Sur:** Todos los municipios de los estados de **Nayarit, Jalisco, Colima, Michoacán, Aguascalientes, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Guerrero, Tlaxcala, Puebla, Oaxaca, Chiapas, Tabasco.** Todos los municipios de los estados de **Zacatecas, San Luis Potosí, y Veracruz** no comprendidos en la región norte o noreste. Todos los municipios de los **estados de México y Morelos** no comprendidos en la región central.

8) **Región Peninsular:** Todos los municipios de los estados de **Yucatán, Campeche y Quintana Roo.**

5.1.2.2 Tarifas y Niveles de Tensión.

Para la aplicación e interpretación de las tarifas se considera que:

- a) Baja Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión menores o iguales a **1.0 kV.**
- b) Media Tensión es el servicio que se suministra en niveles de tensión mayores a **1.0 kV,** pero menores o iguales a **35 kV.**
- c) Alta Tensión a nivel subtransmisión es el servicio que suministra al nivel de tensiones mayores a **35 kV,** pero menores a **220 kV.**
- d) Alta Tensión a nivel transmisión es el servicio que se suministra a niveles de tensión iguales o mayores a **220 kV.**

En la siguiente tabla se hace referencia a los diferentes tipos de tarifas denominación y las características del suministro

TARIFA	DENOMINACION	CONDICIONES DE SUMINISTRO
1	Residencial	Baja Tensión sin límite de carga.
2	Servicios Generales	Baja Tensión y hasta 25 kW.
3	Servicios Generales	Baja Tensión y cargas mayores de 25 kW.
5 y 5A	Alumbrado Público	Alta o baja tensión sin límite de carga.
6	Bombeo de Aguas	Medía o baja tensión sin límite de carga.
7	Servicio Temporal	Baja tensión sin límite de carga.
8	Bombeo Agua Riego	Agrícola Media o baja tensión sin límite de carga
OM	Ordinaria Media Tensión	Medía tensión y cargas mayores a 20 kW y menores a 100 kW.
HM	Horaria Media Tensión	Media tensión y cargas igual o mayores a 100 kW.
HS	Horaria Alta Tensión	Tensión Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV.
HT	Horaria Alta Tensión	Alta tensión nivel transmisión de 220 o más kV.
H-SL	Horaria Alta Tensión Larga Utilización	Alta tensión nivel subtransmisión de 35 a 220 kV.
H-TL	Horaria Alta Tensión Larga Utilización	Alta tensión nivel transmisión de 220 o más kV.
I-15	Servicio Interrumpible	Alta tensión nivel transmisión y subtransmisión para cargas iguales o mayores a 10,000 kW
I-30	Servicio Interrumpible	Alta tensión nivel transmisión y subtransmisión para cargas iguales o mayores a 20,000 kW

Tabla 5.1 Tarifas y las características del suministro

5.1.2.3 Tarifa horaria O-M.

Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 KW.

a) Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda menor a 100 kW.

b) Cuotas aplicables mensualmente.

Se aplicarán siguientes cargos (verificar cargos actualizados por región)

- **Cargo por kW de demanda máxima medida.**
- **Cargo por kilowatt-hora de Energía consumida.**

c) Mínimo Mensual

El importe que resulte de aplicar 10 (diez) veces el cargo por kilowatt de demanda máxima medida.

d) Demanda Contratada

La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 20 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

e) Temporadas de verano y fuera de verano

Para la aplicación de las cuotas aplicables en las regiones de Baja California, Baja California Sur y Noroeste se definen las siguientes temporadas.

Verano

Región Baja California: del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Región Baja California Sur: del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Noroeste: del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Fuera de verano

Región Baja California: del último domingo de octubre, al 30 de abril.

Región Baja California Sur: del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Noroeste: del último domingo de octubre, al 15 de mayo.

f) Demanda máxima medida

La Demanda Máxima Medida se determinará mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el período de facturación.

Cualquier fracción de kilowatt de Demanda Máxima Medida se tomará como kilowatt completo.

Cuando la Demanda Máxima Medida exceda de 500 kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la medida H-M. De no hacerlo, al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 500 kilowatts, será reclasificado por el suministrador en la tarifa H-M, notificándole al usuario.

g) Deposito en garantía

Será de 2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por Demanda Máxima Medida a la Demanda Contratada.

5.1.2.4 Tarifa Horaria H-M

Tarifa horaria para servicio general en media tension, con demanda de 100 kw o más

a) Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kW o más.

b) Cuotas aplicables mensualmente .

Se aplicarán los siguientes cargos. (verificar cargos actualizados por región)

- **Cargo por kilowatt de demanda facturable.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía de punta.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía intermedia.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía de base.**

c) Mínimo mensual

El importe que resulte de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la Demanda Contratada.

d) Demanda contratada

La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

e) Horario

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último Periodo de punta, intermedio y base.

Estos períodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe a continuación:

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 12:00	12:00 – 18:00
		18:00 – 24:00	
Sábado		0:00 – 24:00	
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

Tabla 5.2 Horario tarifario Región Baja California 1 Tarifa H-M.

Del último domingo de octubre al 30 de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 17:00	17:00 – 22:00	
	22:00 – 24:00		
	0:00 – 18:00	18:00 – 21:00	
Sábado	21:00 – 24:00		
Domingo y festivo	0:00 – 24:00		

Tabla 5.3 Horario tarifario Región Baja California 2 Tarifa H-M.

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 12:00	12:00 – 22:00
		22:00 – 24:00	
Sábado		0:00 – 19:00	19:00 – 22:00
		22:00 – 24:00	
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

Tabla 5.4 Horario tarifario Región Baja California Sur 1 Tarifa H-M.

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 18:00	18:00 – 22:00	
	22:00 – 24:00		
Sábado	0:00 – 18:00	18:00 – 21:00	
	21:00 – 24:00		
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 21:00	
	21:00 – 24:00		

Tabla 5.5 Horario tarifario Región Baja California Sur 2 Tarifa H-M.

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 – 24:00	

Tabla 5.6 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 1 Tarifa H-M.

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Tabla 5.7 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 2 Tarifa H-M.

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 13:00 17:00 – 20:00 23:00 – 24:00	13:00 – 17:00 20:00 – 23:00
Sábado		0:00 – 24:00	
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

Tabla 5.8 Horario tarifario Región Noroeste 1 Tarifa H-M.

Del último domingo de octubre al 15 de mayo.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 17:00 22:00 – 24:00	17:00 – 22:00	
Sábado	0:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00	

Tabla 5.9 Horario tarifario Región Noroeste 2 Tarifa H-M.

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 9:00	9:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Tabla 5.10 Horario tarifario Región Peninsular 1 Tarifa H-M.

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 9:00 23:00 – 24:00	9:00 – 18:00 21:00 – 23:00	18:00 – 21:00
Sábado	0:00 – 17:00	17:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 18:00 23:00 24:00	18:00 – 23:00	

Tabla 5.11 Horario tarifario Región Peninsular 2 Tarifa H-M.

f) Demanda facturable.

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0) \dots (5.5)$$

Donde:

DP es la Demanda Máxima Medida en el Período Punta

DI es la Demanda Máxima Medida en el Período Intermedio

DB es la Demanda Máxima Medida en el Período Base

DPI es la Demanda Máxima Medida en los Períodos Punta e Intermedio.

FRI y FRB son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaria:

Región	FRI	FRB
Baja California	0.141	0.070
Baja California Sur	0.195	0.097
Central	0.300	0.150
Noreste	0.300	0.150
Noroeste	0.162	0.081
Norte	0.300	0.150
Peninsular	0.300	0.150
Sur	0.300	0.150

Tabla 5.12 Factores de reducción según región tarifaria Tarifa H-M.

En las fórmulas que se definen de las Demandas Facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero. Las Demandas Máximas Medidas en los distintos períodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del período en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el período correspondiente.

Para las regiones de Baja California, Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor cero durante la temporada que no tiene el Período Punta. Cualquier fracción de kilowatt de Demanda Facturable se tomará como kilowatt completo.

Cuando el usuario mantenga durante 6 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 500 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

g) Depósito en garantía.

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

5.1.2.5 Tarifa Horarias H-S

Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel sub-transmisión.

a) Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

b) Cuotas aplicables mensualmente .

Se aplicarán los siguientes cargos. (verificar cargos actualizados por región)

- **Cargo por kilowatt de demanda facturable.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía de punta.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía intermedia.**
- **Cargo por kilowatt-hora de energía de base.**

c) Mínimo mensual

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% de la Demanda Contratada.

d) Demanda Contratada.

La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de la capacidad del mayor motor o aparato instalado. En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, solo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

e) Horario.

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

Región Baja California

Del 1º de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta	Semipunta
Lunes a Viernes		0:00 – 12:00	12:00 – 18:00	18:00 – 22:00
		22:00 – 24:00		
Sábado		0:00 – 24:00		
Domingo y festivo		0:00 – 24:00		

Tabla 5.13 Horario tarifario Región Baja California 1 Tarifa H-S.

Del último domingo de octubre al 30 de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 17:00	17:00 – 22:00	
	22:00 – 24:00		
Sábado	0:00 – 18:00	18:00 – 21:00	
	21:00 – 24:00		
Domingo y festivo	0:00 24:00		

Tabla 5.14 Horario tarifario Región Baja California 2 Tarifa H-S.

Región Baja California Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 12:00 22:00 – 24:00	12:00 – 22:00
Sábado		0:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

Tabla 5.15 Horario tarifario Región Baja California Sur 1 Tarifa H-S.

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00	
Sábado	0:00 – 18:00 21:00 – 24:00	18:00 – 21:00	
Domingo y festivo	0:00 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00	

Tabla 5.16 Horario tarifario Región Baja California Sur 2 Tarifa H-S.

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del 1º de Febrero, al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 – 24:00	19:00 – 23:00	

Tabla 5.17 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 1 Tarifa H-S.

Del primer domingo de abril al 31 de Julio.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 1:00 6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado		0:00 – 1:00 7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 – 24:00	

Tabla 5.18 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 2 Tarifa H-S.

Del 1º de agosto, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 19:00 22:00 – 24:00	19:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 – 24:00	19:00 – 23:00	

Tabla 5.19 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 3 Tarifa H-S.

Del último domingo de octubre al 31 de enero.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 – 24:00	

Tabla 5.20 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 4 Tarifa H-S.

Región Noroeste

Del 16 de mayo, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 13:00 17:00 – 20:00 23:00 – 24:00	13:00 – 17:00 20:00 – 23:00
Sábado		0:00 – 24:00	
Domingo y festivo		0:00 – 24:00	

Tabla 5.21 Horario tarifario Región Noroeste 1 Tarifa H-S.

Del último domingo de octubre al 15 de mayo.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 17:00 22:00 – 24:00	17:00 – 22:00	
Sábado	0:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00	
Domingo y festivo	0:00 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00	

Tabla 5.22 Horario tarifario Región Noroeste 2 Tarifa H-S.

Región Peninsular

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes		0:00 – 1:00	
	1:00 – 8:00	8:00 – 19:00	19:00 – 22:00
		22:00 – 24:00	
Sábado	0:00 – 9:00	9:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Tabla 5.23 Horario tarifario Región Peninsular 1 Tarifa H-S.

Del último domingo de octubre, al anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a Viernes	0:00 – 9:00	9:00 – 18:00	18:00 – 21:00
	23:00 – 24:00	21:00 – 23:00	
Sábado	0:00 – 17:00	17:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 18:00	18:00 – 23:00	
		23:00 – 24:00	

Tabla 5.24 Horario tarifario Región Peninsular 2 Tarifa H-S.

f) Demanda facturable.

La Demanda facturable se define según región tarifaría como se establece a continuación:

Región Baja California

$$\mathbf{DF} = \mathbf{DP} + \mathbf{0.199} \times \mathbf{max}(\mathbf{DS} - \mathbf{DP}, \mathbf{0}) + \mathbf{FRI} \times \mathbf{max}(\mathbf{DI} - \mathbf{DPS}, \mathbf{0}) + \mathbf{FRB} \times \mathbf{max}(\mathbf{DB} - \mathbf{DPSI}, \mathbf{0})$$

. (5.6)

Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur.

$$\mathbf{DF} = \mathbf{DP} + \mathbf{FRI} \times \mathbf{max}(\mathbf{DI} - \mathbf{DP}, \mathbf{0}) + \mathbf{FRB} \times \mathbf{max}(\mathbf{DB} - \mathbf{DPI}, \mathbf{0})$$

. (5.7)

Donde:

DP es la Demanda Máxima Medida en el Período de Punta

DS es la Demanda Máxima Medida en el Período de Semipunta.

DI es la Demanda Máxima Medida en el Período Intermedio

DB es la Demanda Máxima Medida en el Período de Base.

DPS es la Demanda Máxima en los Períodos de Punta y Semipunta.

DPSI es la Demanda Máxima Medida en los Períodos de Punta y Semipunta e Intermedio.

DPI es la Demanda Máxima Medida en los Períodos de Punta e Intermedio

FRI y **FRB** son factores de reducción que tendrán los siguientes valores, dependiendo de la región tarifaría:

Región	FRI	FRB
Baja California	0.066	0.033
Baja California Sur	0.124	0.062
Central	0.200	0.100
Noreste	0.200	0.100
Noroeste	0.101	0.050
Norte	0.200	0.100
Peninsular	0.200	0.100
Sur	0.200	0.100

Tabla 5.25 Factores de reducción según región tarifaria Tarifa H-S.

En la fórmula que definen las Demandas Facturables, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero. Las demandas Máximas Medidas en los distintos períodos se determinarán mensualmente por medio de Instrumentos de medición, que indican la demanda medida en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos del período en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el período correspondiente. Para las regiones Baja California Sur y Noroeste, DP tomará el valor durante la temporada que no tiene Período de Punta. Así mismo, para la región Baja California DP, DS y DPS tomarán al valor cero durante la temporada que no tiene Período de Punta y de Semipunta. Cualquier fracción de kilowatts de demanda Facturable se tomará como kilowatt completo.

g) Depósito garantía.

Será de 2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

5.2 Control de la demanda.

En términos generales, el controlar la demanda, es la acción de interrumpir por intervalos de tiempo la operación de ciertas cargas eléctricas (iluminación, motores, etc.) que inciden directamente sobre la demanda máxima facturable, a fin de reducir o limitar los niveles de consumo en razón de los precios tarifarios.

El control de la demanda eléctrica puede ser una oportunidad de ahorro económico muy rentable ya que actualmente el cargo por demanda representa, entre un 20 a un 30% de la facturación eléctrica, además el ahorro no será tan solo por la reducción en el cargo en la demanda, sino que también en los cargos por consumo en el horario punta.

No obstante, es importante señalar que el control de demanda es una de las oportunidades de ahorro económico que más atención, tiempo y comprensión de la operación de cargas eléctricas requiere, dado que para que esta oportunidad sea factible, es indispensable que no afecte las necesidades básicas de los usuarios del inmueble, requiriendo para esto adecuar las rutinas de operación e identificar los usos inadecuados de los equipos².

Problemáticas identificadas.

La tecnología de los equipos de control de la demanda eléctrica continúa avanzando, estos equipos son cada vez más económicos y versátiles sin embargo su penetración en el mercado mexicano no ha sido tan exitosa como se esperaba debido a los siguientes factores:

- Desconocimiento de los conceptos de demanda eléctrica máxima y demanda facturable.
- Temor a tener pérdidas en la producción.
- Desconocimiento de los beneficios económicos que pueden lograrse.
- Desconocimiento de los horarios base, intermedio semipunta y punta.

Para instalar un equipo de control de la demanda es necesario tener un amplio conocimiento de del proceso productivo en cuestión, para asignar correctamente las prioridades de desconexión y reconexión así como la duración de cada desconexión de los principales equipos.

Desafortunadamente se han instalado equipos de control de la demanda que no han dado los resultados esperados, no por el hecho de que los equipos hayan sido malos en sí, sino por las siguientes razones.

- Haber sido mal diseñados.
- Falta de mantenimiento.
- Falta de capacitación al personal operativo.
- Errónea asignación de la prioridad de las cargas y del tiempo de desconexión.
- No ser adecuados a las condiciones ambientales donde se instalaron.

Un programa del control de la demanda eléctrica puede aplicarse en aquellos procesos cuya variación tiene fuertes variaciones de la demanda máxima y bajos factores de carga, como son empresas relacionadas con la fundición, minera, automotriz, maquiladora, papelera, etc; no siendo imposible aplicar este tipo de programas a industrias tales como la electrónica, tiendas comerciales, edificios de oficina, industrias química, etc; en los cuales la demanda es prácticamente constante y el factor de carga alto.

² Información básica del control de la demanda; CONAE.

5.2.1 Estrategias de Control.

Para establecer programas que limiten la demanda máxima es necesario identificar las cargas que generan dichos picos de demanda, así mismo determinar el tiempo y el horario en el que ocurren los picos de demanda. El siguiente paso es determinar la magnitud de la carga para poder tomar la decisión de restringir o diferir la operación de las cargas y contribuir así con la reducción de la demanda pico y la facturación eléctrica.

Ciertamente los sistemas de calefacción, aire acondicionado, iluminación, motores y otros sistemas de cargas no necesarias pueden ser desconectadas parcialmente, o bien pueden ser desconectados unos cuantos minutos en el periodo donde ocurre la demanda pico . Por tanto entre las principales estrategias que se deben considerar para llevar a cabo un control de los equipos son las siguientes.

- Tiempos y horarios de conexión y desconexión.
- Horario de verano y fuera de verano.
- Días festivos.
- Monitoreo de la demanda.

La acción de encendido y apagado de los equipos puede realizarse a través de mecanismos muy simples como un temporizador (timmer) conectado al interruptor de la carga o por medio de señales enviadas a través de un control automático.

Un sistema de control de la demanda eléctrica permite manejar la operación de un conjunto amplio de equipos de manera que se utilice la menor cantidad de energía posible en el periodo punta o, en su caso, mover cargas que operan en horas pico de demanda a los horarios huecos de un mismo periodo , y así reducir la facturación.

Los sistemas de control de la demanda se componen de varios elementos: sensores, que registran si un aparato esta encendido o pagado o si se encuentra en un régimen de operación cuando existen mas de dos opciones; un sistema de comunicación que permite intercambiar señales con un punto central; un microprocesador (computadora) que recibe las señales, procesa la información y envía las señales a los equipos para que actúen de acuerdo a un programa preestablecido; y un conjunto de actuadores, que operan los equipos de acuerdo a las señales enviadas.

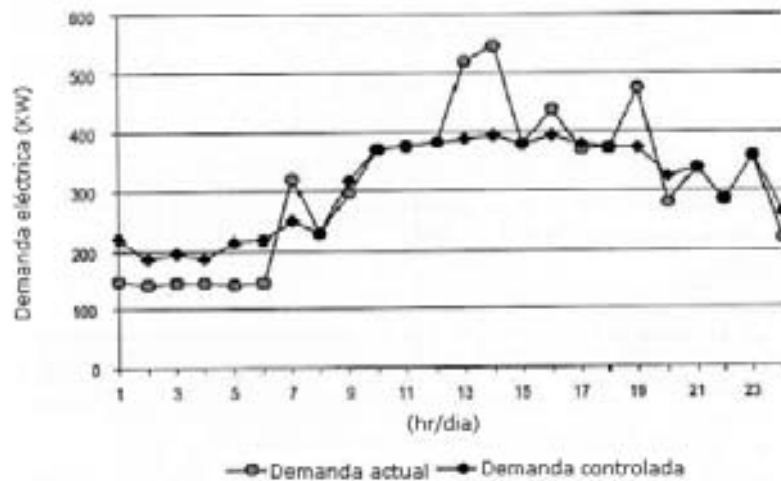


Figura 5.1 Representación gráfica del control de la demanda

Priorización de cargas.

Para definir el nivel de prioridad de las cargas se tendrán que realizar varias juntas con el personal operativo de la empresa y que ellos estén completamente de acuerdo con el nivel de prioridad y el tiempo máximo de desconexión.

Como ejemplo, a continuación se describe una tabla donde se presentan 4 niveles de prioridad con el que se puede efectuar una categorización de cargas para el pre-establecimiento del programa de control.

Prioridad	Descripción
0	En aquellas cargas que pueden ser desconectadas en tiempos dispersos, noches, cambios de turno, ciclos de descanso, etc. Sin efectos adversos sobre el proceso productivo
1	En aquellas cargas que a pesar de que su manómetro, termostato, electro nivel, etc, pidan el arranque, este pueda ser retrasado o adelantado 30 mins o más
2	Para aquellas cargas en las que su arranque pueda ser adelantado o retrasado menos de 30 mins pero mas de 15 mins.
3	Aquellas que no puedan adelantar o retrasar su arranque ni 15 mins.

Tabla 5.26 Ejemplo de priorización de cargas

Hay algoritmos para darle cierta prioridad a las cargas, pero es necesario que el personal de la planta evalúe primero mediante un control manual el potencial de ahorro que pudiera tener.

El darle una cierta prioridad se dejará a los proveedores, de equipos que partirán de las ideas de los responsables para ver si estas pueden ser mejoradas, pero para tener un punto de partida este debe ser claro.

Al igual que el factor de potencia y el factor de carga, la prioridad de las cargas no es constante en el tiempo. Una carga puede que ser vital en invierno, puede no serlo en verano, hay negocios que tienen fuertes tendencias estacionales, así pues, lo importante es detectar que tanto varían las prioridades en el tiempo y definir como sacar provecho de esta variabilidad.

A veces la variabilidad no es estacional, a veces es diaria, en este contexto la variación tendría que ser muy importante para que valiera la pena tomarla en cuenta. Si la variación diaria es alta y además la diversidad de las variaciones, es a su vez alta, comienza a ser obvio que el controlador humano tiene severas limitaciones en su velocidad, rapidez y precisión de operación.

5.2.2 Sistemas del Control de demanda.

Un controlador de demanda es básicamente un dispositivo que actúa sobre una señal, que temporalmente apaga cargas eléctricas predeterminadas, con el propósito de mantener la demanda máxima bajo control. El controlador apaga o establece ciclos de trabajo a las cargas cuando el valor de la demanda alcanza un valor, o alcanza una tasa preseleccionada. El punto prefijado debe ser cuidadosamente seleccionado, para que no afecte o la producción o necesidades de operación.

Estos equipos tienen excelente respuesta para el control automático de cargas, las cuales se pueden disminuir, eliminar o diferir en los horarios de punta donde la empresa suministradora impacta los costos por concepto de demanda máxima de la tarifa.

Existe una gran variedad de controladores de demanda disponibles, con diferentes grados de sofisticación, complejidad y costo. La unidad básica tiene los siguientes componentes:

- **Transformadores de corriente**, ara proveer una señal de entrada desde el suministro al controlador de la demanda.
- **Transductores**, para convertir la señal de entrada en watts a una señal en milivolts para el panel lógico.
- **Controlador de demanda**, para monitorear los niveles de potencia a la entrada y actuar cuando estos se aproximen al nivel pico de la demanda preseleccionada.

- **Panel de relevador**, para mandar señales de control a las cargas conectadas; el panel lógico manda señales a éstos relevadores de corriente, los cuales en su momento, controlan el equipo.

Las unidades mas sofisticadas añaden varios parámetros comunes, para ofrecer un equipo mas poderoso y versátil.

- Controles de reloj, que son usados para rotar la selección de varias cargas sobre una base de tiempo, y también para controlar el tiempo máximo que una carga está apagada.
- Programador de ciclos de trabajo, para determinar los tiempos y periodos del ciclo de apagado de una carga durante diferentes horas de operación.
- Programador de la hora del día, que añade la posibilidad de apagar equipos independientes de la demanda.
- Equipos diversos como son: analizadores, sensores, fuentes externas, memorias de estado sólido características de todo el equipo electrónico de control de demanda y adquisición de datos.

Por tal motivo, los sistemas de control se han clasificado en dos tipos:

- **Controles manuales de encendido y apagado.**
- **Controladores Programables e inteligentes.**

Controles manuales de encendido y apagado

Los sistemas de control manual presentan máximos beneficios si se supervisan las cargas que contribuyen de manera representativa en la demanda máxima a través de instrumentos de medición con el objeto de tener bases para poder establecer programas de operación y desconexión de dichas cargas.

Una variedad de dispositivos simples y de bajo costo, que usualmente controlan sólo una carga, se pueden clasificar dentro de esta categoría.

“ **Controles de tiempo**, los tipos mecánicos y más recientemente los tipos electrónicos, controlan el encendido y apagado de equipo específico a tiempos preestablecidos durante un día semana.

“ **Interlocks y relevadores**, pueden conectarse al cableado del equipo auxiliar de un equipo primario de manera que, por ejemplo, cuando se apaga una máquina de proceso, su ventilador, o iluminación o flujo de agua se suspende automáticamente.

“ **Relevadores de fotocelda**, empleados especialmente para sistemas de iluminación para encender en la oscuridad y apagar cuando la iluminación natural sea adecuada.

“ **Equipo termostático**, que puede tener diferentes puntos de referencia para ciertos periodos del día o de la noche, y pueden reducir el empleo de los equipos de calefacción o refrigeración.

“ **Sensores infrarrojos de presencia**, que perciben la presencia o ausencia humana y pueden apagar o encender la iluminación de un área o algún equipo.

El control de los equipos, también puede realizarse con los propios sistemas de arranque/paro, es decir no se requiere hacer una inversión económica, puesto que los equipos cuentan ya con este tipo de controles, por lo que la secuencia de arranque y paro sea realizada por el propio personal que opera los equipos.

El uso de este tipo de controles generan incertidumbres en los beneficios ya que no se cuenta con monitoreos de la demanda.

Controles automáticos programables e inteligentes

Los sistemas de control automático presentan excelentes beneficios ya que en estos se pueden programar la operación y desconexión de las cargas cuando sea necesaria, además, podemos tener la plena seguridad de que los equipos serán desconectados o puestos en operación según la programación pre-establecida y no tendríamos que preocuparnos porque a alguna de las personas encargadas del control manual de los equipos olvido desconectarlos en un momento dado.

Controles programables.

Los controladores programables son dispositivos de bajo y mediano costo que emplean microprocesadores. Se emplean principalmente en equipos que tienen cargas cíclicas y sustituyen a los relevadores electromecánicos. También son usados con frecuencia para controlar un equipo individual con el método de encendido/apagado a una hora específica del

día. Los equipos típicos disponibles controlan 4, 8, 12, 16 o muchos más puntos y se pueden expandir por módulos de 8 ó más puntos.

El tiempo de arranque o paro de cada punto puede controlarse individualmente o monitorearse, hay relojes disponibles de 7 días o de un año completo, de modo que el equipo puede desconectarse en fines de semana o días festivos.

Estos sistemas de control son fácilmente programables o reprogramables y tienen un sistema altamente confiable. Tienen una pantalla con propósitos de monitoreo y pueden reemplazar, basándose en el costo, a un sistema de interlock o de relevadores.

Puede apreciarse que este tipo de controles son sistemas modulares que actúan sobre una señal, que temporalmente desconectan cargas eléctricas predeterminadas. Estos tipos de controles manejan niveles de prioridad para distintos horarios y fechas.

Sistemas de control inteligentes.

A este tipo de sistemas también se les conoce como sistemas de administración de energía. Básicamente estos sistemas combinan las funciones de un controlador programable, controlador de demanda y cualquier número de equipos individuales, iluminación y controles térmicos y también incluye la posibilidad de monitoreo, manejando señales de sensores a distancia.

El tipo de sistema similar o parte de un sistema de control distribuido, puede usar las señales de los sensores, para optimizar las decisiones energéticas relacionadas con la operación de los equipos, especialmente en ventilación, calefacción y refrigeración.

El sistema puede incluir el área de seguridad de la empresa y monitoreo, así como alarmas contra incendio. Gran variedad de tipos de sistemas, software, tamaños, interfaces y distribución, mantienen un desarrollo dinámico continuo de la tecnología, estos sistemas son fundamentalmente similares.

Son sistemas integrados por un conjunto de módulos que proveen el control a los procesos para que éstos sean seguros, confiables, precisos y eficientes, lo cual es posible monitoreando y controlando los sistemas mecánicos y eléctricos. Pueden incorporarse otras opciones, como señales de falla de equipos, niveles de confort por horario y clima exterior, etc.

5.2.3 Características de los equipos de control automático.

Casi todos los controladores automáticos, tienen la posibilidad de asignar varios niveles de prioridad para la conexión y desconexión de las cargas eléctricas, además de manejar diferentes tablas de niveles de acuerdo al día, la fecha, el mes, la estación, o el año. Algunos equipos de control implementan esquemas de conexión y/o desconexión anticipada en el caso de demandas bajas y cargas programables de gran capacitancia.

Existen sistemas que van desde un sistema de monitoreo, registro y adquisición de parámetros eléctricos, así como un excelente equipo para control de la demanda eléctrica mediante la conexión y desconexión de cargas. Este sistema permite cubrir cualquier necesidad de medición eléctrica y control de demanda, ya que ofrece entre otras cosas:

- Control de demanda.
- Estado de las cargas en control.
- Mediciones en tiempo real.
- Registro de eventos de medición de operación.
- Manejo de tendencias.
- Facturación.
- Generación de reportes.

Existen sistemas de control de tipo modular que permiten tener diferentes configuraciones, usos y aplicaciones en forma integral. Cada módulo puede trabajar en forma independiente o conjunta de acuerdo a las necesidades.

También existen equipos de control que pueden ser conectados a una computadora personal, en donde se podrá monitorear las cargas eléctricas y controlarlas de manera automática. Este sistema consta de equipo receptor de los pulsos de medición principal, que a su vez, se enlaza a la computadora personal que sirve como ventana al usuario.

Algunos equipos de control automático operan en su presentación básica el manejo de 16 cargas con capacidad de expansión de hasta 64 cargas locales o remotas.

La conexión de las cargas puede realizarse bajo un esquema centralizado, es decir, todas las líneas a conectar se llevan hasta el punto de ubicación del módulo central, pueden instalarse módulos remotos de distribución de cargas, lo que permite cablear de manera conveniente y cubrir un área mas extensa.

Para la instalación del sistema de control de demanda, es necesario la conexión de los pulsos de la medición principal, así como cada una de las cargas. Se requiere conectar dos señales para el manejo de cargas, la primera es la permisiva que el sistema envía al equipo de control y mediante la cual se opera sobre la carga particular; la segunda es la señal de petición y retroalimentación, la cual permite que el sistema conozca el estado real de operación de la carga y el momento en el que se solicita su conexión o desconexión, según sea necesario.

5.2.3.1 Operación de los equipos de control automático.

A todo controlador de demanda se le tiene que asignar un punto de referencia sobre el cual se basarán las funciones de los equipos de control de demanda.

La definición del punto de referencia en el controlador de demanda tendrá un impacto, tanto en el número de cargas seleccionadas, como la cantidad de ahorros que puedan obtenerse. Conjuntamente con el personal de ingeniería, de producción y mantenimiento, se define el primer punto de referencia del controlador y al operar el equipo se podrán hacer los ajustes hacia arriba o hacia abajo, dependiendo de cómo opera el sistema y que influencia tiene sobre el proceso³. A manera de ejemplo en la siguiente figura se indica la forma en la que se debe controlar la demanda eléctrica ya sea mediante controles manuales o automáticos.

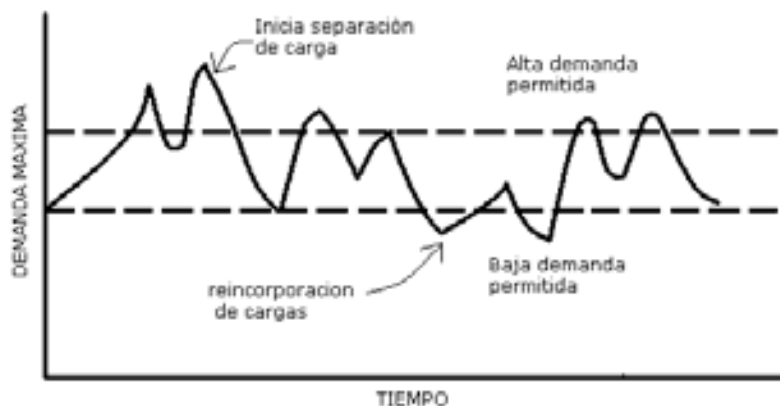


Figura 5.2 Operación del controlador de demanda.

La posición de la línea alta de demanda, se determina mediante las especificaciones del parámetro de la demanda máxima.

La posición de la línea de baja demanda, se determina como un porcentaje de la línea de alta demanda, este porcentaje es generalmente del 15%.

³ Información Básica de control de la Demanda Eléctrica; CONAE

Una vez que se determinan las líneas de alta y baja demanda se tienen que realizar las acciones de control, de la siguiente forma:

Si la demanda de referencia supera la línea alta de demanda el control de demanda activa un relevador de control para eliminar cargas.

Si la demanda de referencia tiene valores menores a la línea de baja demanda, el equipo activará un relevador de control para eliminar la acción restrictiva. Este punto de referencia inferior previenen separaciones o incorporaciones de cargas demasiado frecuentes.

Ya que el control de demanda se encuentra activado por el punto de referencia, empieza a seleccionar las cargas asignadas una por una, de acuerdo a la prioridad que fue introducida en el programa.

Las cargas no críticas deben seleccionarse primero. El número de cargas que deben ser seleccionadas dependerá de las características del proceso, así como la potencia individual de cada carga.

Cuando el controlador ha estado trabajando por algún tiempo t cuando la operación de la planta se ha acostumbrado a él, se podrá hacer algunas reducciones en el punto de referencia de la demanda, asegurándose de evaluar el impacto de la derivación de cada carga seleccionada.

5.2.4 Método de operación de un controlador.

Los equipos empleados para controlar la demanda eléctrica, utilizan diversos métodos para determinar la tasa de crecimiento de la demanda instantánea y mantener el punto de referencia del controlador. Los métodos comúnmente empleados son los siguientes:

- Carga Instantánea.
- Proyección de la curva de demanda.
- Demanda acumulada.

5.2.4.1 Método de carga instantánea.

En este método el nivel de la potencia demandada se mide continuamente y se compara con el punto de referencia preseleccionado. Este método proporciona un control preciso de la demanda actual.

Este método es recomendable en empresas con régimen de operación continuo, donde se presenta poca variación de carga a lo largo de la jornada de trabajo. En estos casos al nivel de operación normal está muy cercano al punto e referencia superior preseleccionado.

Tiene la desventaja de que prácticamente cada vez que entre alguna carga nueva carga, el controlador actúa, poniendo fuera de servicio alguna otra carga, según la programación del controlador.

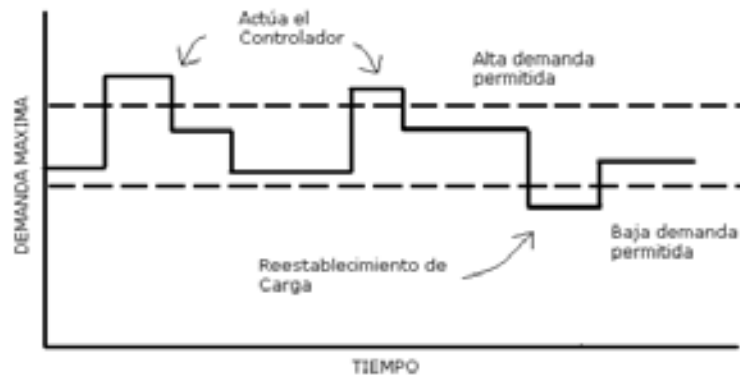


Figura 5.3 Método de carga Instantánea.

5.2.4.2 Método de proyección de la curva de demanda.

Este método busca predecir el valor de la demanda en el tiempo "t+1" de manera tal que las acciones del controlador se anticipen al momento en que se rebasa la referencia preseleccionada.

Este es uno de los métodos mas recomendados para el control de la demanda máxima, pues al tomar acciones anticipadas, se asegura que en prácticamente en ningún momento se sobrepase el límite superior de referencia seleccionado. Ofrece muchas ventajas en instalaciones donde las características del proceso, se presentan variaciones continuas del nivel de demanda.

Existen dos técnicas para predecir el valor futuro de la demanda.

- Técnica de la pendiente de la curva.
- Técnica de la ecuación cuadrática.

a) Técnica de la pendiente de la curva.

Consiste en determinar el valor de la derivada de la curva en los tiempos "t" y "t-1" y con estas proyectar el valor de la demanda en el tiempo "t+1".

En la siguiente figura se muestra gráficamente este tipo de técnica utilizada para controlar la demanda eléctrica, y se representa como **Dm t+1**, como el promedio de las proyecciones obtenidas con ambas pendientes.

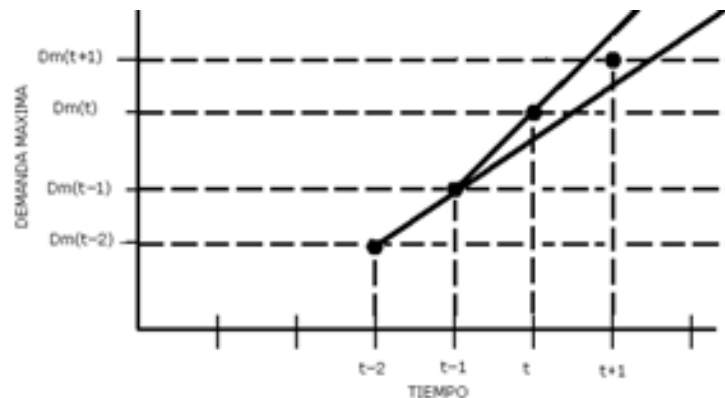


Figura 5.4 Método de proyección de la curva de demanda.

b) Técnica de ecuación cuadrática.

Esta técnica consiste en encontrar una ecuación cuadrática del tiempo $DM = at^2 + bt + c$ que pase por los últimos tres puntos: t, t-1 y t-2; y emplear esta ecuación para estimar el valor de la demanda Dm_{t+1} en el tiempo "t+1".

Cada una de las técnicas que se ha mencionado para predecir el valor futuro de la demanda en el tiempo "t+1", tiene sus desviaciones con respecto al valor futuro real, ya que el comportamiento de la demanda obedece a factores relacionados con las necesidades del proceso y éstas normalmente no se comportan únicamente, como función de los valores pasados de la demanda. De todas formas la experiencia ha demostrado que la utilización de estas técnicas de predicción de la demanda son de mucha utilidad en sistemas automáticos de control de la demanda.

5.2.4.3 Método de la demanda acumulada.

Las acciones de control en este método están basadas en la relación de la demanda acumulada y los límites alto y bajo de demanda permisible. Por lo tanto las líneas superior e inferior de

referencia, no son horizontales, sino más bien, son líneas inclinadas como se puede apreciar en la siguiente figura:



Figura 5.5 Método de la demanda acumulada vs instantánea.

La línea de referencia superior corresponde a la demanda acumulada máxima permisible en un momento dado, para que la demanda estimada no sobrepase el límite superior de la demanda.

Como en los casos anteriores, la línea de referencia inferior se determina como un porcentaje de línea de referencia superior.

5.2.5 Recomendaciones generales para controlar la demanda eléctrica

- Conocer los horarios punta de acuerdo con la tarifa y región de suministro de energía eléctrica.
- Identificar las cargas eléctricas que operan en periodo punta y que son posibles de desconectar o trasladar su operación a horarios en donde el costo de energía sea menor que en punta.
- Determinar el tiempo y el horario en que ocurren los picos de demanda.
- Determinar la magnitud de la carga para poder tomar la decisión de restringir o diferir la operación de las cargas.
- Evitar el arranque y la operación simultánea de los motores y otros equipos eléctricos.
- Modificar los turnos de trabajo de tal manera que se utilicen menos equipos eléctricos durante el periodo punta.
- Emplear equipos de control manual o automáticos que limiten los niveles de demanda eléctrica principalmente en periodo punta.

5.3 Fomento para el uso eficiente de la energía en México

Asegurar un desarrollo sustentable y disminuir el impacto sobre el medio ambiente en México, en cuanto al tema de energía, requiere no sólo de una atención a la oferta, sino particularmente del cuidado de la demanda. En este sentido, los programas de eficiencia energética y ahorro de energía son cruciales. A lo largo de los últimos doce años los programas apoyados en Institutos Nacionales de Investigación, y con una amplia participación del sector privado y social, han instrumentado y llevado adelante programas y acciones para el ahorro y uso eficiente de la energía que muestran efectos significativos⁴.

Estos, instrumentados buscan desarrollar las capacidades y articular las acciones necesarias para aprovechar las ganancias en eficiencia que los avances en la tecnología y el desarrollo de los mercados generan.

A continuación se hará la descripción de los programas vigentes que fomentan el uso eficiente de la energía en México, mencionando las áreas de aplicación, su potencial económico-financiero y oportunidades redituables.

5.3.1 Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)

La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que goza de autonomía técnica y operativa.

La CONAE tiene por objeto fungir como órgano técnico de consulta de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como, de los gobiernos de las entidades federativas, de los municipios y de los particulares, en materia de ahorro y uso eficiente de la energía y de aprovechamiento de energías renovables.

Misión: Coordina y promueve acciones para el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos renovables y no renovables.

⁴ Programa Energía y Medio Ambiente hacia el Desarrollo Sustentable; Secretaría de Energía, SENER-SEMARNAT, 2002.

Características de la CONAE:

- Comprende un órgano financieramente sano, con flexibilidad y capacidad para captar y aplicar recursos, tanto nacionales como internacionales, con el fin de promover y desarrollar programas de ahorro y uso eficiente de energía, y energía renovable.
- Ofrece credibilidad y satisfacción a un número creciente de clientes a través de la innovación, eficacia y calidad.
- Cuenta con personal multidisciplinario altamente capacitado, con amplios conocimientos tecnológicos y experiencia en la solución de problemas y en la promoción de la eficiencia energética y el aprovechamiento de la energía renovable, a través del uso de herramientas innovadoras y nuevas tecnologías.
- Trabaja de manera integrada, con métodos y procesos certificados, para proporcionar asistencia técnica y servicios, lo que lleva a ser una organización de excelencia, con reconocimiento nacional e internacional, que dicta los lineamientos para el ahorro y el uso eficiente de energía en nuestro país
- La estrategia de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) para atender a estados y municipios se orienta al desarrollo de capacidades institucionales para la identificación, análisis e instrumentación de programas, proyectos y acciones en materia de eficiencia energética y aprovechamiento de las energías renovables a nivel estatal y municipal.
- En función de la alta rentabilidad que representa para los usuarios y el país en general, se promueve la ampliación y, en su caso, el diseño e implantación, de programas regionales para la sustitución de equipos de baja eficiencia por nuevos más eficientes, en particular en zonas con alto crecimiento en el consumo de energéticos.
- La CONAE se basa en su propia experiencia y funge, para hacer fluir información, soporte técnico y recursos financieros, como eslabón entre instituciones federales e internacionales, públicas y privadas⁵.

⁵ www.conae.com.mx

5.3.2 Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (FIDE).

El **FIDE** es un organismo privado no lucrativo, creado en 1990 para promover acciones que induzcan y fomenten el ahorro y uso racional de la energía eléctrica. El Comité Técnico del **FIDE**, que es su órgano de gobierno y está integrado por:

- **Comisión Federal de Electricidad.**
- **Luz y Fuerza del Centro (LFC).**
- **Cámara Nacional de la Industria de la Transformación.**
- **Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas.**
- **Sindicato Único de Trabajadores.**
- **Electricistas de la República Mexicana.**
- **Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción.**
- **Cámara Nacional de Empresas de Consultoría.**
- **Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.**

En concordancia con la misión del FIDE, se han implementado diversos proyectos para demostrar a los diferentes usuarios de Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, la factibilidad técnica y la rentabilidad económica de las acciones propuestas para ahorrar y usar eficientemente la energía eléctrica.

El FIDE realiza estas actividades siguiendo los lineamientos que el Comité Técnico del Fideicomiso le señala e informa periódicamente sobre los resultados obtenidos.

5.3.2.1 Proyectos de apoyo por sectores realizados por el FIDE.

El **FIDE** apoya la realización de proyectos que permiten ahorros de energía eléctrica en diversos sectores. La información que a continuación se muestra, esta basada en los datos disponibles por parte del FIDE y con vigencia en el año 2006.

a) Proyectos de ahorro de energía eléctrica en grupos corporativos y en empresas.

Representativas de ramas industriales de intenso consumo de energía eléctrica. El **FIDE** otorga financiamientos sin intereses, de acuerdo con los siguientes montos y condiciones:

Tipo de proyecto	Monto máximo de Financiamiento	Condiciones
Grupo Corporativo	\$3´500,000.00	Deben incluirse al menos 3 empresas del grupo, con demanda superior a 1,000 kW. El FIDE financia hasta el 50% del costo total de los proyectos, en su fase de aplicación de medidas
Empresas con demanda de energía eléctrica superior a los 1,000 kW	\$1´000,000.00	El FIDE financia hasta el 60% del costo total del proyecto, pudiendo incluir el diagnóstico energético
Empresas con demanda de energía eléctrica inferior a los 1,000 kW	\$500,000.00	Mismas que el anterior

Tabla 5.27 Proyectos de ahorro de energía eléctrica en grupos corporativos y en empresas

El reembolso del financiamiento se efectúa en un plazo de hasta 8 trimestres, sin intereses, calculado conforme al periodo de recuperación simple de la inversión.

b) Proyectos ahorro de energía eléctrica en empresas altamente consumidoras con recuperación del costo financiero.

Los tipos de proyectos disponibles y sus condiciones son:

Tipo de proyecto	Monto máximo de Financiamiento	Condiciones
Empresas con demandas superiores a los 1,000 kW	\$ 1´000,000	Se financia hasta el 100% del costo de aplicar las medidas. El plazo máximo para cubrir el préstamo será de 12 pagos trimestrales fijos (3 años) a una tasa de interés igual al CPP vigente al momento en que el FIDE autorice el proyecto.
Empresas con demandas inferiores a los 1,000 kW	\$ 500,000	

Tabla 5.28 Proyectos ahorro de energía eléctrica en empresas altamente consumidoras con recuperación del costo financiero.

c) Financiamientos a corto plazo para la aplicación de medidas de ahorro de energía eléctrica.

Monto del Financiamiento

\$350,000

Financiamiento hasta el 100 % sin intereses. El reembolso se realiza en un solo pago a los 6 meses, **sin intereses**, contados a partir de la firma del contrato de ejecución del proyecto.

Tabla 5.29 Financiamientos a corto plazo para la aplicación de medidas de ahorro de energía eléctrica.

d) Financiamiento de proyectos contratados bajo esquemas de ahorros garantizados y demostrados.

Estos financiamientos se otorgarán a firmas consultoras o distribuidores de equipos de alta eficiencia, en los montos y condiciones que se indican a continuación:

Monto del Financiamiento

\$250,000

Se requiere presentar el contrato firmado entre empresa y consultor y que éste ofrezca una garantía por el financiamiento que recibirá; una vez que se comprueben los ahorros comprometidos. El reembolso será pagado por la firma consultora o distribuidor de equipos mediante dos pagos semestrales, sin intereses, contados a partir de la firma del convenio respectivo.

Tabla 5.30 Financiamiento de proyectos contratados bajo esquemas de ahorros garantizados y demostrados.

e) Apoyo al desarrollo Tecnológico.

Apoyo a las empresas que requieren mejorar sus procesos y/o productos para tener un mejor posicionamiento en el mercado y un uso más eficiente de su insumo de energía eléctrica, aplicando desarrollos tecnológicos como innovación o modernización y automatización de procesos.

Tipo de proyecto	Monto máximo de Financiamiento	Condiciones
Desarrollo Tecnológico en procesos y/o productos	La cantidad menor de \$1'000,000.00 y el 50% del costo total del proyecto.	El usuario reembolsará el financiamiento otorgado por el FIDE, independientemente del resultado de las acciones y derivadas del proyecto, en un plazo no mayor a 36 meses. El primer pago vencerá tres meses después de la fecha de terminación del proyecto. La duración del proyecto se estima no mayor a seis meses. Las condiciones pactadas en cada caso deberán quedar integradas al convenio que se firme entre el Usuario y el FIDE.

Tabla 5.31 Apoyo al desarrollo Tecnológico.

5.3.2.2 Proyectos de Comercio y de Servicios .

a) Instalación de equipos ahorradores de energía eléctrica en nuevas construcciones.

Objetivos: Promover que las empresas contratistas instalen en las construcciones equipos y aparatos más eficientes, aún cuando tengan precios más elevados. De esta forma, se realizarán ahorros de energía eléctrica.

Monto máximo de Financiamiento: \$1,500,000.00 por proyecto. Para cubrir la diferencia entre el costo del equipo convencional y el del ahorrador.

Tasa de interés: La tasa de interés que se cargará sobre los saldos insolutos, será fija e igual al valor del costo porcentual promedio (CPP) al momento que el FIDE autorice el proyecto, más 3 puntos.

Entidades Participantes: Hoteles, Restaurantes, Tiendas Departamentales y de Autoservicio, Planteles Educativos, Hospitales, Edificios y Empresas Prestadoras de Servicios.

Tecnologías Participantes:

- Equipos de aire acondicionado.
- Sistemas de refrigeración.
- Sistemas de calefacción.

- Sistemas de automatización y control.
- Lámparas fluorescentes T-8 y T-5.
- Balastos electrónicos.
- Reflectores especulares de aluminio.
- Lámparas fluorescentes compactas.
- Motores de alta eficiencia.
- Aislamiento térmico.

Los equipos que se financien, deberán contar con Sello FIDE

Participantes:

- Fabricantes
- Distribuidores
- Empresas de Consultoría
- Proveedores
- Contratistas.

Condiciones: *Financiamiento a 2 años (8 pagos trimestrales);* el costo del diagnostico es por cuenta del usuario

b) Proyectos de ahorro de energía eléctrica en establecimientos comerciales y de servicios, con financiamiento parcial.

Objetivos: Propiciar que los empresarios sustituyan equipos y aparatos ineficientes, por otros de tecnología ahorradora, lo que redundará en menor consumo de energía eléctrica.

Tipo de proyecto	Monto máximo de Condiciones Financiamiento	de Condiciones
Usuarios independientes o cadenas de menos de 20 establecimientos del mismo giro o propiedad y de una sola razón social	\$1 500,000.00	a) El usuario aporta al menos el 40% de la inversión total del proyecto. El reembolso del financiamiento se realiza en un periodo máximo de 2 años, mediante 8 pagos trimestrales sin intereses.

Para cadenas con más de 20 establecimientos	Financiamiento hasta por \$4,500,000.00 \$900,000.00 (Por proyecto)	a) Tratándose de cadenas con mas de 20 establecimientos podrán desarrollarse simultáneamente un mínimo de 5 proyectos, siempre que el usuario aporte el 50% cuando menos del costo total de los proyectos.
Para cadenas con más de 50 establecimientos	Financiamiento hasta por \$7,000,000.00 \$700,000.00 (Por proyecto)	a) Tratándose de cadenas con mas de 50 establecimientos podrán desarrollarse simultáneamente un mínimo de 10 proyectos, siempre que el usuario aporte el 50% cuando menos del costo total de los proyectos.

Tabla 5.32 Proyectos de ahorro de energía eléctrica en establecimientos comerciales y de servicios, con financiamiento parcial.

Entidades Participantes: Cadenas y usuarios independientes de Hoteles, Hospitales, Restaurantes, Tiendas Departamentales y de Autoservicio, Planteles Educativos, Edificios y Empresas Prestadoras de Servicios.

Tecnologías Participantes:

- Equipos de aire acondicionado.
- Sistemas de refrigeración.
- Sistemas de calefacción.
- Sistemas de automatización y control.
- Lámparas fluorescentes T-8 y T-5.
- Balastos electrónicos.
- Reflectores especulares de aluminio.
- Lámparas fluorescentes compactas.
- Motores de alta eficiencia.
- Aislamiento térmico.

Los equipos que se financien, deberán contar con Sello FIDE

Participantes:

- Fabricantes
- Distribuidores
- Empresas de Consultoría

- Proveedores
- Contratistas.

Condiciones: Demanda contratada igual o superior a 100 kW. *Financiamiento a 2 años (8 pagos trimestrales)* ; el costo del diagnostico es por cuenta del usuario

c) Proyectos de ahorro de energía eléctrica en establecimientos comerciales y de servicios, con recuperación del costo financiero.

Objetivo: Propiciar el uso de fuentes de financiamiento comercial para realizar proyectos rentables de ahorro de energía eléctrica.

Monto del financiamiento: Del 100% de su costo de aplicación de medidas, con limite de \$ 1,500.000.00

Tasa de interés: La Tasa de interés que se cargará sobre los saldos insolutos será fija e igual al valor del costo porcentual promedio (CPP) al momento que el FIDE autorice el proyecto, más 3 puntos porcentuales.

Entidades Participantes: Cadenas y usuarios independientes de Hoteles, Hospitales, Restaurantes, Tiendas Departamentales y de Autoservicio, Planteles Educativos, Edificios y Empresas Prestadoras de Servicios.

Condiciones: Demanda contratada no inferior a 100 kW. El costo del diagnóstico es por cuenta del usuario. *Financiamiento a 3 años (12 pagos trimestrales)*

d) Sustitución de sistemas de enfriamiento de aire (chillers)

Objetivo: Lograr ahorros de energía eléctrica a través de la sustitución de equipos de enfriamiento de de aire a base de agua helada (chillers). Eliminar la utilización en la República Mexicana de refrigerantes perjudiciales a la capa de ozono, financiando la adquisición de equipos de enfriamiento de aire (chillers) que utilizan refrigerantes inocuos al medio ambiente.

Monto del financiamiento: \$ 1,800,000.00 por proyecto.

Tasa de interés: La Tasa del interés que se cargará es costo porcentual promedio (CPP) + 3% anual fijo, sobre saldos insolutos.

Entidades Participantes: Cadenas y usuarios independientes de Hoteles, Hospitales, Tiendas Departamentales y de Autoservicio, Planteles Educativos, Edificios y Empresas Prestadoras de Servicios, que cuenten con equipos de enfriamiento de agua helada (chillers) que utilicen refrigerante R-11 o R-12.

Participantes:

- Fabricantes
- Distribuidores
- Proveedores
- Contratistas.

Condiciones: El usuario deberá inhabilitar el equipo a sustituir y dar buen uso al aceite y gas refrigerante, de acuerdo a la normatividad ecológica vigente. El costo del diagnóstico es por cuenta del usuario. *Financiamiento a 3 años (12 pagos trimestrales)*

e) Para los municipios.

Recursos para proyectos de Ahorro de Energía Eléctrica en Alumbrado Público, Bombeo de Agua Potable y Residual e Instalaciones Electromecánicas de aquellos edificios o predios que sean propiedad municipal. El FIDE puede financiar hasta \$500,000.00 incluido el IVA sin ningún interés, las condiciones de este tipo de proyectos son las siguientes:

PROYECTO	MONTO MÁXIMO DE FINANCIAMIENTO	PERIODO DE RECUPERACIÓN	TIPO DE FINANCIAMIENTO
Bombeo municipal	\$500,000.00	18 meses	sin intereses
Alumbrado público	\$450,000.00	18 meses	con intereses (CPP + 3 puntos)
Edificios municipales	\$400,000.00	24 meses	sin intereses
Semáforos	\$400,000.00	36 meses	sin intereses

Figura 5.33 Apoyo de financiamiento a municipios.

Requisitos: NO tener adeudos con CFE ni FIDE, que la empresa contratista o consultora seleccionada por la Autoridad municipal, garantice ahorrar lo suficiente, llenar la solicitud de financiamiento, acuerdo de Cabildo, contratos de Ejecución de los Trabajos

f) Programas Internacionales.

Las amplias experiencias y beneficios obtenidos por el FIDE a lo largo de su trayectoria a más de diez años de haberse creado, le han permitido transmitir su experiencia en el diseño y aplicación de programas de eficiencia energética a otras naciones y atender las solicitudes de apoyo de otros países para establecer programas de conservación y uso eficiente de la energía.

Dentro de las principales actividades realizadas por el FIDE bajo este contexto, se encuentran:

- Servicios de asistencia técnica a organismos internacionales en la ejecución de proyectos de ahorro de energía.
- Apoyos económicos y técnicos para fortalecer los programas y proyectos que realiza el FIDE.

Los resultados alcanzados por el modelo aplicado en México, a través del FIDE, han despertado el interés de otros países por conocer y aprovechar esta experiencia para el desarrollo de sus propios programas nacionales. A fin de contribuir a este propósito, el FIDE ha apoyado a países como Costa Rica, Panamá, Colombia, Perú, Argentina, El Salvador y Tailandia, contratado directamente por instituciones de esos países y también como asesor en este campo del Banco Interamericano de Desarrollo.

5.3.2.3 Programa de Certificación para empresas Consultoras del FIDE.

El otorgamiento de la Certificación FIDE-CNEC* es un reconocimiento a las firmas consultoras, y otros proveedores de servicios energéticos, que a través del programa han documentado y comprobado su experiencia, conocimiento, actualización, desempeño y solvencia dentro del campo del ahorro de la energía eléctrica.

La certificación permite a los usuarios de servicios energéticos identificar a las firmas y empresas especializadas más confiables. Las firmas consultoras y empresas certificadas ofrecen sus servicios con un valor agregado de confianza

Desde su creación, el FIDE ha propiciado la formación y fortalecimiento de firmas consultoras especializadas en proyectos de ahorro de energía eléctrica, las cuales han sido aliadas permanentes en el desarrollo de sus programas y proyectos, así como detonadoras del efecto multiplicador que se persigue.

* Cámara nacional de empresas de consultoría México

El FIDE ha identificado y analizado las necesidades y demanda de servicios profesionales especializados y calificados en materia de ahorro de energía eléctrica, así como el desarrollo actual y oferta de éstos por parte de las empresas de consultoría. El FIDE y la CNEC, firmaron un convenio mediante el cual diseñaron el programa, las metodologías y procedimientos para que las empresas o firmas consultoras de servicios energéticos, a su solicitud, puedan certificarse como especialistas en la ejecución de los proyectos de ahorro de energía eléctrica.

Objetivos: Identificar y evaluar a las firmas consultoras y a otros proveedores de servicios energéticos, a fin de determinar si cumplen con las condiciones y requisitos para ser certificados y, con ello, garantizar que los proyectos que desarrollen cumplirán con la calidad necesaria en los aspectos técnicos, financieros y administrativos.

El poder contar con firmas certificadas, las cuales puedan desarrollar proyectos, a través de contratos por desempeño, que contemplan los esquemas de ahorros garantizados y los beneficios compartidos.

Incrementar el interés y los beneficios de los usuarios de los servicios energéticos.

Propiciar una mayor oferta y demanda de proyectos de ahorro de energía eléctrica en empresas e instituciones de los sectores industrial, comercial y de servicios.

El programa aplica a empresas o firmas que realicen proyectos en el ámbito energético, incluyendo: estudios de mercado, diagnósticos energéticos, especificación de equipos y suministro, procuración, instalación, así como medición y comprobación de resultados como consecuencia de la aplicación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica.

El programa tiene apertura para empresas de:

- Proyecto y construcción.
- Servicios de ingeniería y consultoría
- Distribuidoras y/o comercializadoras de equipamiento de alta eficiencia. Las que, invariablemente, deberán contar con el apoyo de personal con conocimientos y experiencia comprobables en proyectos de eficiencia y ahorro de energía eléctrica.

Proceso de Evaluación: El proceso de evaluación se realiza en tres etapas:

1) Evaluación Documental

La CNEC aplica su sistema de certificación de empresas de consultoría afiliadas, para la certificación documental y curricular presentada por las empresas o firmas consultoras. La evaluación documental requiere de la presentación por parte de la empresa o firma consultora de documentos legales tales como: acta constitutiva, estados financieros, declaraciones fiscales, estructura de organización, currículum de la empresa o firma consultora y de sus especialistas principales. La CNEC otorga un certificado y una cédula de verificación como confirmación de que han satisfecho los requisitos establecidos. El resultado positivo de esta primera etapa respaldado por la cédula de verificación y certificado correspondiente de la CNEC, es un requisito para proceder con la Evaluación Técnica y Profesional.

2) Evaluación Técnica

La evaluación técnica es conducida por el FIDE y se integra con el examen de tres aspectos fundamentales:

- Recursos humanos
- Recursos materiales
- Evaluación integral de la firma consultora

En la evaluación de recursos humanos se verifica el desempeño personal y las calificaciones técnicas de los especialistas que colaboran con la firma consultora, en cuanto a:

- Nivel académico y actualización profesional
- Experiencia en materia de capacitación
- Experiencia en el desarrollo de proyectos de ahorro de energía eléctrica
- Trayectoria profesional
- La evaluación de los recursos materiales se basa en el análisis de la infraestructura física de las firmas consultoras para realizar proyectos de ahorro de energía eléctrica, considerando al menos los siguientes aspectos: instalaciones, equipos de medición, equipos de cómputo, programas computacionales para el procesamiento de información

3) Evaluación Integral de la Firma Consultora

En esta etapa, se analiza la capacidad y experiencia de la firma consultora en materia de proyectos de ahorro de energía. La verificación de la capacidad y experiencia de la firma consultora se orienta a evaluar el análisis de los resultados obtenidos en proyectos realizados para el uso racional y eficiente de la energía eléctrica en instalaciones industriales, de servicios y comerciales en diferentes sistemas y usos finales. La evaluación incluye la revisión de referencias del propio FIDE, en lo que se refiere al cumplimiento en la formalidad y oportunidad de la realización de diagnósticos energéticos, aplicación de medidas de ahorro, medición y comprobación de resultados, costos y tiempos aplicados; así como de referencias obtenidas de los usuarios a quienes las empresas consultoras han prestado sus servicios.

Emisión y Entrega del Certificado FIDE-CNEC

Una vez que la empresa o firma consultora cumplió con los requisitos establecidos en el Programa, el Comité de Certificación FIDE-CNEC autorizará el otorgamiento de la certificación y la entrega del certificado correspondiente.

5.3.3 Proyectos de ahorro de energía con el esquema de Empresa de Servicios Energéticos.

Las Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs, por sus siglas en inglés) se han consolidado en una gran cantidad de países desarrollados, ofreciendo a los usuarios de energía la realización de proyectos de ahorro de energía, cogeneración e, inclusive, aprovechamiento de energías renovables, mediante la integración de servicios que cubren los aspectos técnicos y los recursos económicos necesarios para su diseño e implantación. Al elegirse proyectos de alta rentabilidad, la recuperación de la inversión realizada por la ESCO y sus ganancias económicas se obtienen al compartir las reducciones en facturación energética que obtiene el usuario. En términos generales un proyecto ESCO involucrará a la empresa usuaria de energía, la ESCO, una entidad de financiamiento (opcional) y una entidad de apoyo y asistencia técnica (opcional).

En nuestro país las actividades tipo ESCOs son incipientes, pero se ha demostrado que existe un amplio mercado de proyectos de eficiencia energética rentables, al existir un gran número de instalaciones, tanto del sector público como privado, que cuentan con equipos y sistemas que consumen energía de una manera poco eficiente y que generan costos económicos de consideración.

Como apoyo a esto, las instituciones de fomento y asistencia técnica en la materia, y particularmente la **Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)**, con el apoyo del Proyecto Piloto de Acuerdos de **Cooperación Tecnológica (TCAP / NREL)**, busca impulsar el mercado, ofreciendo apoyos orientados a facilitar el desarrollo de proyectos y reducir los costos de transacción asociados.

A continuación se describen las actividades a desarrollar para la realización de un proyecto de ahorro de energía con el esquema ESCO, cubriendo los aspectos más importantes que deberán ser considerados tanto por el dueño de las instalaciones como por la propia ESCO, a fin de asegurar la realización de un proyecto exitoso.

5.3.3.1 Proceso de desarrollo de los proyectos tipo ESCO

En las siguientes secciones se analizan, de manera particular, las etapas necesarias para la realización de proyectos tipo ESCO. El proceso se ha dividido en las siguientes etapas:

1. *Identificación y selección de la contraparte.*
2. *El primer contacto: información, diagnóstico energético preliminar y plan de trabajo.*
3. *Diagnóstico energético y desarrollo de la propuesta de proyecto.*
4. *Firma del Contrato de Desempeño.*
5. *Implantación.*
6. *Cumplimiento de los términos establecidos en el Contrato de Desempeño.*
7. *Término del proyecto y seguimiento.*

Para cubrir dichas etapas, los usuarios de energía y las ESCOs pueden acudir a solicitar ayuda de las instituciones mencionadas, así como los elementos de apoyo que se incluyen en el documento "Elementos de apoyo para la realización de proyectos tipo ESCO en México".

1. *Identificación y selección de la contraparte:*

Una de las actividades más complicadas y consumidoras de recursos económicos en los proyectos de ahorro de energía financiados por ESCOs, es la que implica, para el usuario de

energía, identificar a la ESCOs adecuada, y para la propia ESCO, identificar y lograr una primera entrevista, con el representante, a nivel toma de decisiones, de una empresa usuaria de energía. En ambos casos existe un conjunto de requisitos mínimos esperados, que podemos resumir de la siguiente manera:

a).- Cualidades deseables de la ESCO:

- Tener la capacidad de respuesta y la experiencia necesaria, demostrables preferentemente mediante referencia a proyectos exitosos realizados en tecnologías similares a las existentes en las instalaciones a las que se pretende atender.
- Contar con los recursos económicos o bien con el respaldo y la calidad crediticia que le permitan asegurar la realización del proyecto, sin inversiones por parte usuario de energía, o bien con una participación minoritaria de parte de este.
- Estar en posibilidades de brindar al usuario de energía garantías de desempeño de acuerdo con lo especificado.
- Tener contacto con las instituciones públicas de fomento y asistencia para este tipo de proyectos. Esto permitirá contar con un respaldo institucional que brinde mayor certidumbre al proceso.
- Ser ejecutivo al brindar al usuario de energía una visión clara y completa del esquema ESCO y los alcances propuestos.
- Comprometerse a contemplar en su plan de trabajo los requisitos mínimos especificados en el presente documento.

b).- Cualidades deseables del usuario de energía:

- Tener sensibilidad de la importancia que tiene ahorrar energía en sus instalaciones, como medio para aumenta la eficiencia económica de su empresa.
- Estar dispuesto a involucrar en la negociación a personal con capacidad de toma de decisiones.
- Contar con procesos en los que existan potenciales apreciables de ahorro de energía.

- Tener una estabilidad en el mercado.
- Estar dispuesto, en principio y dadas las condiciones técnicas y legales necesarias, a permitir a la ESCO realizar los diagnósticos pertinentes.

5.3.3.2. Información, diagnóstico energético preliminar y plan de trabajo.

Una vez identificada la ESCO o el usuario de energía, se procederá a establecer el primer contacto, en el cual se abordarán, cuando menos, los siguientes aspectos:

- Presentación de ambas partes, refiriéndose a las cualidades deseables de las mismas.
- Especificación, de manera general por parte del usuario de energía, del grado de interés para el desarrollo de proyectos de ahorro de energía, características de la empresa y necesidades identificadas, entre otras.
- Especificación, de manera general por parte de la ESCO, de los alcances de los trabajos que está en posibilidades de realizar, requerimientos que para ello solicitará al usuario de energía y plan de trabajo preliminar para las primeras etapas del proceso.

Cabe destacar que el primer contacto reviste una gran importancia, por lo que es deseable que ambas partes compartan toda la información pertinente que tengan a su disposición, especificando en que casos debe ser tratada de manera confidencial; es importante resaltar que, en la mayor parte de los casos, la ESCO requerirá al usuario de energía información de su facturación energética, necesaria para la evaluación preliminar del potencial de ahorro. La CONAE pone a disposición de usuarios de energía y ESCOs personal que puede participar en las reuniones iniciales, a fin de facilitar el proceso y brindar los elementos que se consideren necesarios para aumentar la certidumbre. Como parte de esta etapa se contempla la realización del diagnóstico energético preliminar, el cual permitirá a la ESCO identificar los sistemas y procesos a considerar, obteniendo una primera aproximación de los potenciales de ahorro de energía y las inversiones necesarias, para lo cual será necesario realizar una visita a las instalaciones y, probablemente, tomar algunas mediciones y contar con información de la facturación energética.

Con base en los acuerdos tomados en los primeros contactos y en el análisis de la información recabada, la ESCO deberá poner a consideración del usuario de energía, en un plazo preestablecido, un plan de trabajo, conteniendo la propuesta de las acciones a realizar en la siguiente etapa. Dicho plan deberá especificar los compromisos de la ESCO y sus requerimientos, tanto de información como de acceso a las instalaciones. En algunos casos, y de acuerdo con las necesidades de ambas partes, puede considerarse pertinente la firma de una carta de intención que, aunque no tenga un carácter legal, sirva de referencia a ambas partes para futuras negociaciones en relación con aspectos tales como la confidencialidad de la información, garantía de exclusividad del diagnóstico energético, condiciones especiales para el acceso a las instalaciones, etc.

5.3.3.3. Diagnóstico energético y desarrollo de la propuesta de proyecto.

Habiendo la ESCO presentado el plan de trabajo y siendo aprobado por el usuario de energía, se procederá a realizar el diagnóstico energético, en el que la ESCO cuantificará, de manera mucho más precisa que en la etapa anterior, los potenciales de ahorro de energía de los sistemas y procesos susceptibles de participar en el proyecto, así como el monto de las inversiones necesarias, su rentabilidad y los aspectos adicionales que deberán ser considerados para las etapas de implantación y operación del mismo, tales como capacitación del personal, garantías especiales, etc.

Para la realización del diagnóstico energético la ESCO realizará visitas de inspección a las instalaciones, solicitará información detallada de los equipos y sistemas, y sostendrá entrevistas con personal de la empresa, a fin de comprender los aspectos técnicos relacionados con los procesos productivos, la operación y mantenimiento de los sistemas, y las restricciones y consideraciones especiales que deberán ser tomadas en cuenta para el diseño de la propuesta de proyecto. Una vez finalizado el diagnóstico energético, la ESCO deberá desarrollar la propuesta del proyecto que será presentado al usuario de energía junto con el Contrato de Desempeño. Dicha propuesta deberá contener, además de una descripción y análisis de los sistemas, la propuesta de las modificaciones específicas a realizar en la etapa de implantación, las necesidades adicionales durante la etapa de operación, la cuantificación de las inversiones a realizar y los ahorros esperados durante la vida útil del proyecto.

5.3.3.4 Firma del contrato de Desempeño.

Desde el punto de vista legal y económico-financiero la etapa más crítica para la negociación del proyecto entre la ESCO y el usuario de energía es, sin duda, la del desarrollo y firma del Contrato de Desempeño, que es el instrumento legal donde se plasma el compromiso de ambas partes en todos los aspectos relacionados con el proyecto a desarrollar, *incluyendo los aspectos contractuales, económico-financieros y técnicos*⁶.

- **Aspectos contractuales** que incluyen, entre otras, las condiciones legales, la definición de criterios de confidencialidad, la especificación de los motivos y modalidades de cancelación del contrato, las condiciones en que se operará durante el periodo de contrato (después de la implantación y antes de la terminación del contrato), la definición de la propiedad de los equipos y sistemas en las diversas etapas y la fórmula a utilizar para la distribución de los ahorros económicos, así como las consideraciones a tomar en cuenta en casos de desvío a los ahorros económicos obtenidos (ahorros mayores o menores de lo previsto).

- **Aspectos económico financieros**, en los que se define el monto del contrato, la participación de los actores en la provisión del financiamiento, el programa de pagos, la existencia (cuando aplique) de fuentes adicionales de financiamiento, los requerimientos del fondeador, los impuestos aplicables y su forma de pago, propiedad y valor de rescate de los equipos, etc.

- **Aspectos tecnológicos** que, contenidos en un anexo técnico, deberán incluir el diagnóstico energético, la propuesta de proyecto y la definición del protocolo que se utilizará para la Medición y Verificación de los ahorros energéticos generados por el proyecto.

Cabe destacar que, el contrato de desempeño puede estar integrado en un solo documento, o bien constar de varios que se aboquen, respectivamente a los siguientes aspectos:

- **Arrendamiento de los equipos.** Contrato que tendrá una duración igual a la del tiempo necesario para obtener la recuperación de la inversión y las utilidades de la ESCO.
- **Transacción de compra-venta.** Contrato que aplica al término del periodo anteriormente citado y que, en algunos casos, se puede considerar como

⁶ Guía para la realización de proyectos de ahorro de energía con el esquema de Empresa de Servicios Energéticos (ESCO); Comisión Nacional par el Ahorro de Energía; Dirección de Financiamiento y Medio Ambiente

opcional, lo cuál implica que la compra-venta se realizará solamente en caso de que el usuario de energía lo apruebe.

- **Financiamiento.** Se especifican las condiciones en las que se dará el financiamiento, incluyendo los requerimientos tales como garantías, plazos, tasas de interés, etc.
- **Garantías.** Contiene la definición de cuáles son las garantías con que contará el proyecto en sus diversas etapas y para diversos conceptos.

5.3.3.5 Implantación

La etapa de implantación del proyecto de ahorro de energía, que abarca desde la compra de los equipos y sistemas necesarios hasta la terminación de la instalación de los mismos y su puesta en operación, se realizará de acuerdo con los lineamientos especificados en el contrato de desempeño y abarca las siguientes actividades:

- Compra de los equipos y sistemas por parte de la ESCO.
- Instalación de los mismos, cuidando de definir adecuadamente las condiciones en las que el personal de la ESCO tendrá acceso a instalaciones, las restricciones y modalidades de las actividades a desarrollar en las instalaciones y la participación del personal propio del usuario de energía.
- Disposición de los equipos y sistemas reemplazados, definiendo la forma en que se realizará, el responsable de hacerlo, el sitio de disposición final y la propiedad de los mismos, en caso de considerarse requerirse.
- En caso de considerarse necesario, la ESCO dará de capacitación al personal del usuario de energía para la posterior operación y mantenimiento de los equipos y sistemas instalados.
- Prueba de las condiciones de operación.
- Entrega de la ESCO de las instalaciones al usuario de energía, realizando una comprobación de funcionamiento y proporcionando la documentación necesaria, tanto en lo relativo a manuales de uso como a garantías de equipos y demás.

5.3.3.6 Cumplimiento de los términos establecidos en el Contrato de Desempeño.

El periodo de contrato tiene una duración, especificada por las partes en el Contrato de Desempeño, que debe ser menor a la vida útil de los equipos y sistemas, pero suficiente para que la ESCO, compartiendo con el usuario de energía los ahorros económicos generados, recupere su inversión y obtenga beneficios adecuados desde ambos puntos de vista. Durante este periodo, ambas partes son, en cierta manera, socios tanto en la facturación energética como en la operación y mantenimiento. Por lo anterior, es muy importante referirse al Contrato de Desempeño, donde se especifican las responsabilidades de cada una de las partes en esta etapa, que es la más larga de la relación cliente proveedor. Las actividades a realizar en esta etapa son las siguientes:

- Operación de los equipos y sistemas, que será realizada por personal del usuario de energía, bajo las condiciones especificadas en el Contrato de Desempeño y siempre dentro de lo indicado en los manuales de operación
- Mantenimiento, que será realizado por personal del usuario de energía o bien por la ESCO, de acuerdo a lo convenido en el Contrato de Desempeño. Al igual que en el punto anterior, esto se realizará de acuerdo a las especificaciones pertinentes. Cabe mencionar que es muy importante, tanto en esta actividad como en la anterior, mantener una estrecha comunicación entre ambas partes, informando de cualquier falla o desviación de las condiciones normales, a fin de evitar conflictos posteriores.
- Medición y Verificación de los ahorros de energía obtenidos por el proyecto, que serán hecho por quien se haya acordado en el Contrato de Desempeño y de acuerdo con Protocolo en él indicado.
- Evaluación de los ahorros económicos generados, de acuerdo con lo calculado en el punto anterior y considerando las tarifas y precios vigentes, o bien de la manera en que se haya definido en el Contrato de Desempeño.
- Pago, por parte del usuario, de la fracción de los ahorros económicos que corresponden como pago de los servicios de la ESCO, esto también se realizará de acuerdo con lo especificado en el Contrato de Desempeño.

5.3.3.7 Término del proyecto y seguimiento.

Al finalizar la etapa de operación del proyecto, cuya duración fue definida en el Contrato de Desempeño, se procederá a realizar el cierre del proyecto, que algunas veces involucrará, la firma de un contrato de compra-venta. En adelante y hasta la terminación de la vida útil de los equipos y sistemas, la ESCO no tendrá ninguna participación en los ahorros económicos generados, pero seguirá siendo co-responsable del correcto funcionamiento de los equipos y sistemas, de acuerdo con lo especificado en el Contrato.

En caso de desviaciones respecto de las condiciones de operación prometidas en el Contrato, el usuario de energía podrá solicitar las aclaraciones pertinentes de parte de la ESCO y, en su caso, reclamar las garantías especificadas. Sin embargo, es importante destacar que el usuario de energía deberá garantizar a su vez la correcta operación y mantenimiento de los equipos y sistemas.⁷

⁷ Guía para la realización de proyectos de ahorro de energía con el esquema de Empresa de Servicios Energéticos (ESCO); Comisión Nacional par el Ahorro de Energía; Dirección de Financiamiento y Medio Ambiente

Conclusión.

La importancia de este capítulo se ha centrado en la promoción de acciones y proyectos que repercutan en una cultura de ahorro y uso eficiente de energía, acorde con las cualidades de cada región del país, instrumentando acciones en materia de las técnicas de control de demanda y en los campos de acción como lo son iluminación, consumo de electricidad y aire, aparatos electrodomésticos, instalaciones eléctricas y aire acondicionado en beneficio de la economía.

Se debe continuar desarrollando acciones que permitan incrementar la productividad y competitividad del sector industrial nacional, y a su vez fomenten el ahorro de energía y protección al ambiente, para lo que debe contar con programas dirigidos a grandes corporativos y a pequeñas y medianas empresas, incluyendo el sector comercial y de servicios.

La SENER, en coordinación con la CONAE, como encargadas de promover y de contribuir al fortalecimiento y consolidación de las Empresas de Servicios Energéticos (ESCOs), han propiciado las condiciones necesarias para la realización de proyectos de ahorro de energía y aprovechamiento de energías renovables, basados en los esquemas de Contratos de Desempeño y de servicios externos, en los sectores privado y público. Para fomentar el crecimiento de ESCOs, considero que se deberá tomar particular interés en el desarrollo de proyectos piloto en entidades, con objeto de verificar la factibilidad de realizar un proyecto de estas características, la difusión del esquema de Contratos de Desempeño y de las empresas ESCOs entre usuarios de energía en diversas regiones del país y además apoyar la realización de alianzas estratégicas entre ESCOs, empresas de consultoría e instituciones que ofrecen financiamiento a este tipo de proyectos, desarrollando información y herramientas que permitan facilitar el proceso de negociación e implantación de proyectos basados en Contratos de Desempeño y servicios externos.

Se debe tener contemplada como acción prioritaria la promoción, coordinación y concertación de los sectores público, social y privado, para continuar apoyando a los gobiernos de los estados y municipios en la identificación, cuantificación, análisis e instrumentación de programas, proyectos y acciones a nivel estatal en materia de eficiencia energética y aprovechamiento de las energías renovables, a través de los organismos creados para tal efecto.

CONCLUSION GENERAL.

Al final de este trabajo se ha conseguido en forma organizada una descripción de los conceptos mas significativos relacionados con la calidad del suministro de energía eléctrica y la importancia que demanda hoy en día el tema relacionado al ahorro del recurso energético, no olvidando hacer énfasis y fijar especial interés en el caso práctico que motiva este trabajo con relación a las instalaciones de Posgrado de Ingeniería y aledañas ubicadas en Ciudad Universitaria.

Respecto al tema de calidad de energía, se han presentado los conceptos que describen el origen de las diversas perturbaciones así como los efectos de mayor relevancia que tienen sobre los sistemas eléctricos, con el conocimiento de los aspectos generales de sus causas, consecuencias, capacidades de monitoreo y medición, se tiene las herramientas fundamentales para llegar a prevenir y tomar las medidas que ayuden a minimizar la aparición de las afectaciones consiguiendo una operación efectiva y segura de los sistemas eléctricos.

Con apoyo en la base teórica recopilada, establecimiento de los alcances del monitoreo y elección de una metodología, se ha llevado a cabo el diagnóstico de la condición del suministro en las instalaciones bajo estudio teniendo registro de su configuración, características eléctricas y de consumo; resultado de este reporte y como medida para erradicar las anomalías encontradas, se describen y comparan los dispositivos así como las tecnologías disponibles para compensar los problemas de Calidad de Energía asociados.

El análisis de información obtenida con relación al consumo energético describe a los sistemas eléctricos bajo estudio en condiciones de ahorro de energía deficientes, atribuyendo esta condición a un erróneo dimensionamiento inicial de la capacidad de carga, falta de medidas bajo el control en la demanda que identifique y actúe en base al consumo horario, incorporación de nuevas tecnologías en iluminación, falta de información sobre la configuración eléctrica en el interior de los inmuebles e historiales de consumo. Extrapolando la situación al aumento de las tarifas eléctricas, el mal uso de la energía, la falta de mantenimiento así como la falta de inversión para mejorar las anomalías, se hace impostergable la necesidad de plantear una política creando programas de ahorro de energía, inclusive impulsando y apoyando a los ya existentes a todos los niveles de las instituciones de Ciudad Universitaria, esto ayudará a tomar conciencia y comenzar a optimizar el consumo de energía. En lo que respecta al Mega Proyecto **"La Ciudad Universitaria y la Energía"**, se ha tomado la iniciativa para tratar de disminuir los consumo de energía por concepto de iluminación, acondicionamiento ambiental de los inmuebles, balance de los sistemas, anomalías técnicas de su configuración así como la obtención de los recursos energéticos de manera innovadora y mas eficiente.

No de manera detallada, pero si destacada, se ha tratado en el desarrollo de este trabajo alternativas y medidas importantes a manera de promover y favorecer el tema de ahorro de energía eléctrica, tal es el caso de los sistemas de cogeneración, uso de energías renovables diseño bioclimático, alternativas para aumentar la eficiencia de los sistemas de acondicionamiento ambiental, incorporación de tecnologías en Iluminación y motores logrando beneficios directos sobre costos de operación y mantenimiento e indirectos en un estrato social contribuyendo a la conservación del medio ambiente.

Además de la evaluación de los consumos energéticos por concepto de electricidad y análisis de los costos que genera para los sectores productivos, se ha demostrado que la implementación de las medidas que fomentan el ahorro de energía han resultado benéficas para el desarrollo técnico, innovación y modernización tecnológica y sobre todo disminución de costos operativos, ya que se consigue una recuperación económica de la inversión inicial a corto o mediano plazo basándose en la disminución del monto reflejado sobre la facturación eléctrica. Por su parte, se han tratado los conceptos en los que se basa la facturación eléctrica a modo de plasmar la base teórica para la obtención del costo de la misma, esto implica la descripción de las distintas tarifas horarias en base a una categorías de carga, región del país y horario del consumo, así como los factores que implica la aritmética para la obtención del monto.

Se ha llegado a describir las actividades de organizaciones gubernamentales y comisiones responsables del buen aprovechamiento de los recursos energéticos a nivel país, de aquellas cuya labor es el fomento de técnicas sobre ahorro de energía en México y aquellas que propician las condiciones necesarias para la realización de proyectos de ahorro de energía e impulso de energías renovables.

Bibliografía

Libros y publicaciones:

- Enríquez Harper Gilberto; "El abc de la calidad de la Energía Eléctrica", editorial Limusa S.A. de C.V .México D.F. 2004.
- Dugan Roger C, Granaghan, Mar; Electrical Power Systems Quality. Ed. Mc Graw Hill.
- William H. Hayt, Jr. Jack E. Kemmerly, "Análisis de circuitos en ingeniería," McGraw-Hill, 1993.
- Practical guide to Quality Power for Sensitive Electronic Equipment EC & M, Mayo 1994.
- G. T. Heydt, "Electric Power Quality". West LaFayette: Stars in a Circle Publications, 1991.
- Michaels Kenneth M. "Effective grounding of electrical systems." Part 2 EC & M, Febrero 1994.
- Mark Waller, "Harmonics, a field handbook for the Professional and the Novice," PROMPT Publications, 1994.
- A. Llamas, A. Tejada, "Transformador Delta Estrella con Cargas No Lineales Monofásicas, " Artículo de divulgación del Programa de Graduados en Ingeniería, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITESM, 1996.
- American National Standard ANSI/IEEE C57.110-1986, "Recommended Practices for Establishing Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Current". New York: IEEE Press, 1988.
- Brown, Eugene , "Cutting Harmonics: More Phases Are Better", July-August '91.
- Weiss, Ed Prime Computer Isolation Transformer-TVSS Approach Enhances Computer Site Power Quality Premier V '90.
- Curlett, John —Consultant; Design and Performance of Harmonic Filters, Premier VI '90.
- Bird, Anthony O. Atlantic Scientific Corporation Strategic Application of Surge Protection Devices Enhances Facility Power Quality July-August '94.
- Hansell, Charles D. —Charles D. Hansell Consultants Inc. The MiniFortress Concept for Surge Protection September-October '92.
- Clark, O. Melville :General Semiconductor Industries Inc. Multilocation Surge Protection for Commercial and Industrial Environments.
- Chapman, Ron; Advanced Protection Technologies TVSS Clamping Voltage: A Closer Look.
- Swanson, Keith . Joslyn Electronic Systems Corporation; Current and Future Surge Protection Technology.
- ANSI/IEEE C110-1986 Recommended practice for establishing transformer capability when supplying nonsinusoidal load current
- Stanley Wolf and Richard F.M. Smith, "Guía para mediciones eléctricas y prácticas de laboratorio,"Prentice Hall, 1992, ISBN 968-880-224-7.
- IEEE Std.519-1992 Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems
- Llamas, ¿Qué son las armónicas ?, ITESM Campus Monterrey.
- Linders J. R; "Electric Wave Distortions: Their Hidden Costs and Containment," IEEE Transactions on Industry Applications.
- IEEE Std.519-1992 Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems.

- G. Lemieux, "Power System Harmonic Resonance - A Documented Case," IEEE Transactions on Industry Applications.
- Melhorn, Mc Granaghan; "Interpretation and Analysis of Power Quality Measurements" IEEE transactions on industry applications vol. 31, No. 6 November/December 1995.
- J. R. Linders, "Electric Wave Distortions: Their Hidden Costs and Containment," IEEE Transactions on Industry Applications, Sept./Oct., 1979.
- L. W. Pierce, "Transformer Design and Application Consideration for Nonsinusoidal Load Currents," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 32, NO. 3, pp. 633-645, May/June, 1996.
- G. W. Massey, "Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, NO. 3, pp. 513-519, May/June, 1995.
- G. W. Massey, "Power Distribution Systems Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, NO. 3, pp. 513-519, may/June, 1995.
- IEEE Power Engineering Society, IEEE Std. 112-1991: IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators. New York: IEEE Press, 1991.
- E . A. Klingshirn, H. E. Jordan, "Polyphase Induction Motor Performance and Losses on nonsinusoidal Voltage Sources," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS 87, NO. 3, pp. 624-631, March, 1968.
- IEEE Std 1100-1992, "IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive electronic Equipment, (IEEE Emerald Book)," Power Systems Engineering Committee of the IEEE Industry Applications Society, ISBN: 1-55937-231-1.
- F.D. Martzloff, "Coordination of surge protectors in low-voltage AC power circuits," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 1 Jan/Feb 1980.

Páginas Web.

www.soler-palau.com

www.conae.gob.mx

www.cfe.gob.mx

www.lfc.gob.mx

www.fide.org.mx

www.ieee.org.mx

www.apcc.com

ANEXO 1**Gráficas: edificio Bernardo Quintana "A".****Tensión**

Gráfica 1.1.1- Tensión Línea A

Gráfica 1.1.2- Tensión Línea B

Gráfica 1.1.3- Tensión Línea C

Gráfica 1.1.4- Tensión máxima Línea A

Gráfica 1.1.5- Tensión máxima Línea B

Gráfica 1.1.6- Tensión máxima Línea C

Gráfica 1.1.7- Tensión mínima Línea A

Gráfica 1.1.8- Tensión mínima Línea B

Gráfica 1.1.9- Tensión mínima Línea C

Corriente.

Gráfica 1.2.1- Corriente Línea A

Gráfica 1.2.2- Corriente Línea B

Gráfica 1.2.3- Corriente Línea C

Gráfica 1.2.4- Corriente máxima Línea A

Gráfica 1.2.5- Corriente máxima Línea B

Gráfica 1.2.6- Corriente máxima Línea C

Gráfica 1.2.7- Corriente mínima Línea A

Gráfica 1.2.8- Corriente mínima Línea B

Gráfica 1.2.9- Corriente mínima Línea C

Potencia

Gráfica 1.3.1- Potencia activa Línea A

Gráfica 1.3.2- Potencia activa Línea B

Gráfica 1.3.3- Potencia activa Línea C

Gráfica 1.3.4- Potencia activa Trifásica

Gráfica 1.3.5- Potencia inductiva Línea A

Gráfica 1.3.6- Potencia inductiva Línea B

Gráfica 1.3.7- Potencia inductiva Línea C

Gráfica 1.3.8- Potencia inductiva Trifásica

Factor de Potencia.

Gráfica 1.4.1- Factor de Potencia Línea A

Gráfica 1.4.2- Factor de Potencia Línea B

Gráfica 1.4.3- Factor de Potencia Línea C

Gráfica 1.4.4- Factor de Potencia Trifásico

Energías Consumidas Puntuales.

Gráfica 1.5.1- Consumo puntual Lunes

Gráfica 1.5.2- Consumo puntual Martes

Gráfica 1.5.3- Consumo puntual Miércoles

Gráfica 1.5.4- Consumo puntual Jueves

Gráfica 1.5.5- Consumo puntual Viernes

Gráfica 1.5.6- Consumo puntual Sábado

Gráfica 1.5.7- Consumo puntual Domingo

Consumo acumulado por horario.

Gráfica 1.6.1- Consumo base Lunes

Gráfica 1.6.2- Consumo base Martes

Gráfica 1.6.3- Consumo base Miércoles

Gráfica 1.6.4- Consumo base Jueves

Gráfica 1.6.5- Consumo base Viernes

Gráfica 1.6.6- Consumo base Sábado

Gráfica 1.6.7- Consumo base Domingo

Gráfica 1.6.8- Consumo Intermedio Lunes

Gráfica 1.6.9- Consumo Intermedio Martes

Gráfica 1.6.10- Consumo Intermedio Miércoles

Gráfica 1.6.11- Consumo Intermedio Jueves

Gráfica 1.6.12- Consumo Intermedio Viernes

Gráfica 1.6.13- Consumo Intermedio Sábado

Gráfica 1.6.14- Consumo Intermedio Domingo

Gráfica 1.6.15- Consumo Punta Lunes

Gráfica 1.6.16- Consumo Punta Martes

Gráfica 1.6.17- Consumo Punta Miércoles

Gráfica 1.6.18- Consumo Punta Jueves

Gráfica 1.6.19- Consumo Punta Viernes

Gráfica 1.6.20- Consumo Punta Sábado

Gráfica 1.6.21- Consumo Semanal Base

Gráfica 1.6.22- Consumo Mensual Base

Gráfica 1.6.23- Consumo Semanal Intermedio

Gráfica 1.6.24- Consumo Mensual Intermedio

Gráfica 1.6.25- Consumo Semanal Punta

Gráfica 1.6.26- Consumo Mensual Punta

Gráfica 1.6.25- Consumo Semanal Total

Gráfica 1.6.26- Consumo Mensual Total

Frecuencia

Gráfica 1.7.1- Frecuencia.

Armónicas.

Gráfica 1.8.1-Muestra de forma de Onda 1

Gráfica 1.8.2-Armónicos de forma de Onda 1

Gráfica 1.8.3-Muestra de forma de Onda 2

Gráfica 1.8.4-Armónicos de forma de Onda 2

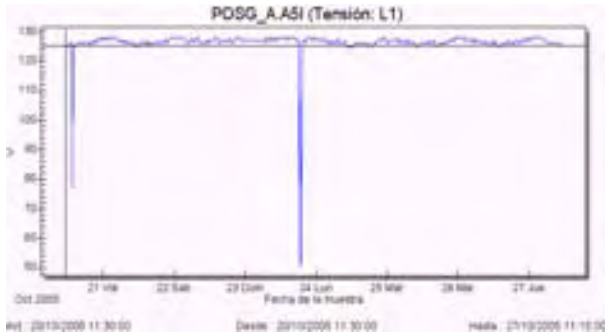
Gráfica 1.8.5-Muestra de forma de Onda 3

Gráfica 1.8.6-Armónicos de forma de Onda 3

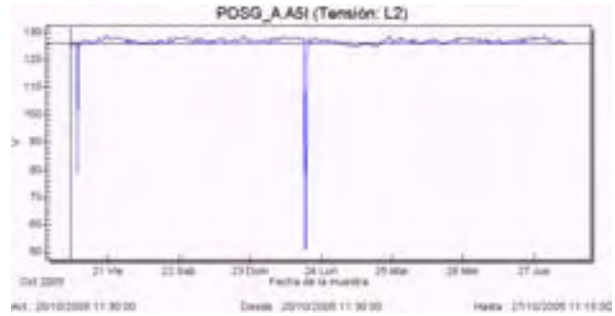
Gráfica 1.8.7-Tasa de distorsión Armónica.

Gráfica 1.8.8-Gráfica RMS voltaje y corriente.

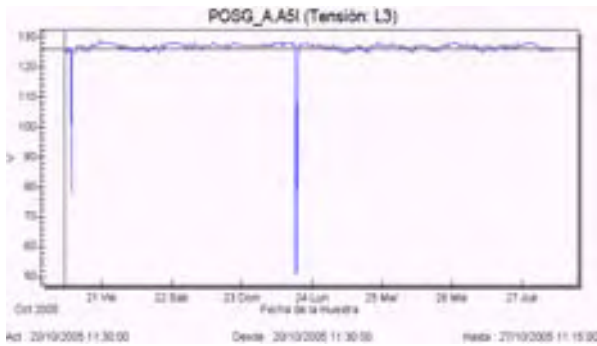
1.1 Tensión



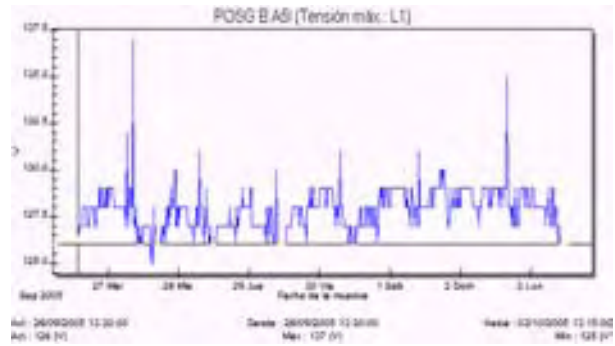
Gráfica 1.1.1- Tensión Línea A



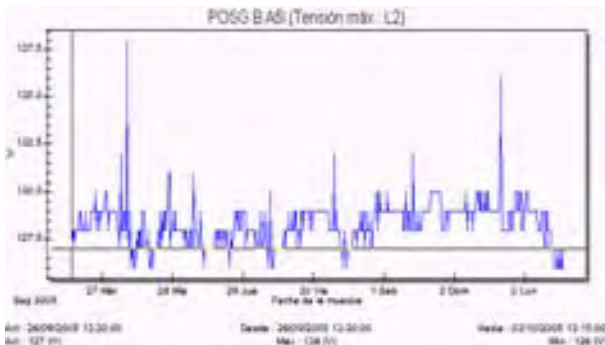
Gráfica 1.1.2- Tensión Línea B



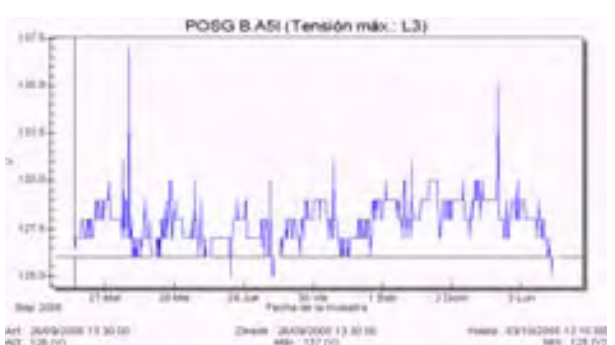
Gráfica 1.1.3- Tensión Línea C



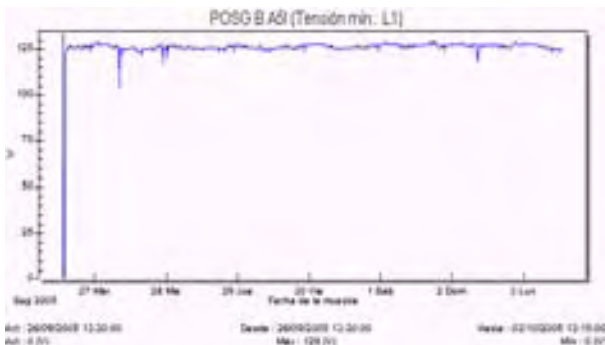
Gráfica 1.1.4- Tensión máxima Línea A



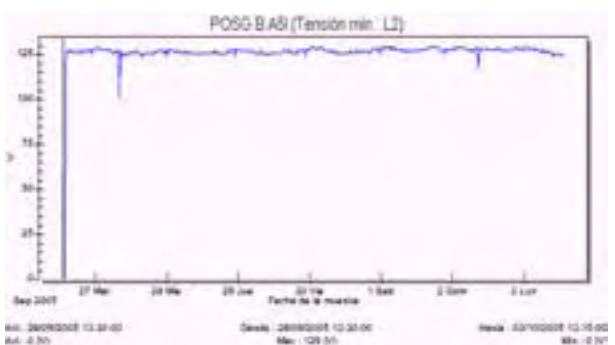
Gráfica 1.1.5- Tensión máxima Línea B



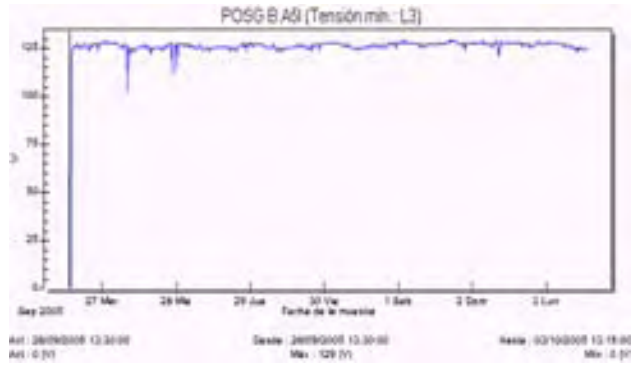
Gráfica 1.1.6- Tensión máxima Línea C



Gráfica 1.1.7- Tensión mínima Línea A

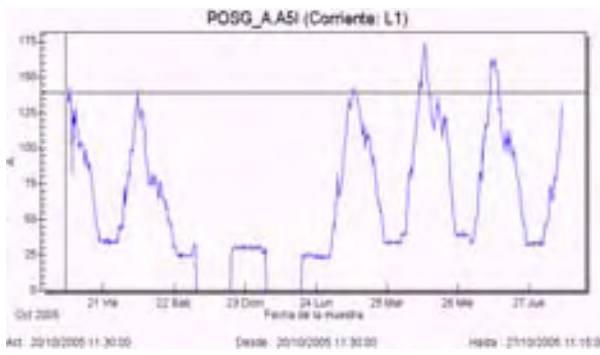


Gráfica 1.1.8- Tensión mínima Línea B

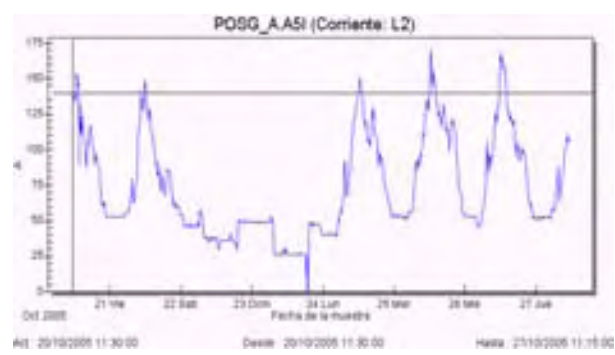


Gráfica 1.1.9- Tensión mínima Línea C

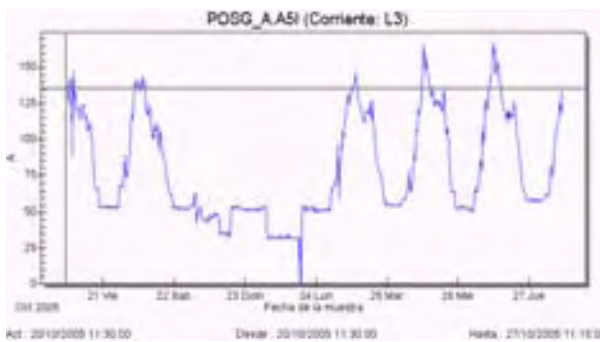
1.2 Corriente.



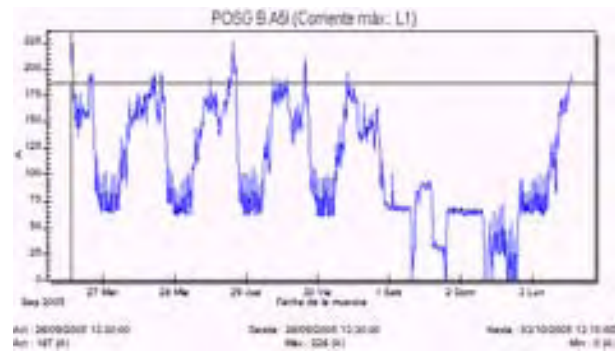
Gráfica 1.2.1- Corriente Línea A



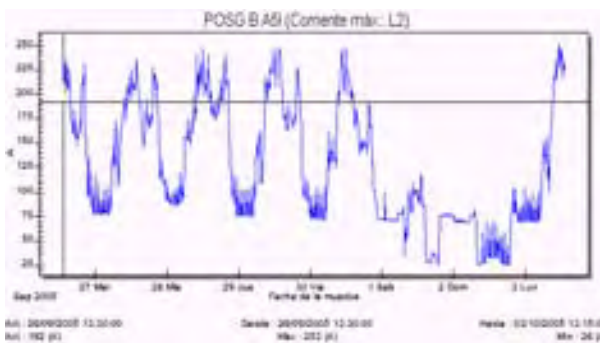
Gráfica 1.2.2- Corriente Línea B



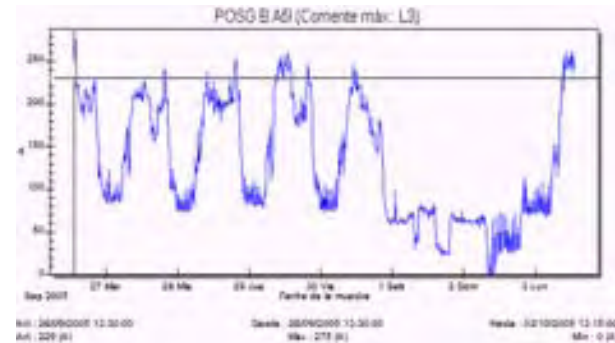
Gráfica 1.2.3- Corriente Línea C



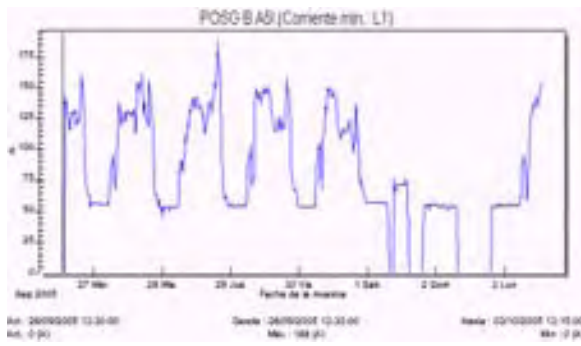
Gráfica 1.2.4- Corriente máxima Línea A



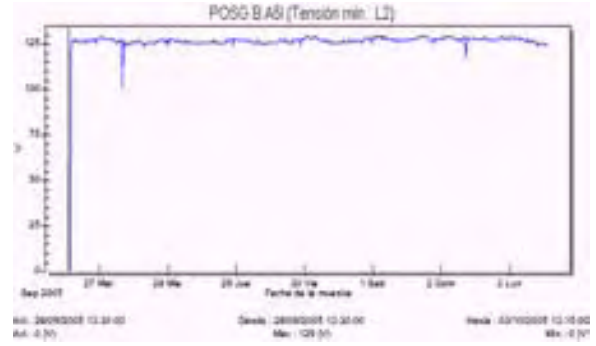
Gráfica 1.2.5- Corriente máxima Línea B



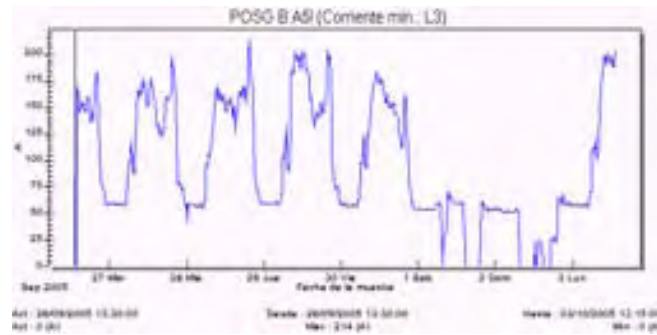
Gráfica 1.2.6- Corriente máxima Línea C



Gráfica 1.2.7- Corriente mínima Línea A

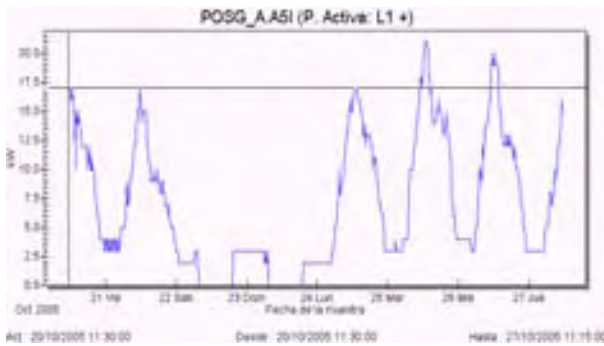


Gráfica 1.2.8- Corriente mínima Línea B

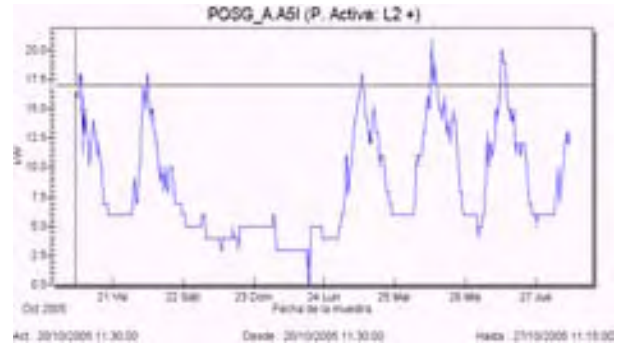


Gráfica 1.2.9- Corriente mínima Línea C

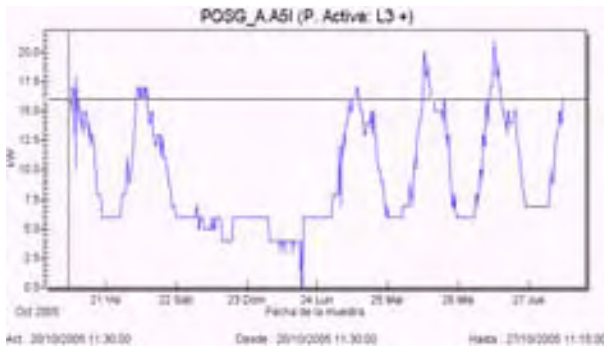
1.3 Potencia



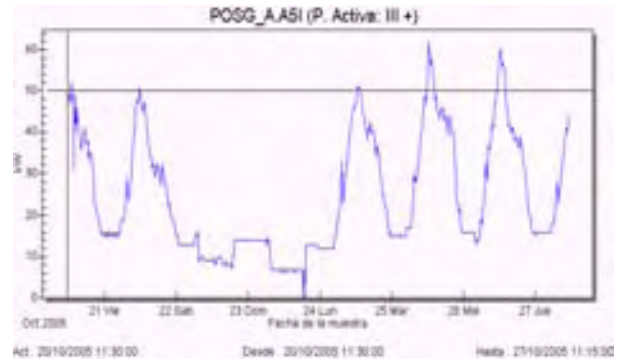
Gráfica 1.3.1- Potencia activa Línea A



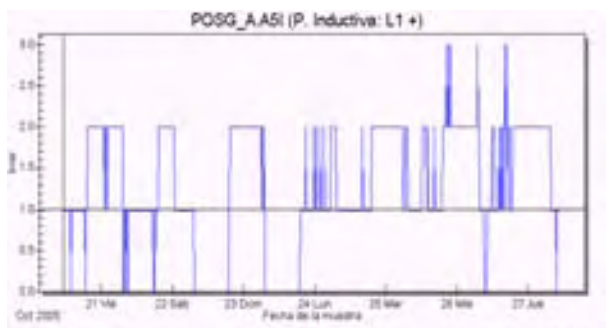
Gráfica 1.3.2- Potencia activa Línea B



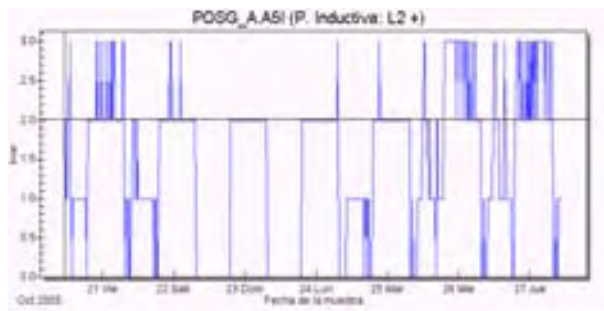
Gráfica 1.3.3- Potencia activa Línea C



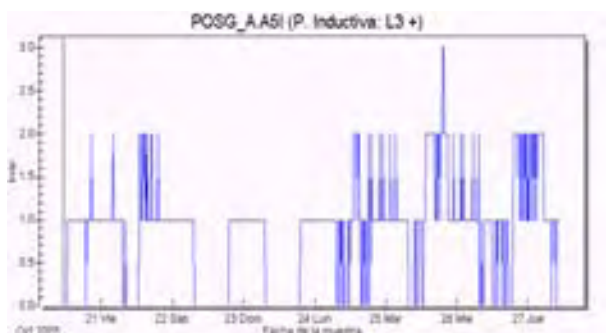
Gráfica 1.3.4- Potencia activa Trifásica



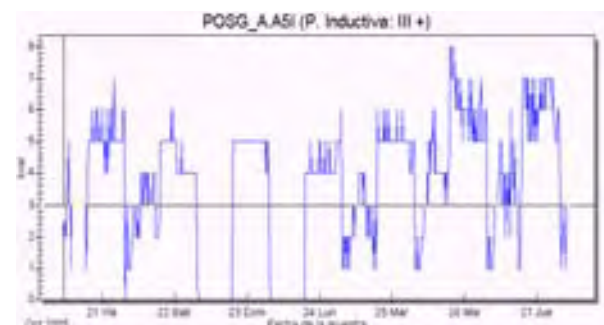
Gráfica 1.3.5- Potencia inductiva Línea A



Gráfica 1.3.6- Potencia inductiva Línea B

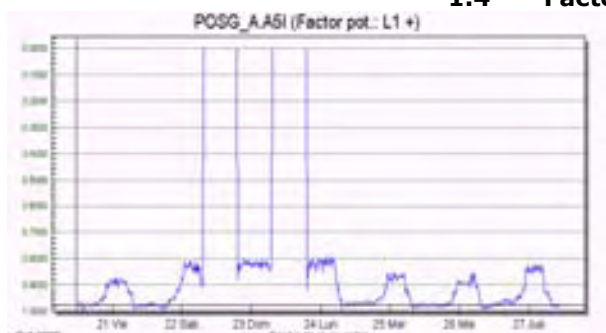


Gráfica 1.3.7- Potencia inductiva Línea C

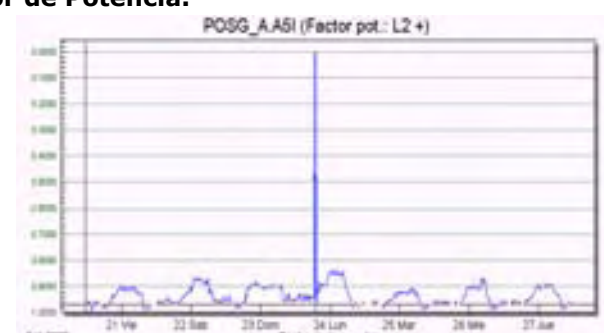


Gráfica 1.3.8- Potencia inductiva Trifásica

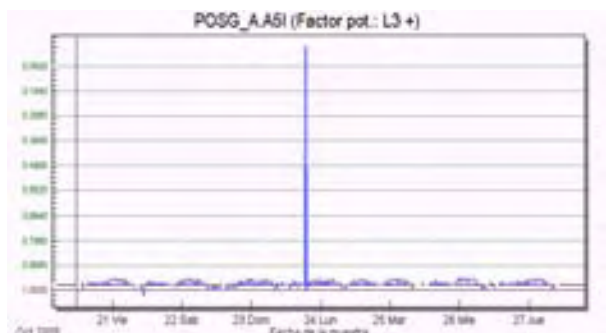
1.4 Factor de Potencia.



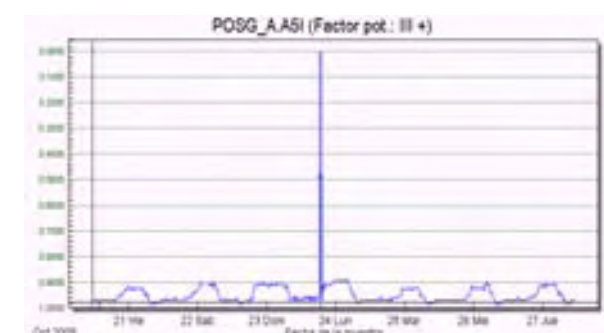
Gráfica 1.4.1- Factor de Potencia Línea A



Gráfica 1.4.2- Factor de Potencia Línea B

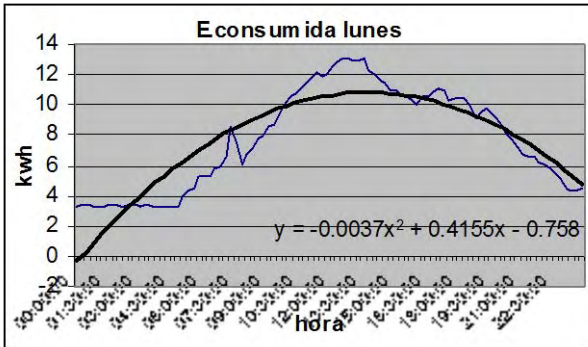


Gráfica 1.4.3- Factor de Potencia Línea C

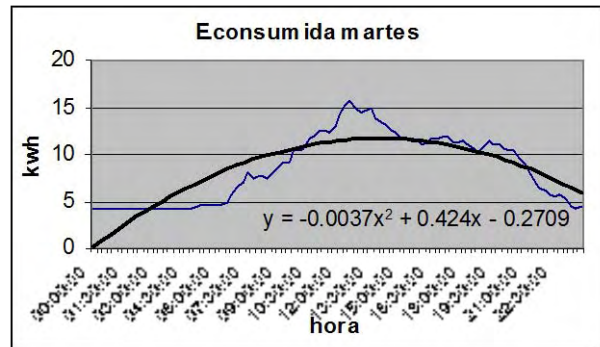


Gráfica 1.4.4- Factor de Potencia Trifásico

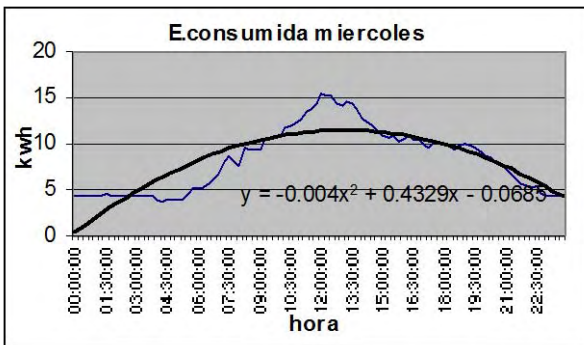
1.5 Energías Consumidas Puntuales.



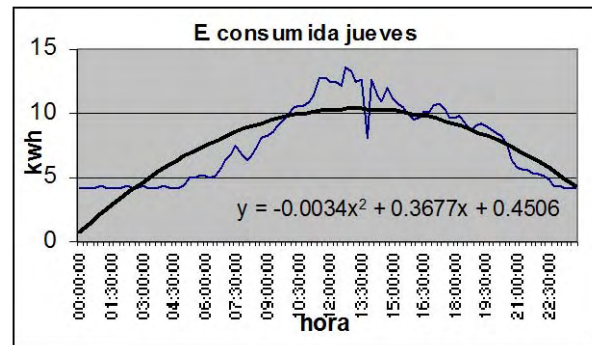
Gráfica 1.5.1- Consumo puntual Lunes



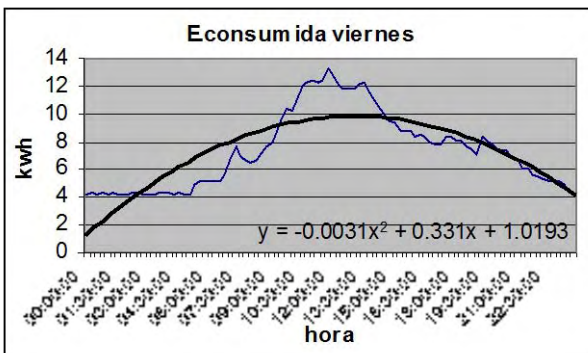
Gráfica 1.5.2- Consumo puntual Martes



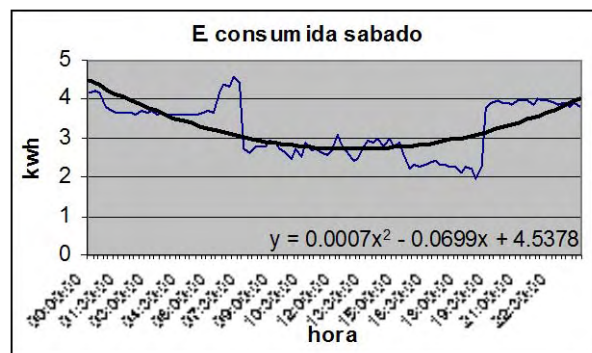
Gráfica 1.5.3- Consumo puntual Miércoles



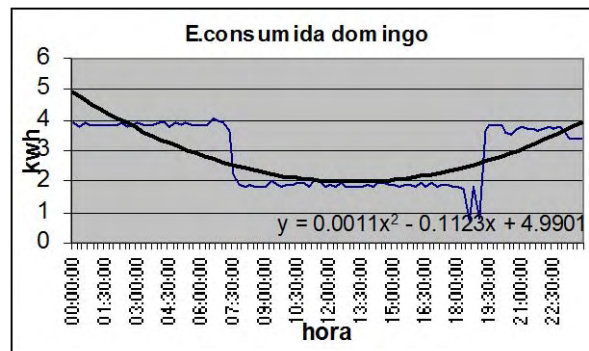
Gráfica 1.5.4- Consumo puntual Jueves



Gráfica 1.5.5- Consumo puntual Viernes

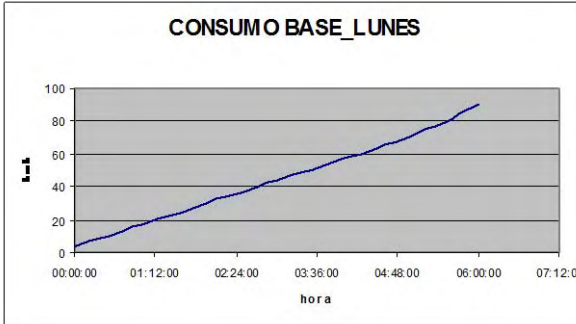


Gráfica 1.5.6- Consumo puntual Sábado

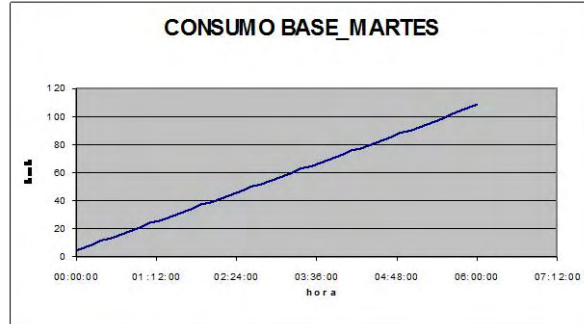


Gráfica 1.5.7- Consumo puntual Domingo

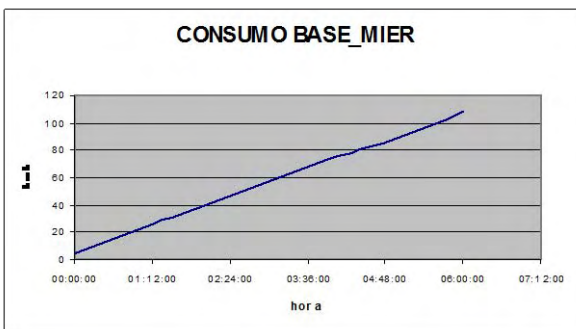
1.6 Consumo acumulado por horario.



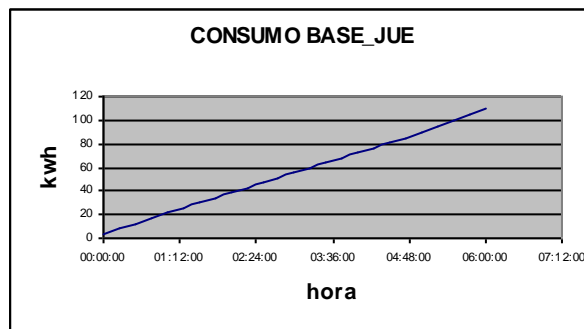
Gráfica 1.6.1- Consumo base Lunes



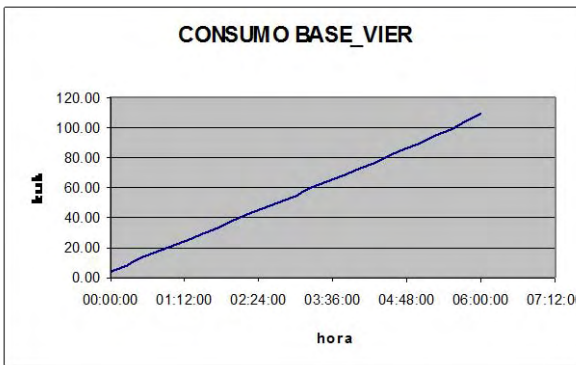
Gráfica 1.6.2- Consumo base Martes



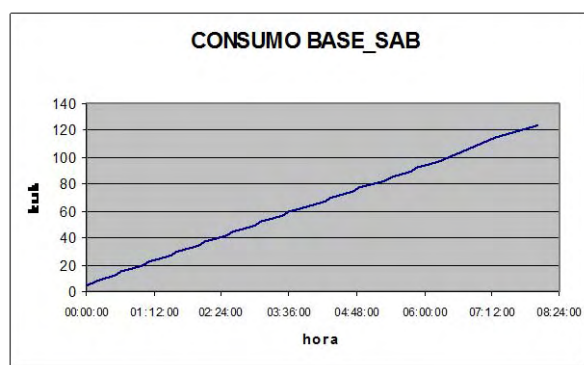
Gráfica 1.6.3- Consumo base Miércoles



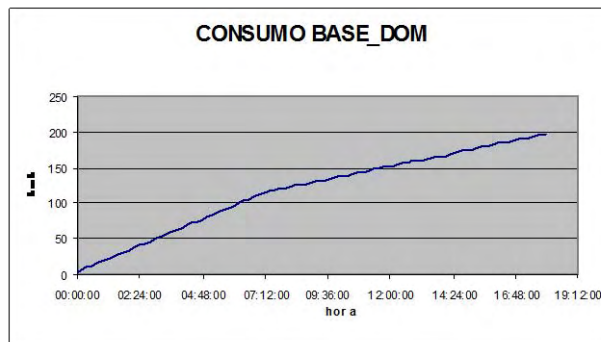
Gráfica 1.6.4- Consumo base Jueves



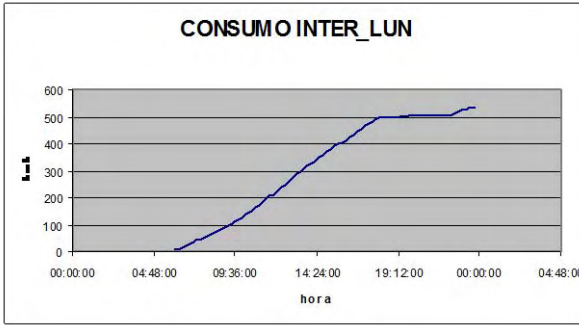
Gráfica 1.6.5- Consumo base Viernes



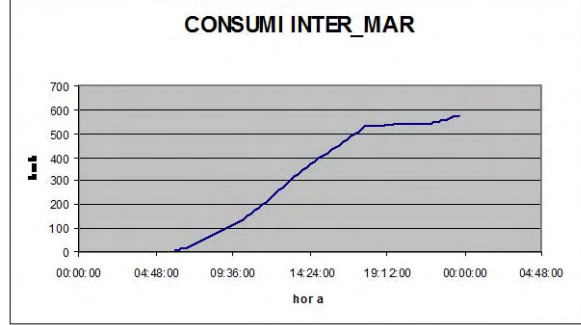
Gráfica 1.6.6- Consumo base Sábado



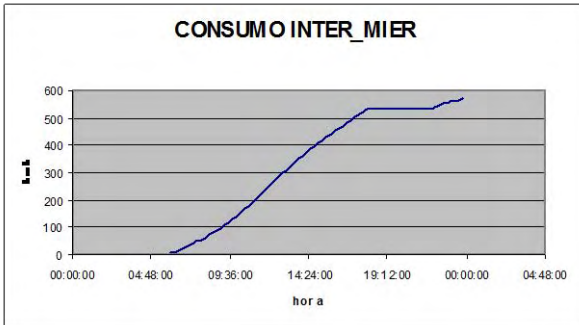
Gráfica 1.6.7- Consumo base Domingo



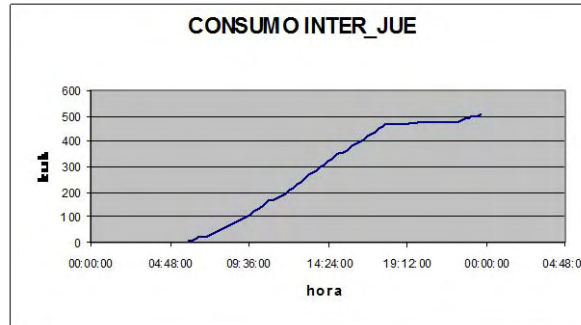
Gráfica 1.6.8- Consumo Intermedio Lunes



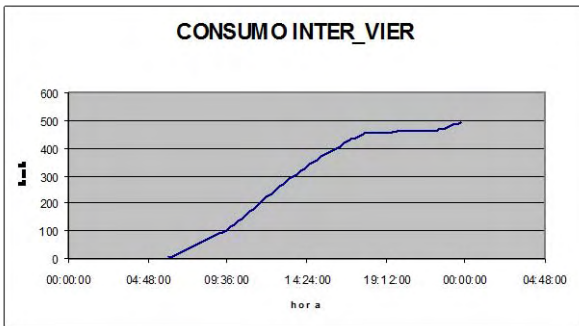
Gráfica 1.6.9- Consumo Intermedio Martes



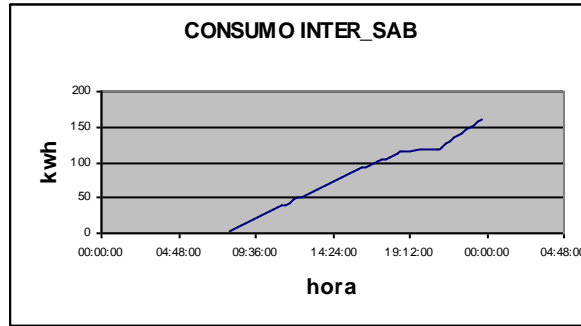
Gráfica 1.6.10- Consumo Intermedio Miércoles



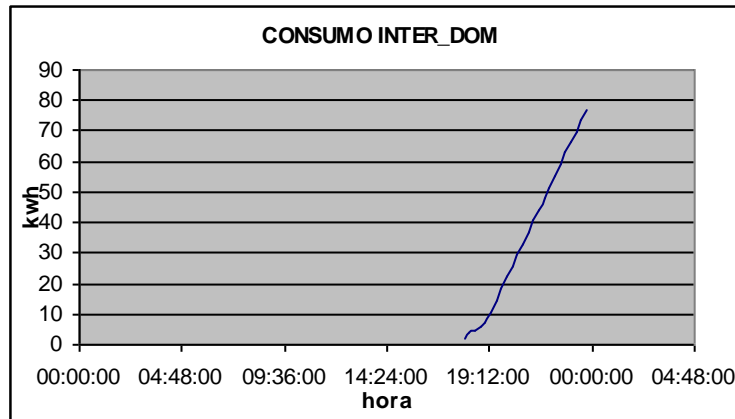
Gráfica 1.6.11- Consumo Intermedio Jueves



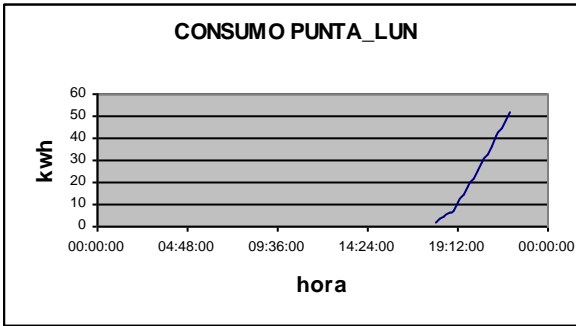
Gráfica 1.6.12- Consumo Intermedio Viernes



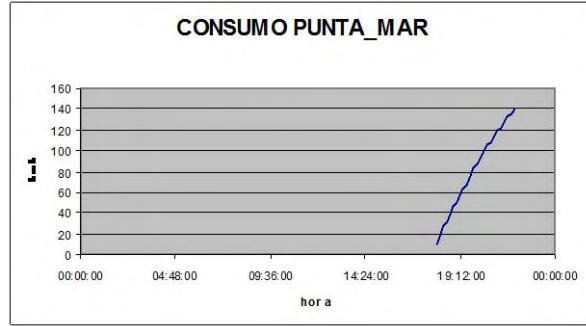
Gráfica 1.6.13- Consumo Intermedio Sábado



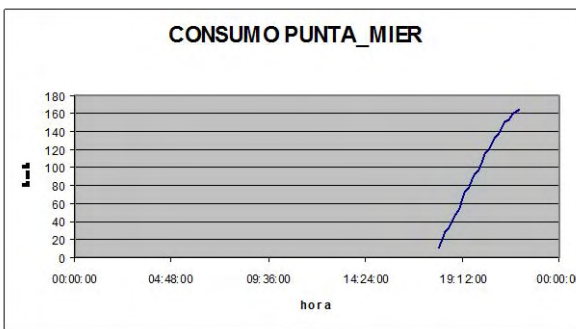
Gráfica 1.6.14- Consumo Intermedio Domingo



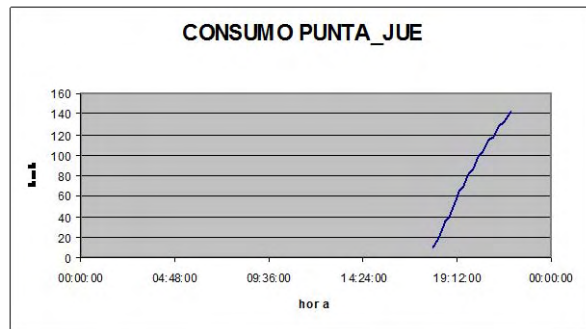
Gráfica 1.6.15- Consumo Punta Lunes



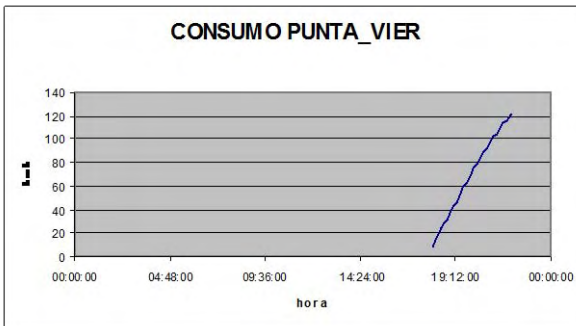
Gráfica 1.6.16- Consumo Punta Martes



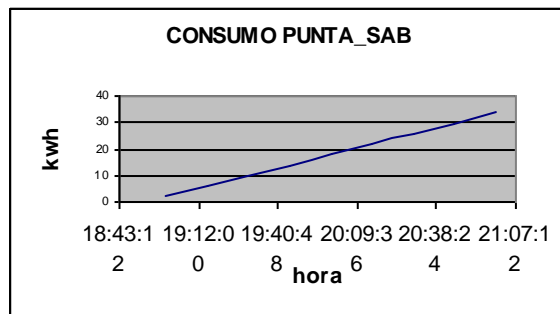
Gráfica 1.6.17 Consumo Punta Miércoles



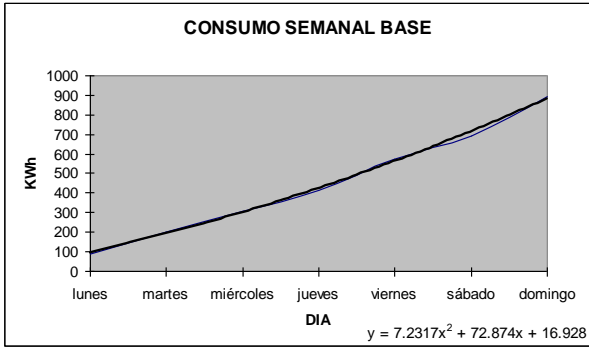
Gráfica 1.6.18- Consumo Punta Jueves



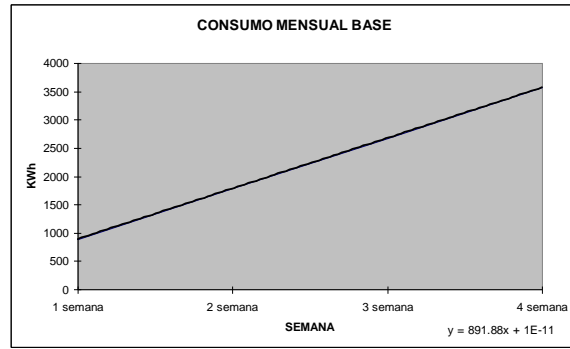
Gráfica 1.6.19 Consumo Punta Viernes



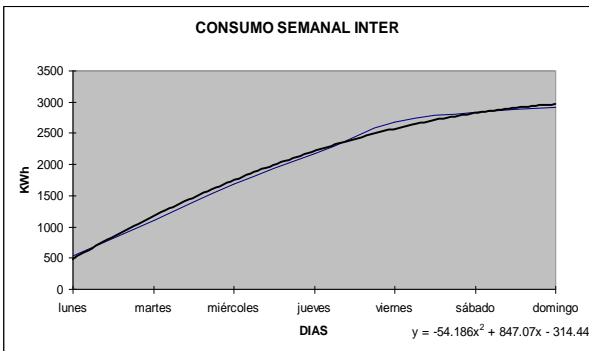
Gráfica 1.6.20- Consumo Punta Sábado



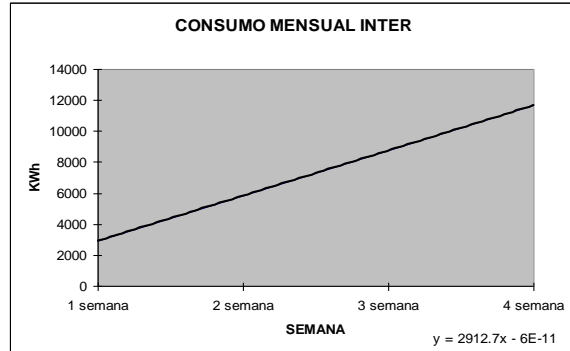
Gráfica 1.6.21 Consumo Semanal Base



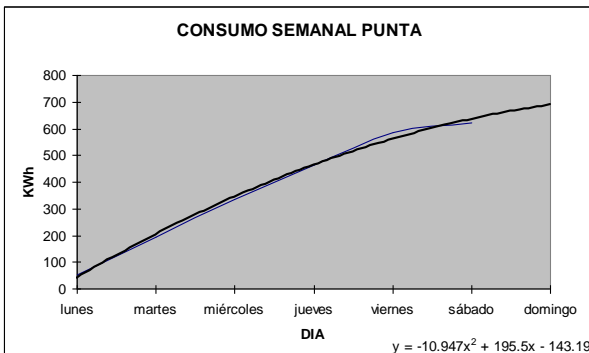
Gráfica 1.6.22- Consumo Mensual Base



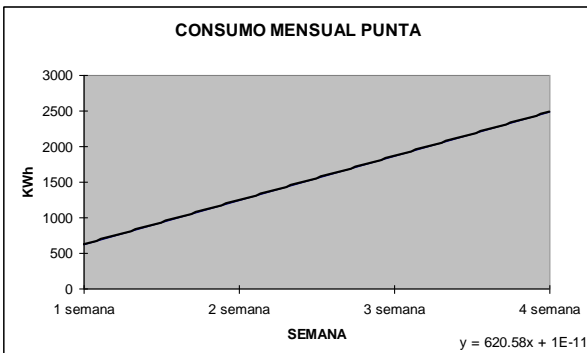
Gráfica 1.6.23 Consumo Semanal Intermedio



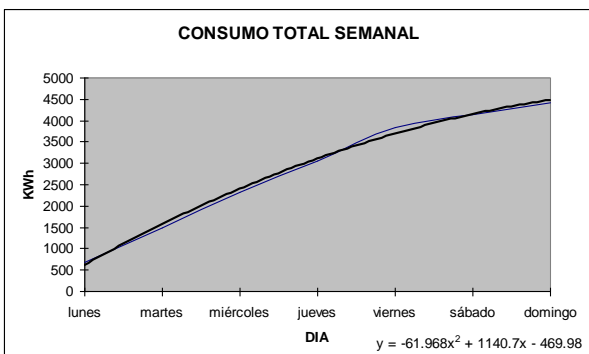
Gráfica 1.6.24- Consumo Mensual Intermedio



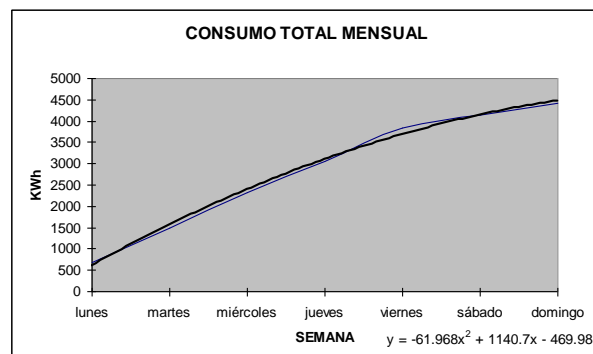
Gráfica 1.6.25 Consumo Semanal Punta



Gráfica 1.6.26- Consumo Mensual Punta

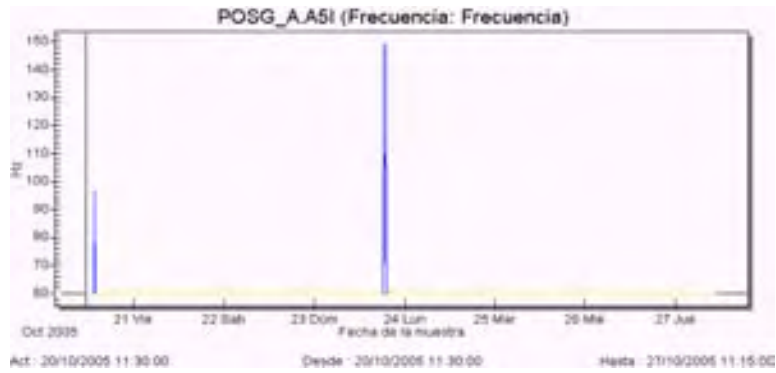


Gráfica 1.6.25 Consumo Semanal Total



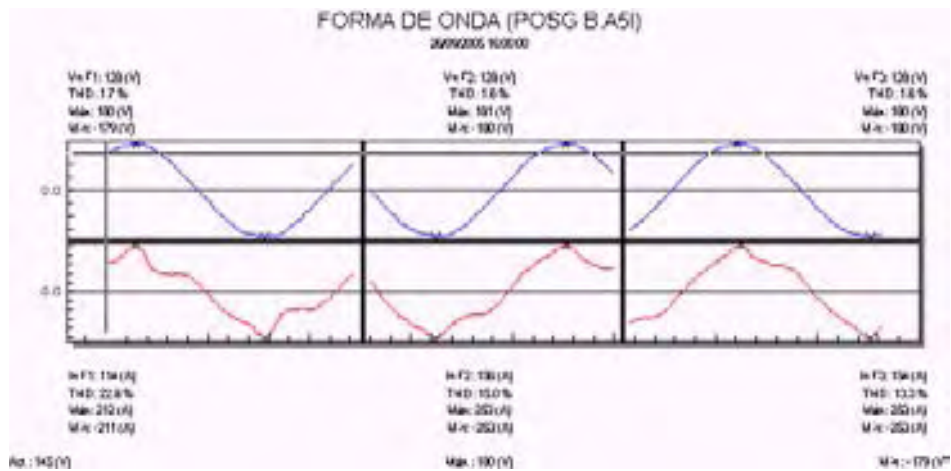
Gráfica 1.6.26- Consumo Mensual Total

1.7 Frecuencia

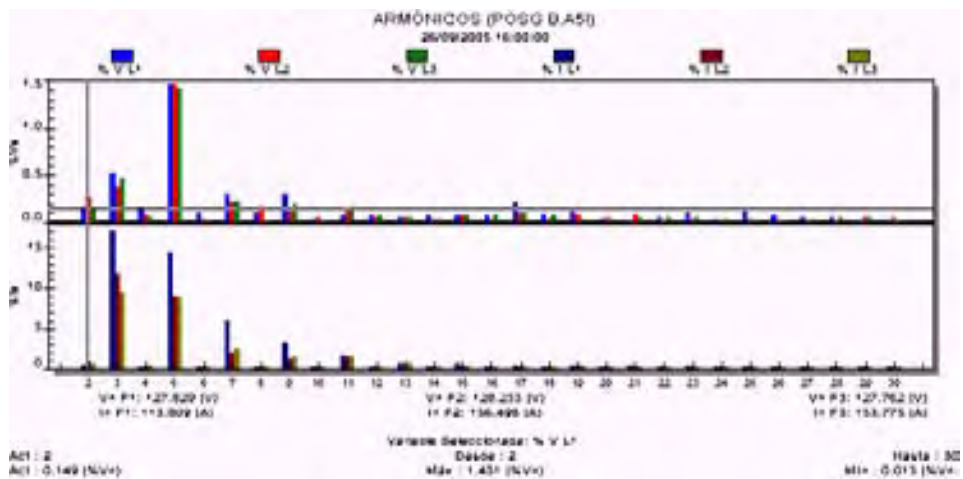


Gráfica 1.7.1- Frecuencia.

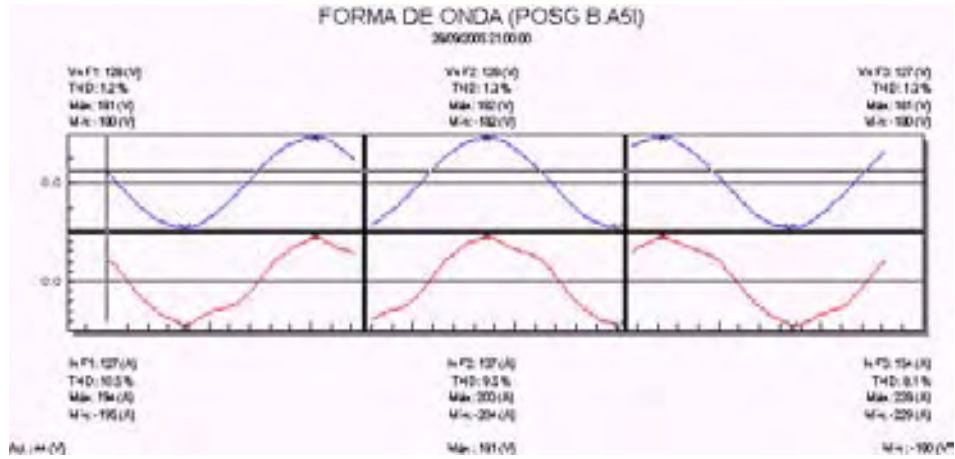
1.8 Armónicas.



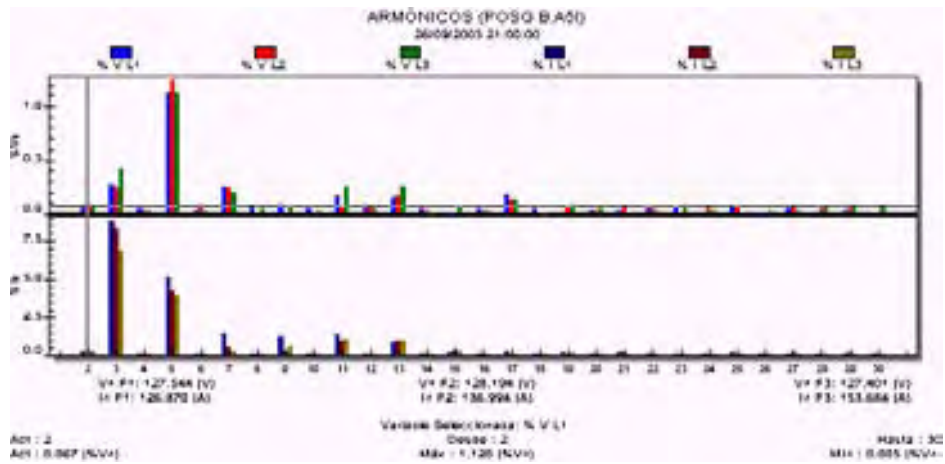
Gráfica 1.8.1 Muestra de forma de Onda 1



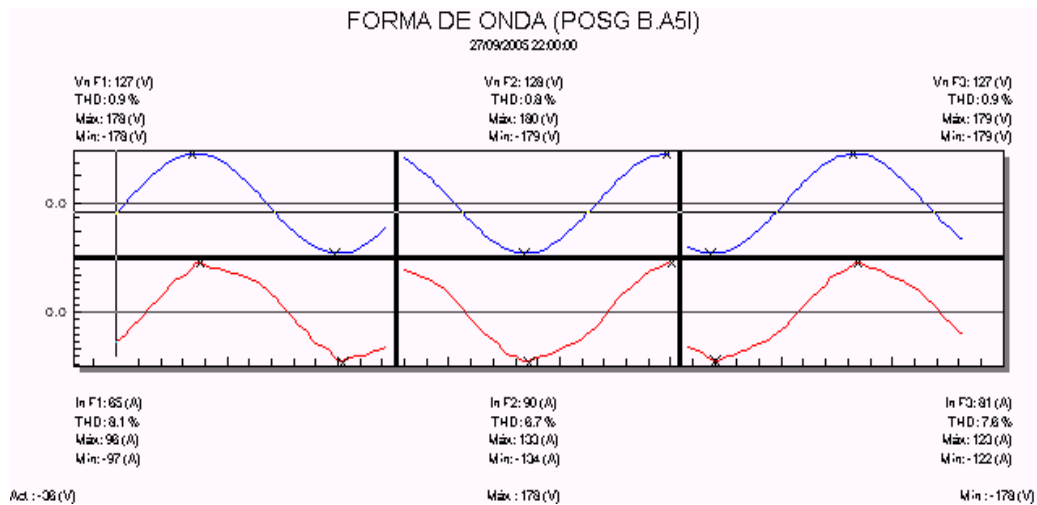
Gráfica 1.8.2 Armónicos de forma de Onda 1



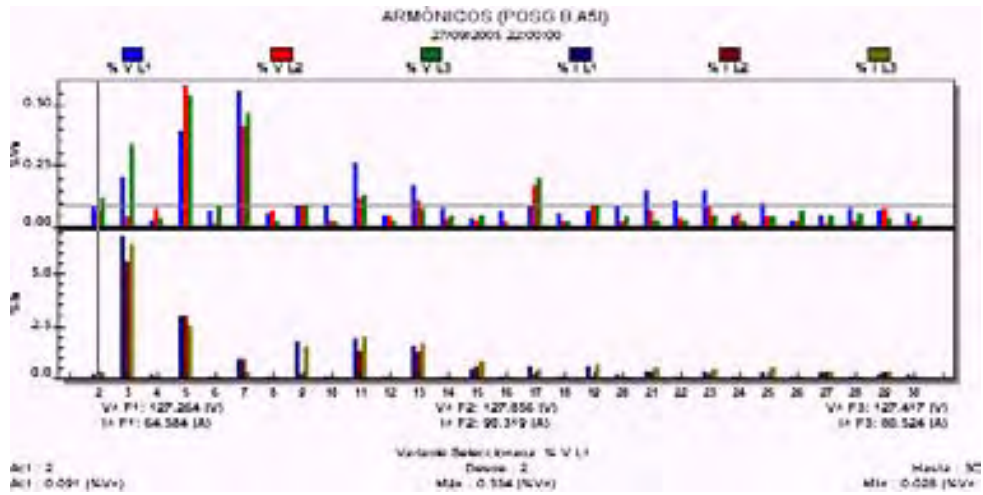
Gráfica 1.8.3 Muestra de forma de Onda 2



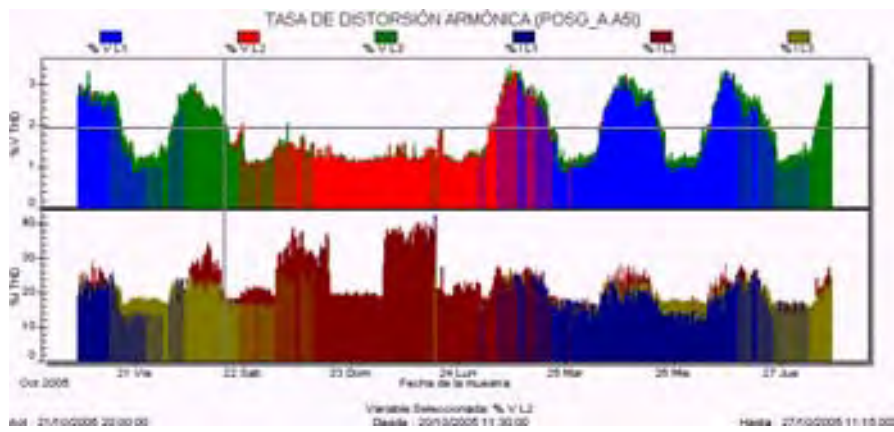
Gráfica 1.8.4 Armónicos de forma de Onda 2



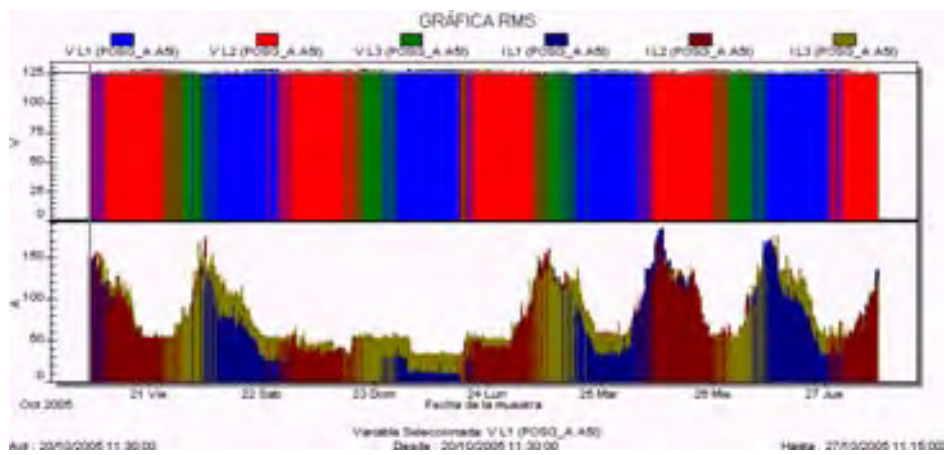
Gráfica 1.8.5 Muestra de forma de Onda 3



Gráfica 1.8.6 Armónicos de forma de Onda 3



Gráfica 1.8.7 Tasa de distorsión Armónica.



Gráfica 1.8.8 Gráfica RMS voltaje y corriente.

ANEXO 2**Gráficas: edificio Bernardo Quintana "B".****Tensión.**

Gráfica 2.1.1- Tensión Línea A

Gráfica 2.1.2- Tensión Línea B

Gráfica 2.1.3- Tensión Línea C

Gráfica 2.1.4- Tensión máxima Línea A

Gráfica 2.1.5- Tensión máxima Línea B

Gráfica 2.1.6- Tensión máxima Línea C

Gráfica 2.1.7- Tensión mínima Línea A

Gráfica 2.1.8- Tensión mínima Línea B

Gráfica 2.1.9- Tensión mínima Línea C

2.2 Corriente.

Gráfica 2.2.1- Corriente Línea A

Gráfica 2.2.2- Corriente Línea B

Gráfica 2.2.3- Corriente Línea C

Gráfica 2.2.4- Corriente máxima Línea A

Gráfica 2.2.5- Corriente máxima Línea B

Gráfica 2.2.6- Corriente máxima Línea C

Gráfica 2.2.7- Corriente mínima Línea A

Gráfica 2.2.8- Corriente mínima Línea B

Gráfica 2.2.9- Corriente mínima Línea C

Potencia

Gráfica 2.3.1- Potencia activa Línea A

Gráfica 2.3.2- Potencia activa Línea B

Gráfica 2.3.3- Potencia activa Línea C

Gráfica 2.3.4- Potencia activa Trifásica

Gráfica 2.3.5- Potencia inductiva Línea A

Gráfica 2.3.6- Potencia inductiva Línea B

Gráfica 2.3.7- Potencia inductiva Línea C

Gráfica 2.3.8- Potencia inductiva Trifásica

Factor de Potencia.

Gráfica 2.4.1- Factor de Potencia Línea A

Gráfica 2.4.2- Factor de Potencia Línea B

Gráfica 2.4.3- Factor de Potencia Línea C

Gráfica 2.4.4- Factor de Potencia Trifásico

Energías Consumidas Puntuales.

Gráfica 2.5.1- Consumo puntual Lunes

Gráfica 2.5.2- Consumo puntual Martes

Gráfica 2.5.3- Consumo puntual Miércoles

Gráfica 2.5.4- Consumo puntual Jueves

Gráfica 2.5.5- Consumo puntual Viernes

Gráfica 2.5.6- Consumo puntual Sábado

Gráfica 2.5.7- Consumo puntual Domingo

Consumo acumulado por horario.

- Gráfica 2.6.1- Consumo base Lunes
- Gráfica 2.6.2- Consumo base Martes
- Gráfica 2.6.3- Consumo base Miércoles
- Gráfica 2.6.4- Consumo base Jueves
- Gráfica 2.6.5- Consumo base Viernes
- Gráfica 2.6.6- Consumo base Sábado
- Gráfica 2.6.7- Consumo base Domingo
- Gráfica 2.6.8- Consumo Intermedio Lunes
- Gráfica 2.6.9- Consumo Intermedio Martes
- Gráfica 2.6.10- Consumo Intermedio Miércoles
- Gráfica 2.6.11- Consumo Intermedio Jueves
- Gráfica 2.6.12- Consumo Intermedio Viernes
- Gráfica 2.6.13- Consumo Intermedio Sábado
- Gráfica 2.6.14- Consumo Intermedio Domingo
- Gráfica 2.6.15- Consumo Punta Lunes
- Gráfica 2.6.16- Consumo Punta Martes
- Gráfica 2.6.17- Consumo Punta Miércoles
- Gráfica 2.6.18- Consumo Punta Jueves
- Gráfica 2.6.19- Consumo Punta Viernes
- Gráfica 2.6.20- Consumo Punta Sábado
- Gráfica 2.6.21- Consumo Semanal Base
- Gráfica 2.6.22- Consumo Mensual Base
- Gráfica 2.6.23- Consumo Semanal Intermedio
- Gráfica 2.6.24- Consumo Mensual Intermedio
- Gráfica 2.6.25- Consumo Semanal Punta
- Gráfica 2.6.26- Consumo Mensual Punta
- Gráfica 2.6.25- Consumo Semanal Total
- Gráfica 2.6.26- Consumo Mensual Total

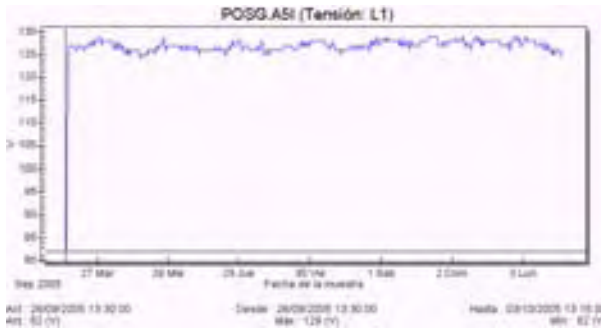
2.7 Frecuencia

- Gráfica 2.7.1- Frecuencia.

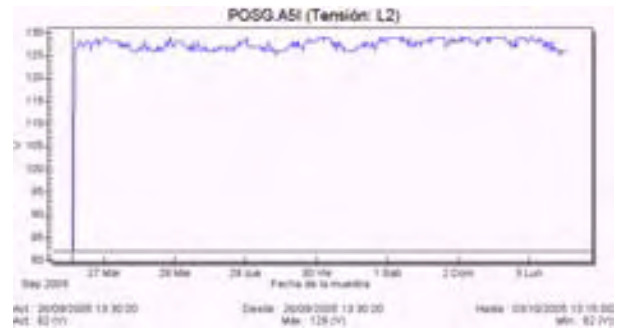
2.8 Armónicas.

- Gráfica 2.8.1-Muestra de forma de Onda 1
- Gráfica 2.8.2-Armónicos de forma de Onda 1
- Gráfica 2.8.3-Muestra de forma de Onda 2
- Gráfica 2.8.4-Armónicos de forma de Onda 2
- Gráfica 2.8.5-Muestra de forma de Onda 3
- Gráfica 2.8.6-Armónicos de forma de Onda 3
- Gráfica 2.8.7-Tasa de distorsión Armónica.
- Gráfica 2.8.8-Gráfica RMS voltaje y corriente.

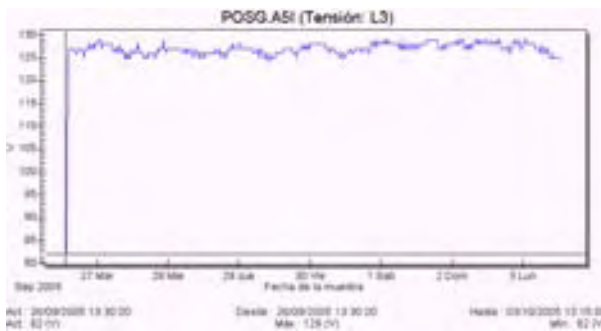
2.1 Tensión



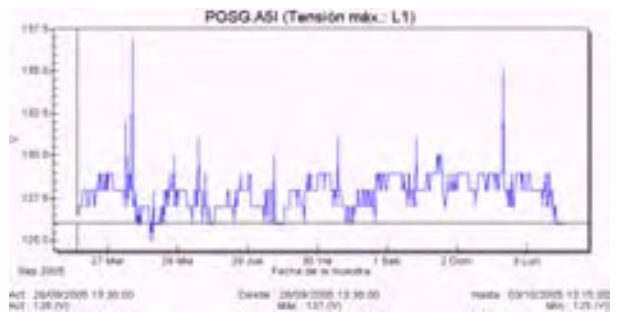
Gráfica 2.1.1- Tensión Línea A



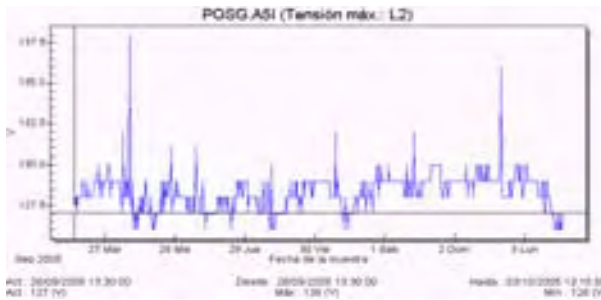
Gráfica 2.1.2- Tensión Línea B



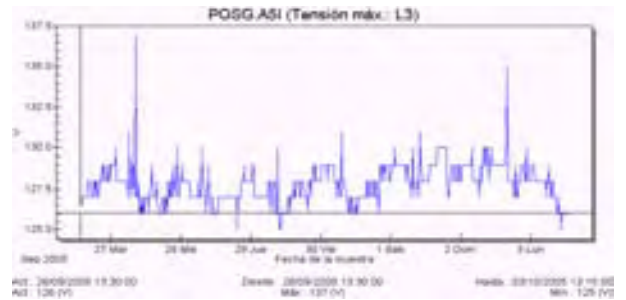
Gráfica 2.1.3- Tensión Línea C



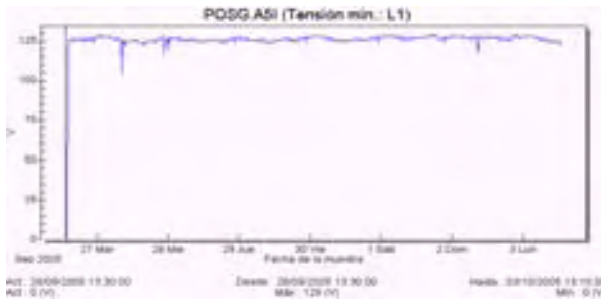
Gráfica 2.1.4- Tensión máxima Línea A



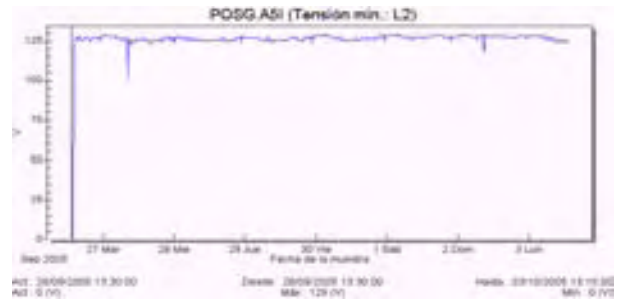
Gráfica 2.1.5- Tensión máxima Línea B



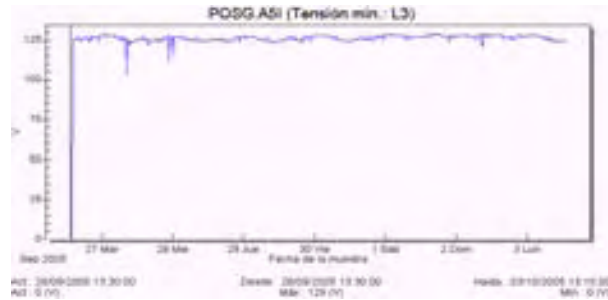
Gráfica 2.1.6- Tensión máxima Línea C



Gráfica 2.1.7- Tensión mínima Línea A

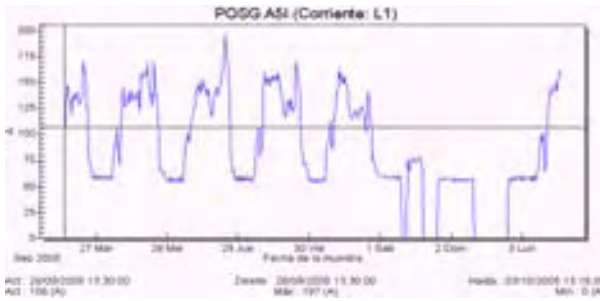


Gráfica 2.1.8- Tensión mínima Línea B

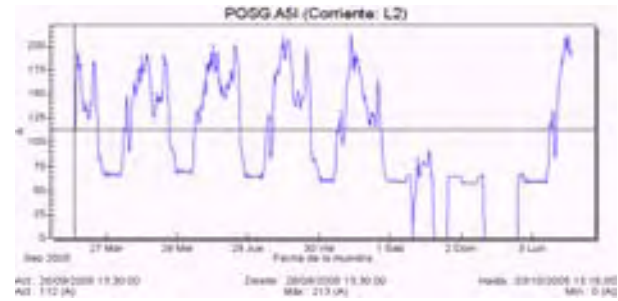


Gráfica 2.1.9- Tensión mínima Línea C

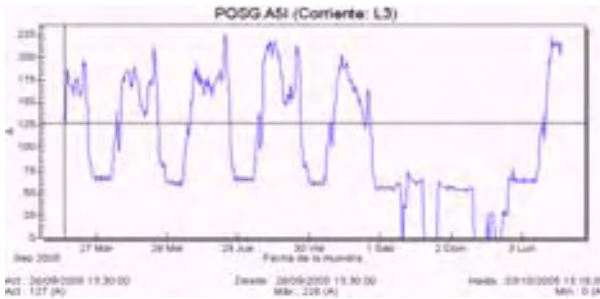
2.2 Corriente.



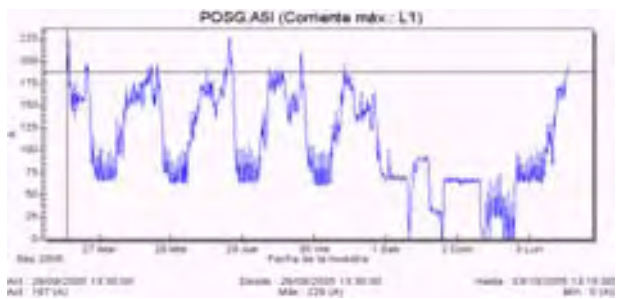
Gráfica 2.2.1- Corriente Línea A



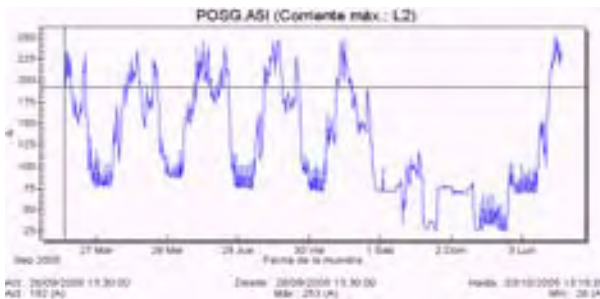
Gráfica 2.2.2- Corriente Línea B



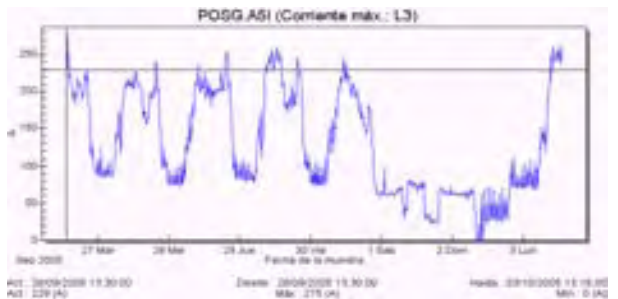
Gráfica 2.2.3- Corriente Línea C



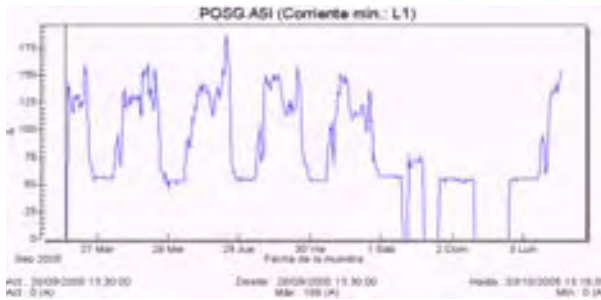
Gráfica 2.2.4- Corriente máxima Línea A



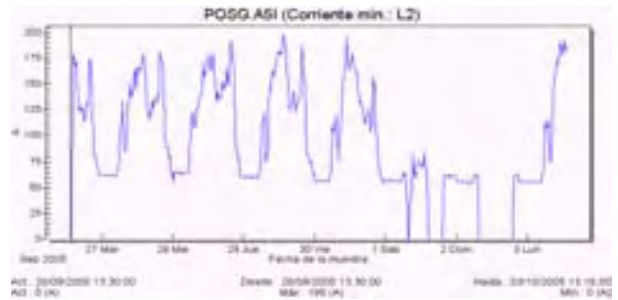
Gráfica 2.2.5- Corriente máxima Línea B



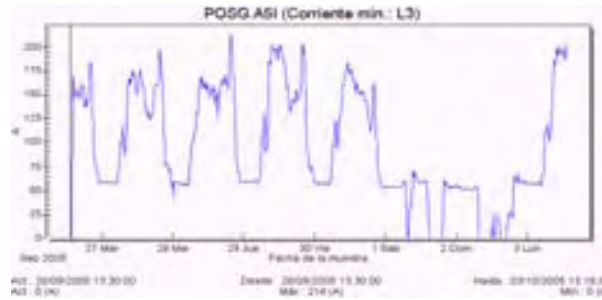
Gráfica 2.2.6- Corriente máxima Línea C



Gráfica 2.2.7- Corriente mínima Línea A

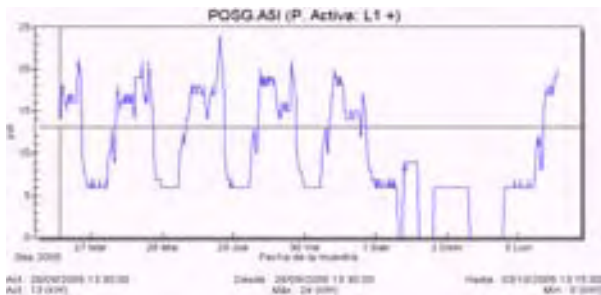


Gráfica 2.2.8- Corriente mínima Línea B

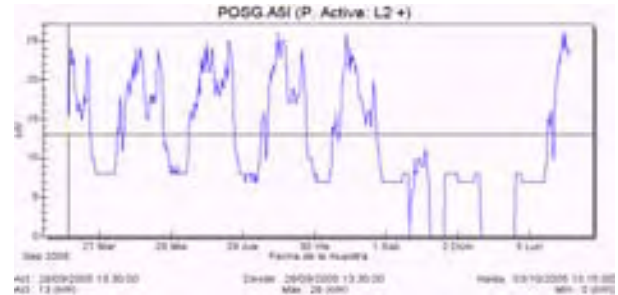


Gráfica 2.2.9- Corriente mínima Línea C

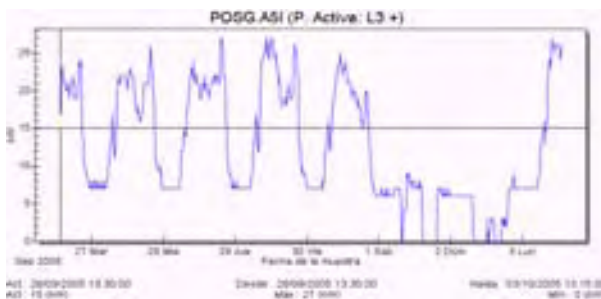
2.3 Potencia



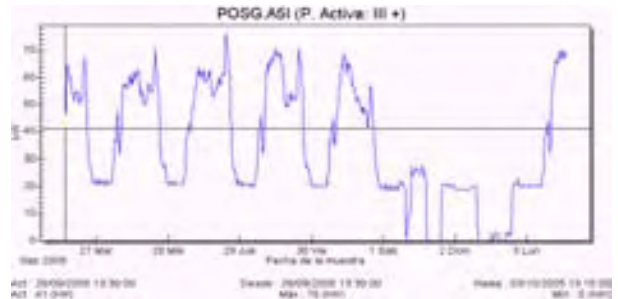
Gráfica 2.3.1- Potencia activa Línea A



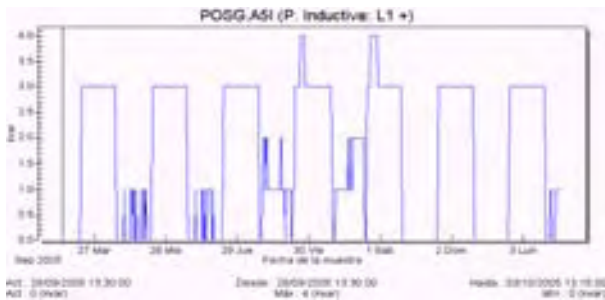
Gráfica 2.3.2- Potencia activa Línea B



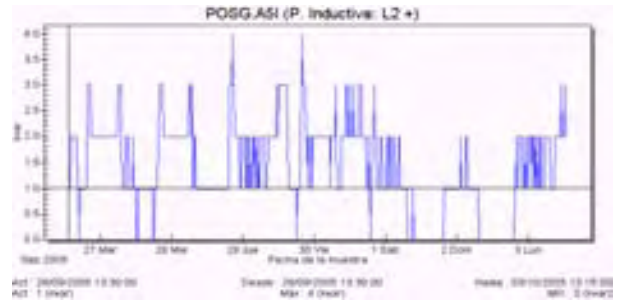
Gráfica 2.3.3- Potencia activa Línea C



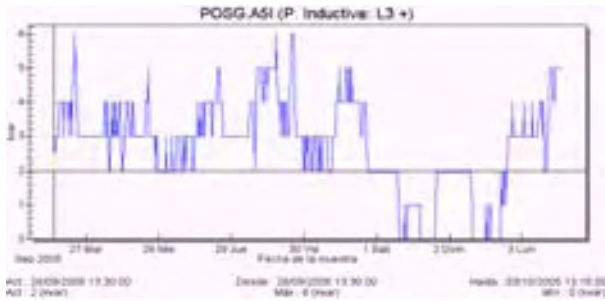
Gráfica 2.3.4- Potencia activa Trifásica



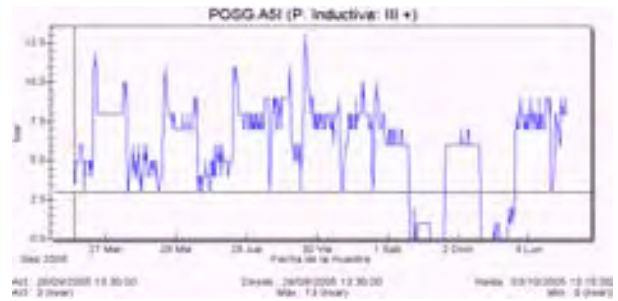
Gráfica 2.3.5- Potencia inductiva Línea A



Gráfica 2.3.6- Potencia inductiva Línea B

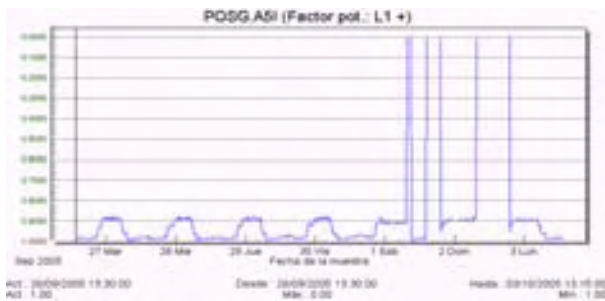


Gráfica 2.3.7- Potencia inductiva Línea C



Gráfica 2.3.8- Potencia inductiva Trifásica

2.4 Factor de Potencia.



Gráfica 2.4.1- Factor de Potencia Línea A



Gráfica 2.4.2- Factor de Potencia Línea B

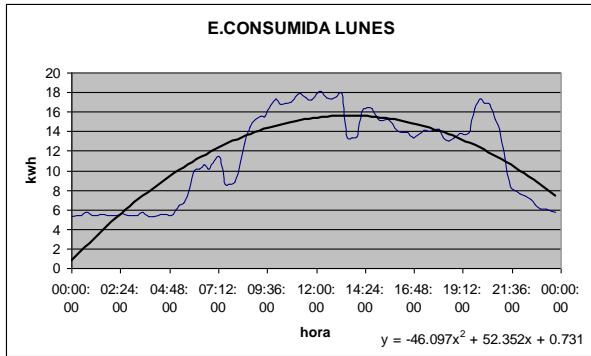


Gráfica 2.4.3- Factor de Potencia Línea C

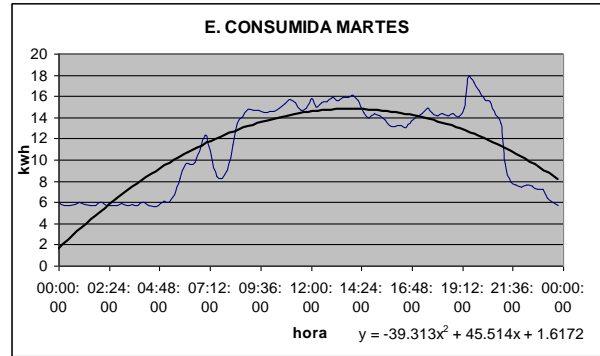


Gráfica 2.4.4- Factor de Potencia Trifásico

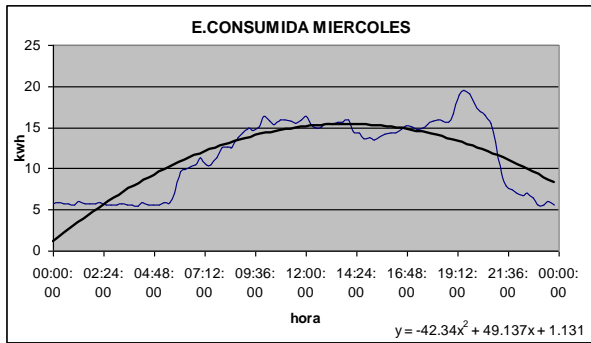
2.5 Energías Consumidas Puntuales.



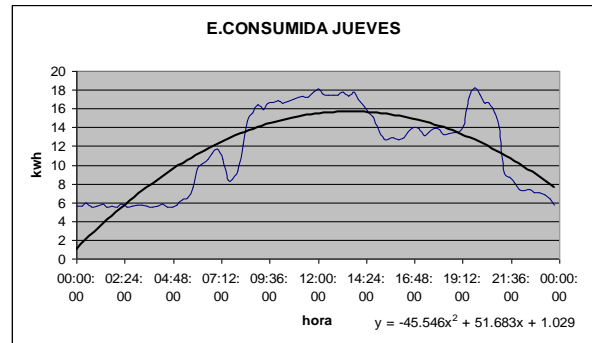
Gráfica 2.5.1- Consumo puntual Lunes



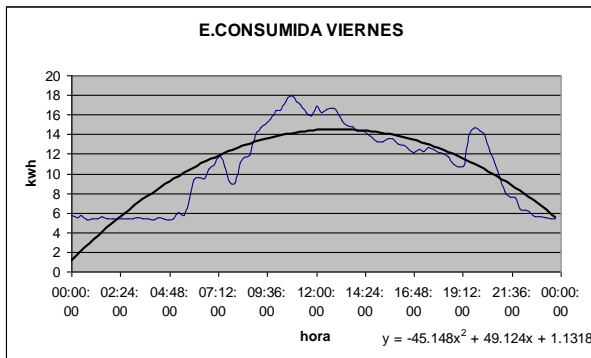
Gráfica 2.5.2- Consumo puntual Martes



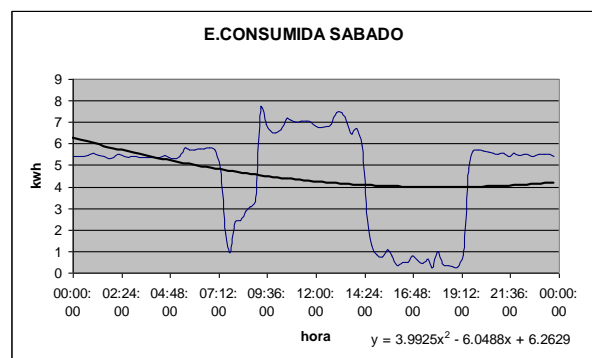
Gráfica 2.5.3- Consumo puntual Miércoles



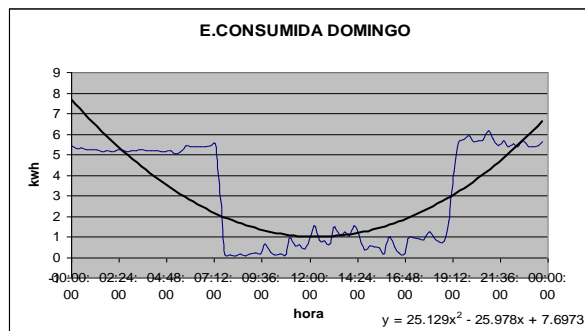
Gráfica 2.5.4- Consumo puntual Jueves



Gráfica 2.5.5- Consumo puntual Viernes

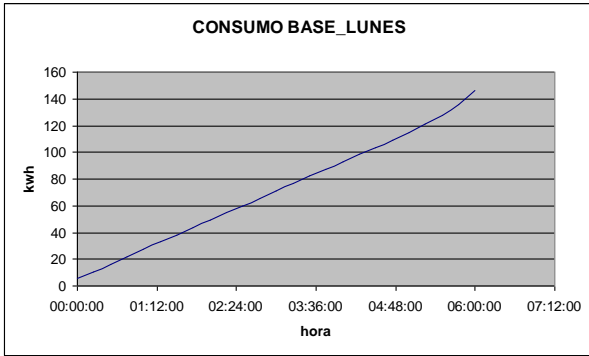


Gráfica 2.5.6- Consumo puntual Sábado

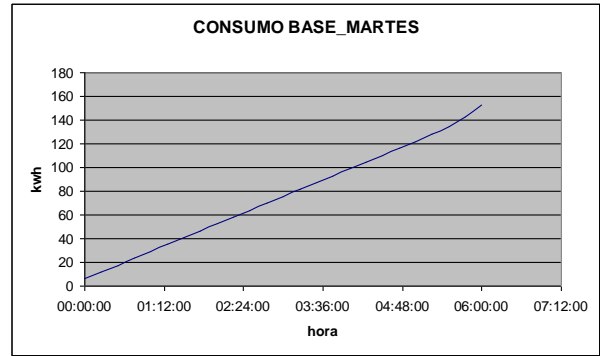


Gráfica 2.5.7- Consumo puntual Domingo

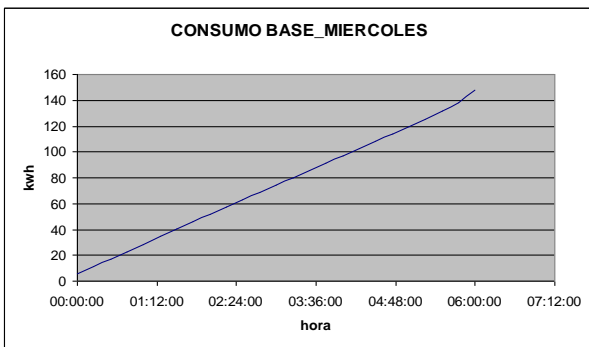
2.6 Consumo acumulado por horario.



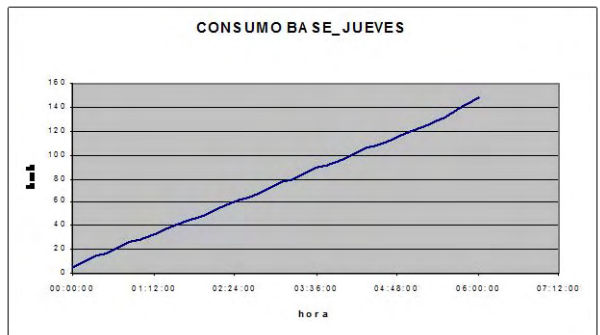
Gráfica 2.6.1- Consumo base Lunes



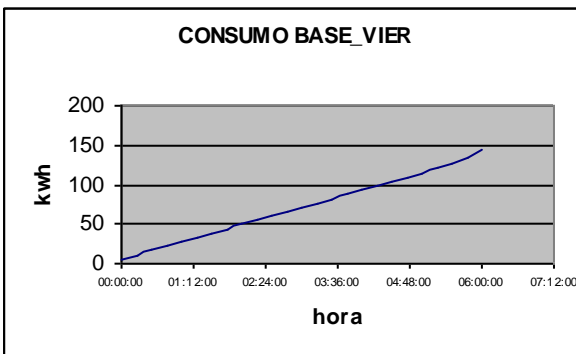
Gráfica 2.6.2- Consumo base Martes



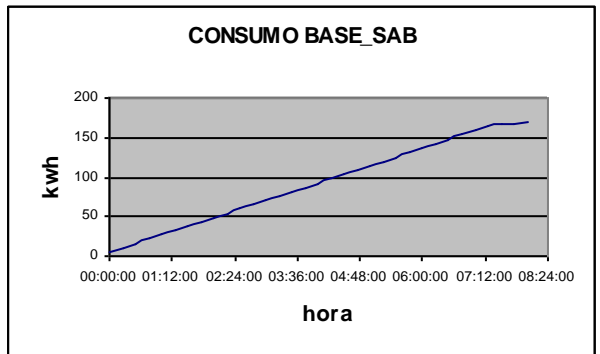
Gráfica 2.6.3- Consumo base Miércoles



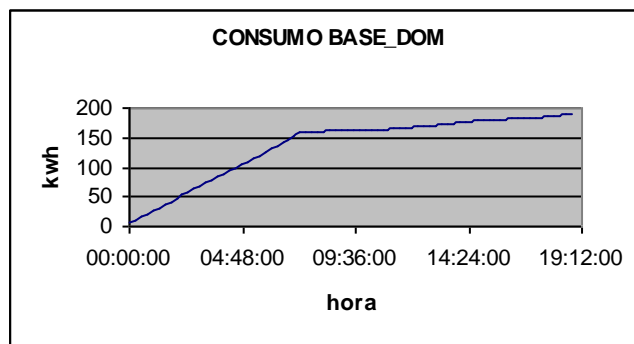
Gráfica 2.6.4- Consumo base Jueves



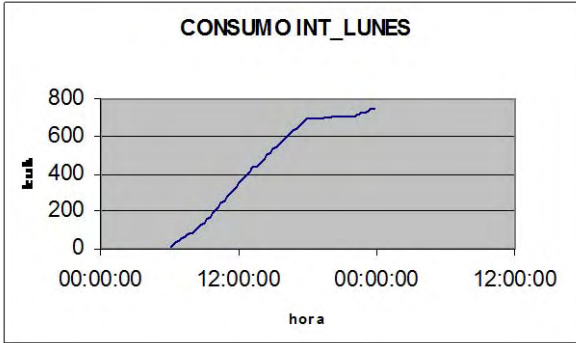
Gráfica 2.6.5- Consumo base Viernes



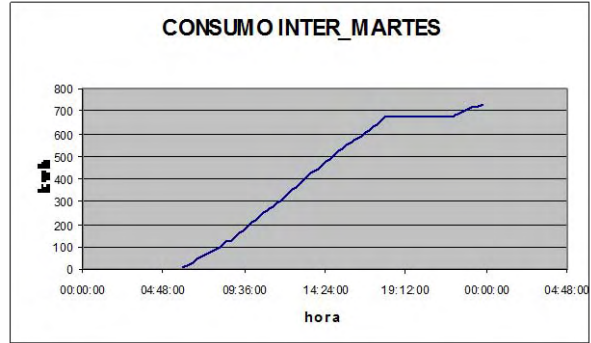
Gráfica 2.6.6- Consumo base Sábado



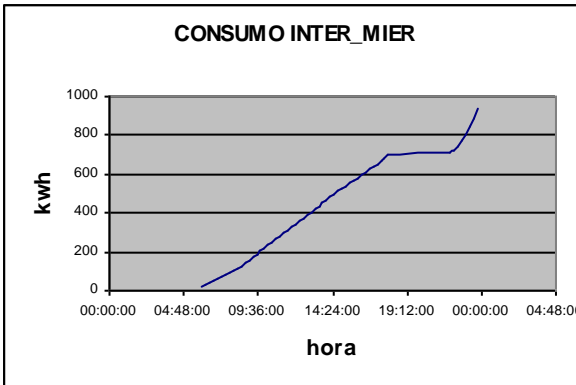
Gráfica 2.6.7- Consumo base Domingo



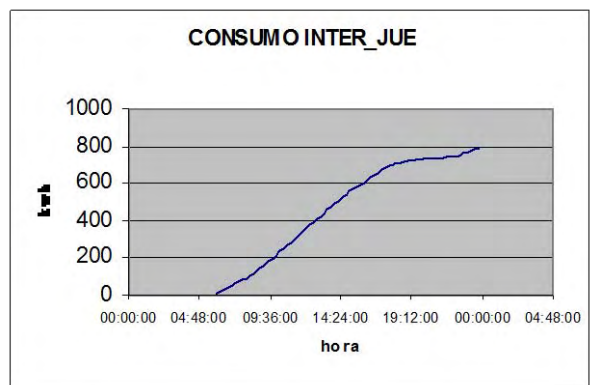
Gráfica 2.6.8- Consumo Intermedio Lunes



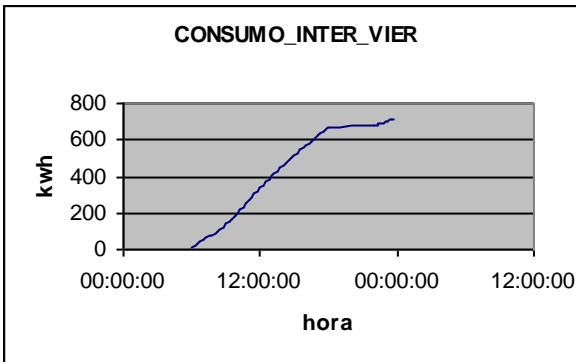
Gráfica 2.6.9- Consumo Intermedio Martes



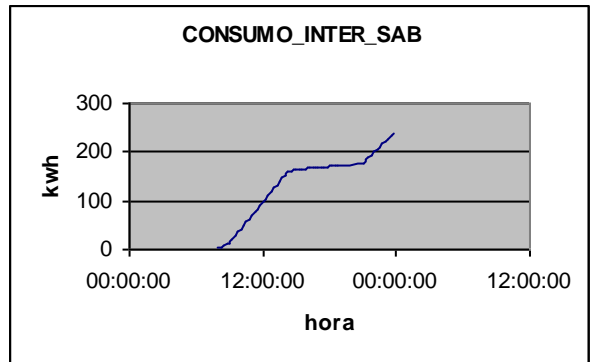
Gráfica 2.6.10- Consumo Intermedio Miércoles



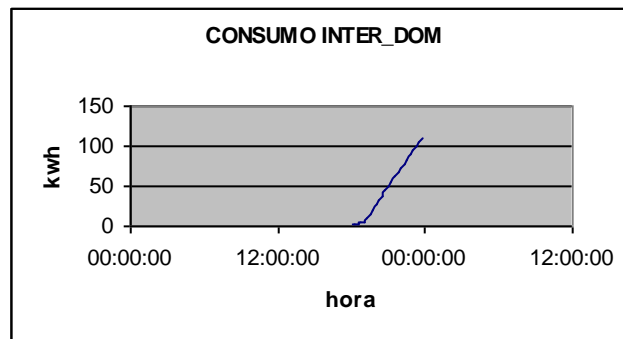
Gráfica 2.6.11- Consumo Intermedio Jueves



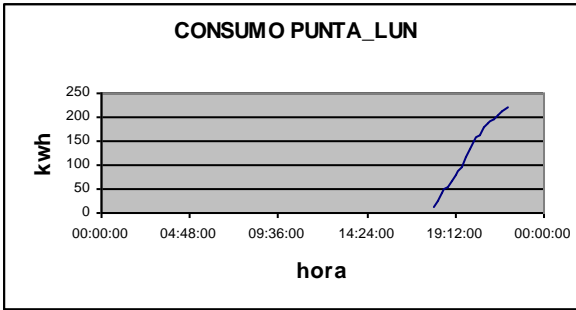
Gráfica 2.6.12- Consumo Intermedio Viernes



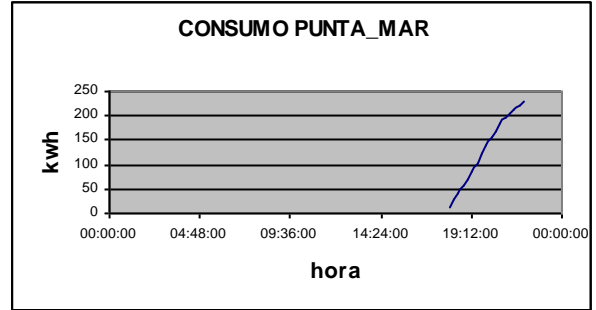
Gráfica 2.6.13- Consumo Intermedio Sábado



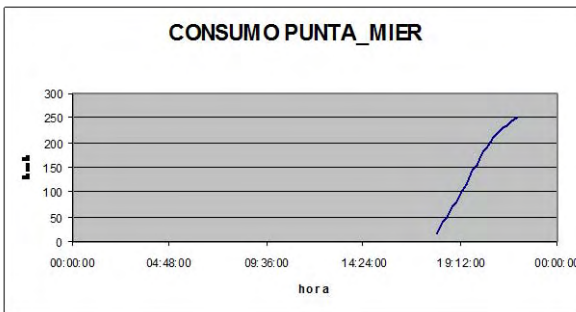
Gráfica 2.6.14- Consumo Intermedio Domingo



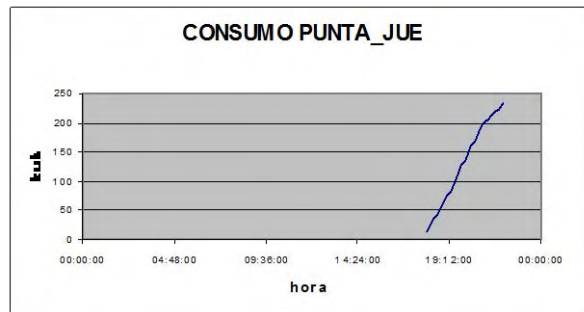
Gráfica 2.6.15- Consumo Punta Lunes



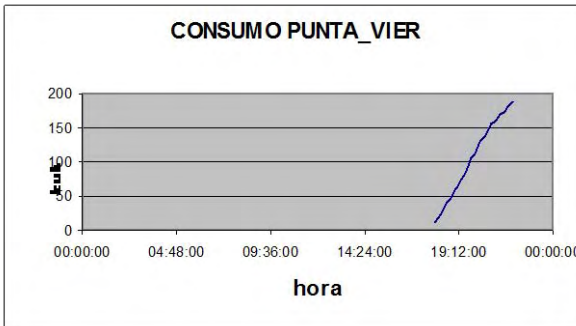
Gráfica 2.6.16- Consumo Punta Martes



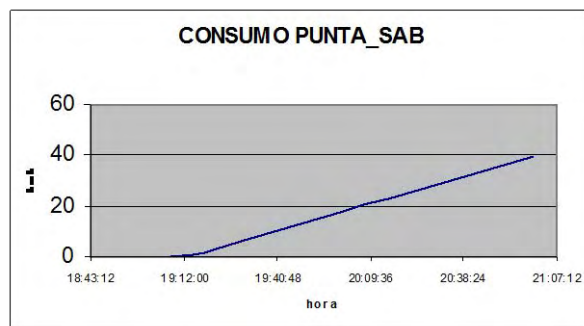
Gráfica 2.6.17 Consumo Punta Miércoles



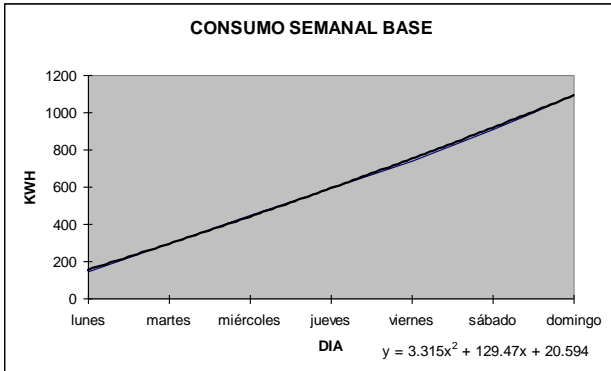
Gráfica 2.6.18- Consumo Punta Jueves



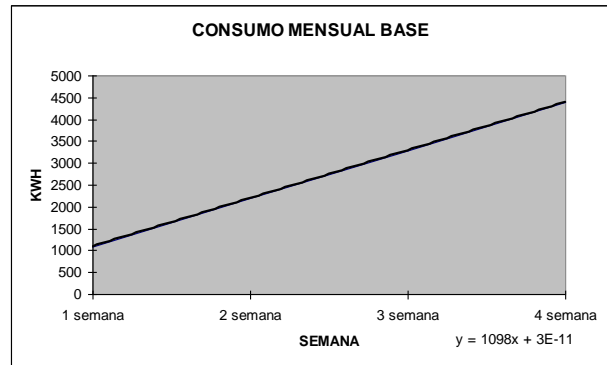
Gráfica 2.6.19 Consumo Punta Viernes



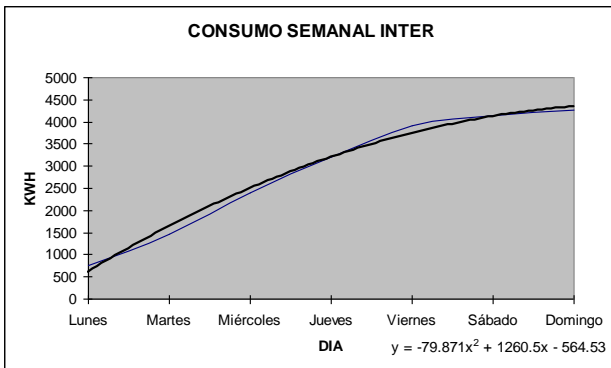
Gráfica 2.6.20- Consumo Punta Sábado



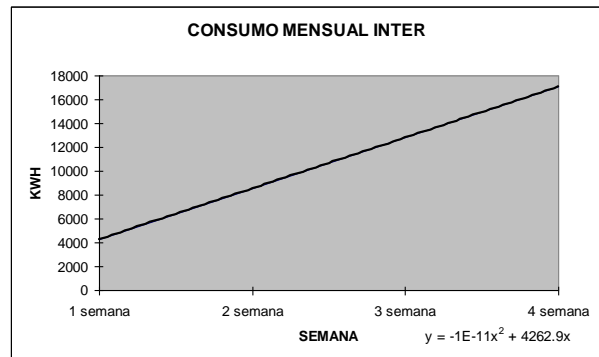
Gráfica 2.6.21 Consumo Semanal Base



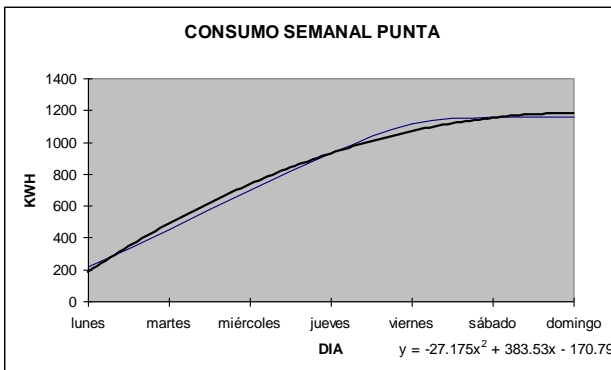
Gráfica 2.6.22- Consumo Mensual Base



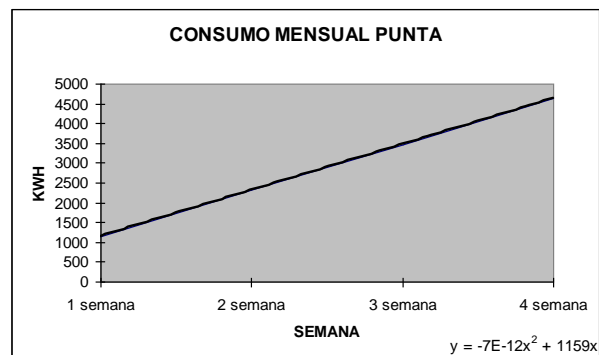
Gráfica 2.6.23 Consumo Semanal Intermedio



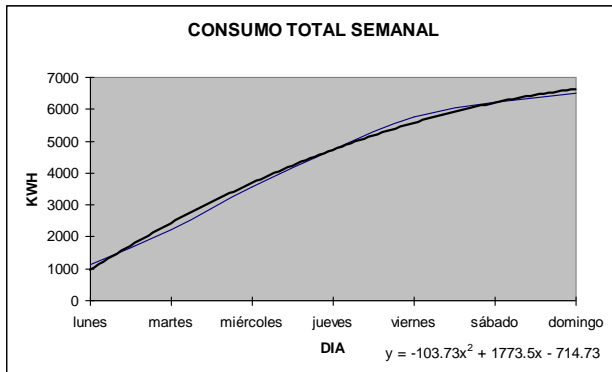
Gráfica 2.6.24- Consumo Mensual Intermedio



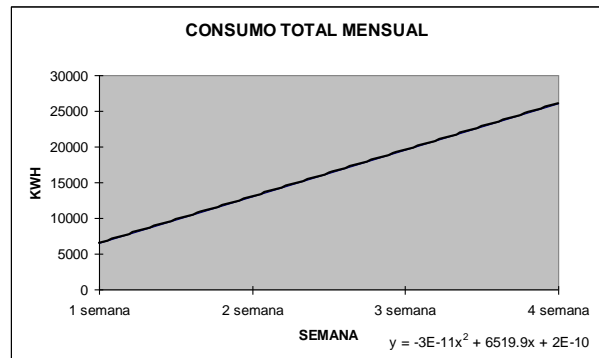
Gráfica 2.6.25 Consumo Semanal Punta



Gráfica 2.6.26- Consumo Mensual Punta

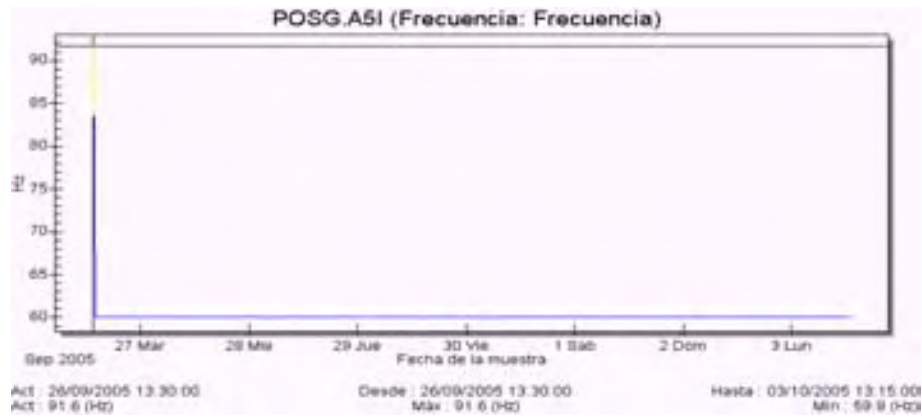


Gráfica 2.6.25 Consumo Semanal Total



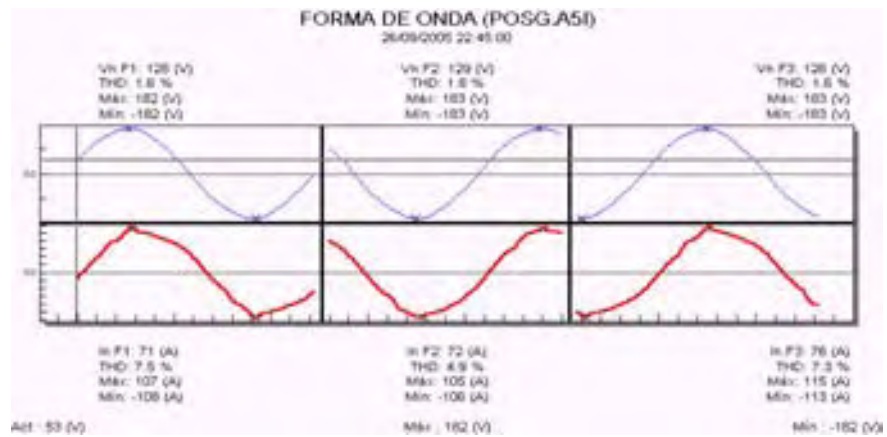
Gráfica 2.6.26- Consumo Mensual Total

2.7 Frecuencia

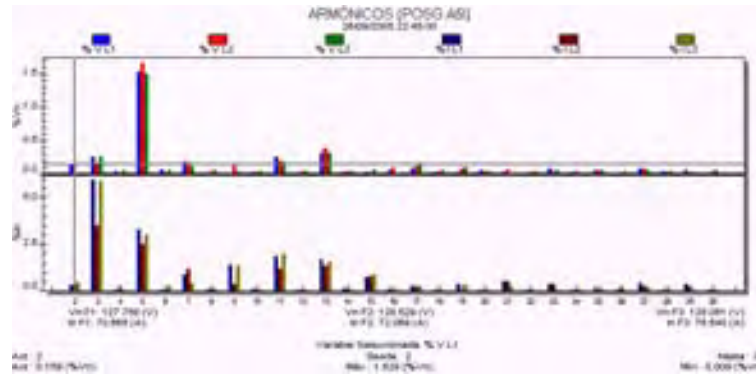


Gráfica 2.7.1- Frecuencia.

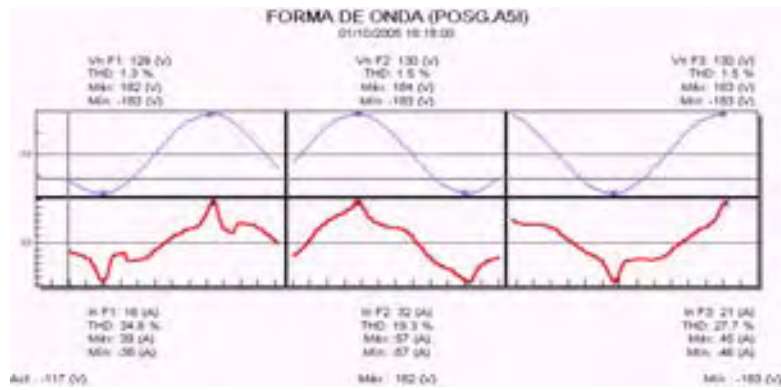
2.8 Armónicas.



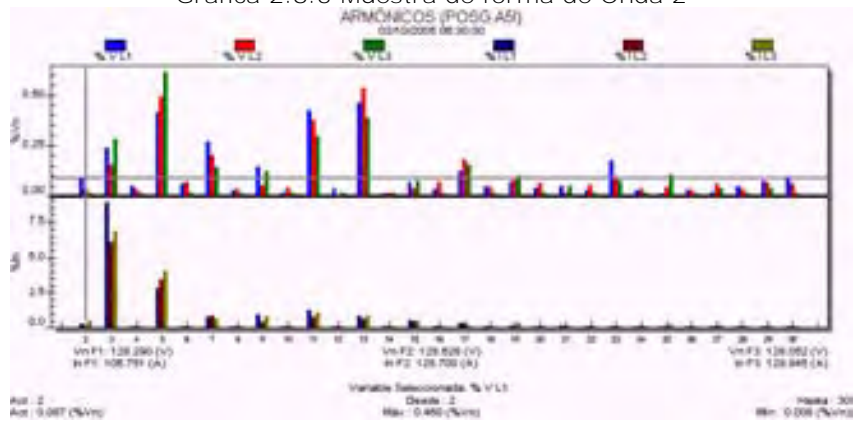
Gráfica 2.8.1 Muestra de forma de Onda 1



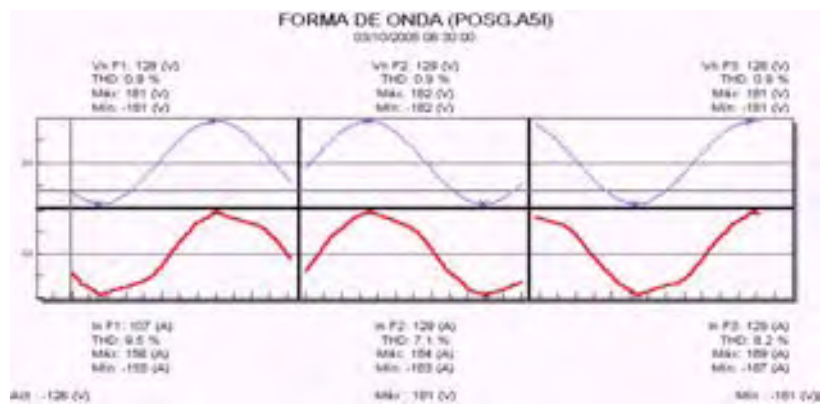
Gráfica 2.8.2 Armónicos de forma de Onda 1



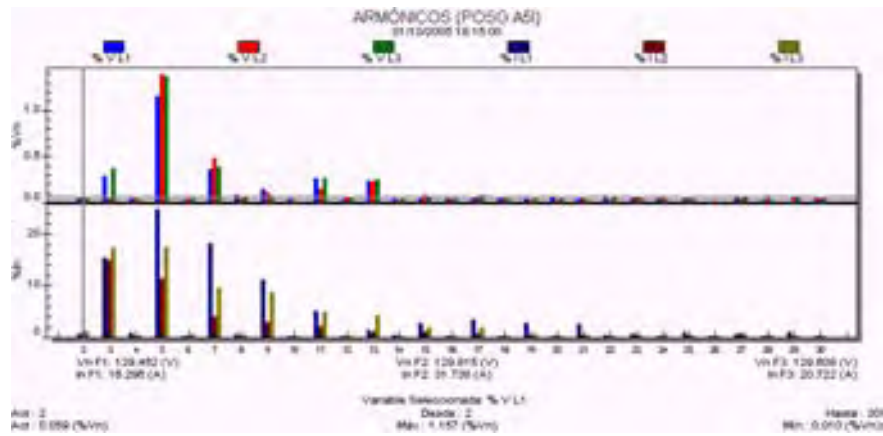
Gráfica 2.8.3 Muestra de forma de Onda 2



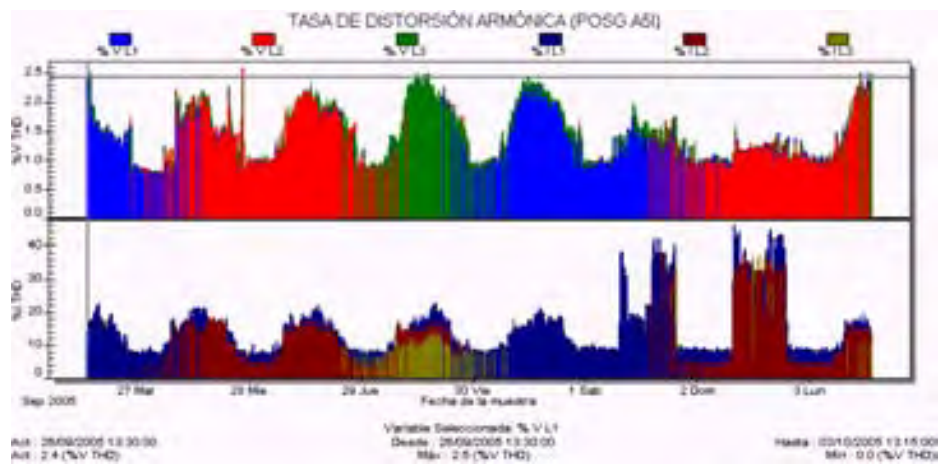
Gráfica 2.8.4 Armónicos de forma de Onda 2



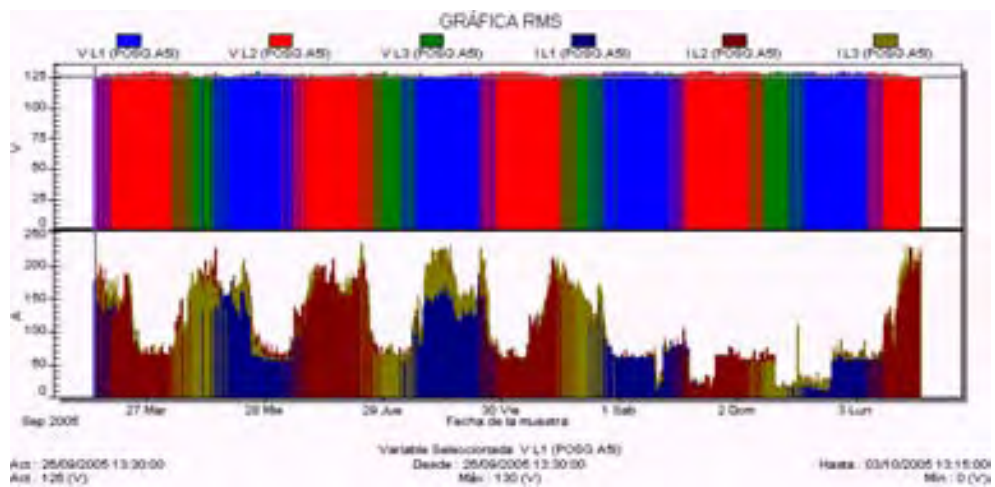
Gráfica 2.8.5 Muestra de forma de Onda 3



Gráfica 2.8.6 Armónicos de forma de Onda 3



Gráfica 2.8.7 Tasa de distorsión Armónica.



Gráfica 2.8.8 Gráfica RMS voltaje y corriente.

ANEXO 3**Gráficas: edificio 12 del Instituto de Ingeniería.****Tensión.**

Gráfica 3.1.1- Tensión Línea A

Gráfica 3.1.2- Tensión Línea B

Gráfica 3.1.3- Tensión Línea C

Gráfica 3.1.4- Tensión máxima Línea A

Gráfica 3.1.5- Tensión máxima Línea B

Gráfica 3.1.6- Tensión máxima Línea C

Gráfica 3.1.7- Tensión mínima Línea A

Gráfica 3.1.8- Tensión mínima Línea B

Gráfica 3.1.9- Tensión mínima Línea C

3.2 Corriente.

Gráfica 3.2.1- Corriente Línea A

Gráfica 3.2.2- Corriente Línea B

Gráfica 3.2.3- Corriente Línea C

Gráfica 3.2.4- Corriente máxima Línea A

Gráfica 3.2.5- Corriente máxima Línea B

Gráfica 3.2.6- Corriente máxima Línea C

Gráfica 3.2.7- Corriente mínima Línea A

Gráfica 3.2.8- Corriente mínima Línea B

Gráfica 3.2.9- Corriente mínima Línea C

Potencia

Gráfica 3.3.1- Potencia activa Línea A

Gráfica 3.3.2- Potencia activa Línea B

Gráfica 3.3.3- Potencia activa Línea C

Gráfica 3.3.4- Potencia activa Trifásica

Gráfica 3.3.5- Potencia inductiva Línea A

Gráfica 3.3.6- Potencia inductiva Línea B

Gráfica 3.3.7- Potencia inductiva Línea C

Gráfica 3.3.8- Potencia inductiva Trifásica

Factor de Potencia.

Gráfica 3.4.1- Factor de Potencia Línea A

Gráfica 3.4.2- Factor de Potencia Línea B

Gráfica 3.4.3- Factor de Potencia Línea C

Gráfica 3.4.4- Factor de Potencia Trifásico

Energías Consumidas Puntuales.

Gráfica 3.5.1- Consumo puntual Lunes

Gráfica 3.5.2- Consumo puntual Martes

Gráfica 3.5.3- Consumo puntual Miércoles

Gráfica 3.5.4- Consumo puntual Jueves

Gráfica 3.5.5- Consumo puntual Viernes

Gráfica 3.5.6- Consumo puntual Sábado

Gráfica 3.5.7- Consumo puntual Domingo

Consumo acumulado por horario.

- Gráfica 3.6.1- Consumo base Lunes
- Gráfica 3.6.2- Consumo base Martes
- Gráfica 3.6.3- Consumo base Miércoles
- Gráfica 3.6.4- Consumo base Jueves
- Gráfica 3.6.5- Consumo base Viernes
- Gráfica 3.6.6- Consumo base Sábado
- Gráfica 3.6.7- Consumo base Domingo
- Gráfica 3.6.8- Consumo Intermedio Lunes
- Gráfica 3.6.9- Consumo Intermedio Martes
- Gráfica 3.6.10- Consumo Intermedio Miércoles
- Gráfica 3.6.11- Consumo Intermedio Jueves
- Gráfica 3.6.12- Consumo Intermedio Viernes
- Gráfica 3.6.13- Consumo Intermedio Sábado
- Gráfica 3.6.14- Consumo Intermedio Domingo
- Gráfica 3.6.15- Consumo Punta Lunes
- Gráfica 3.6.16- Consumo Punta Martes
- Gráfica 3.6.17- Consumo Punta Miércoles
- Gráfica 3.6.18- Consumo Punta Jueves
- Gráfica 3.6.19- Consumo Punta Viernes
- Gráfica 3.6.20- Consumo Punta Sábado
- Gráfica 3.6.21- Consumo Semanal Base
- Gráfica 3.6.22- Consumo Mensual Base
- Gráfica 3.6.23- Consumo Semanal Intermedio
- Gráfica 3.6.24- Consumo Mensual Intermedio
- Gráfica 3.6.25- Consumo Semanal Punta
- Gráfica 3.6.26- Consumo Mensual Punta
- Gráfica 3.6.25- Consumo Semanal Total
- Gráfica 3.6.26- Consumo Mensual Total

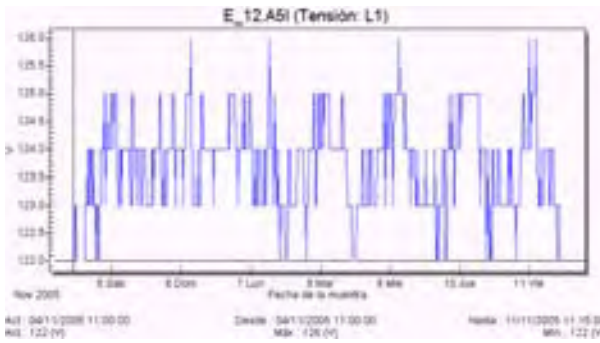
3.7 Frecuencia

- Gráfica 3.7.1- Frecuencia.

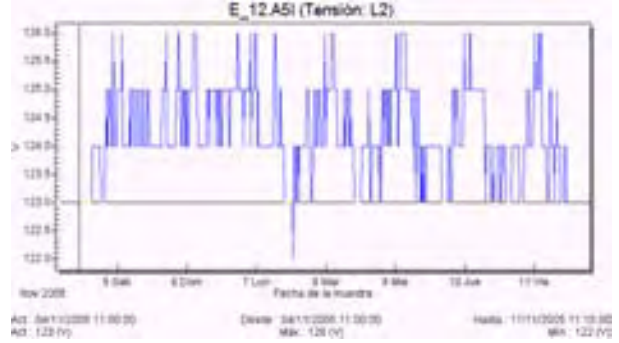
3.8 Armónicas.

- Gráfica 3.8.1-Muestra de forma de Onda 1
- Gráfica 3.8.2-Armónicos de forma de Onda 1
- Gráfica 3.8.3-Muestra de forma de Onda 2
- Gráfica 3.8.4-Armónicos de forma de Onda 2
- Gráfica 3.8.5-Muestra de forma de Onda 3
- Gráfica 3.8.6-Armónicos de forma de Onda 3
- Gráfica 3.8.7-Tasa de distorsión Armónica.
- Gráfica 3.8.8-Gráfica RMS voltaje y corriente.

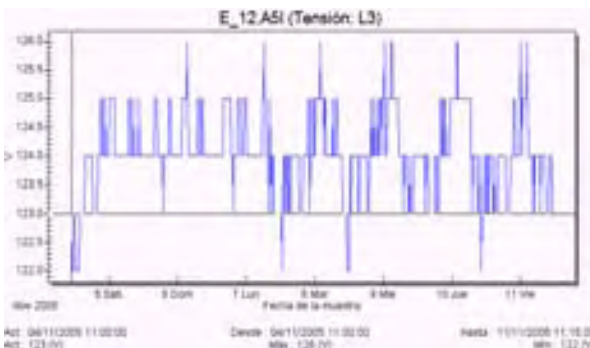
3.1 Tensión.



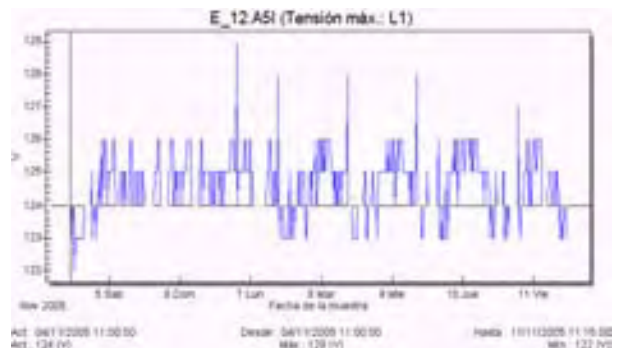
Gráfica 3.1.1- Tensión Línea A



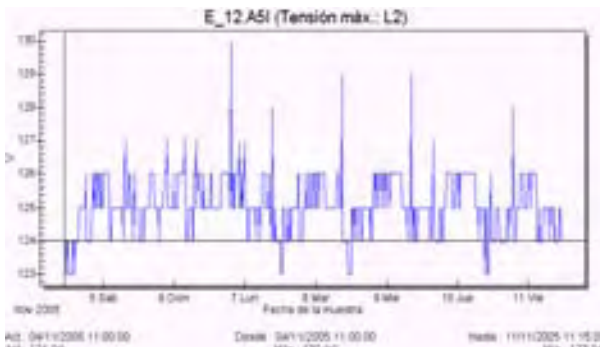
Gráfica 3.1.2- Tensión Línea B



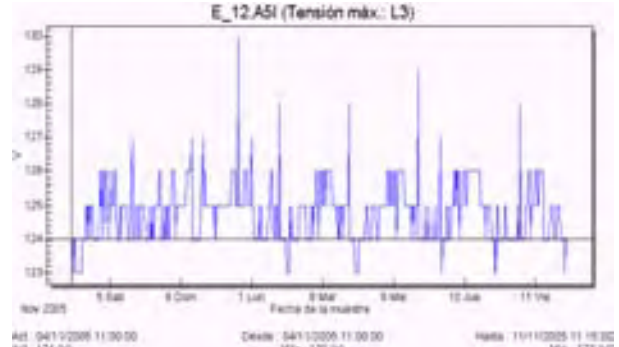
Gráfica 3.1.3- Tensión Línea C



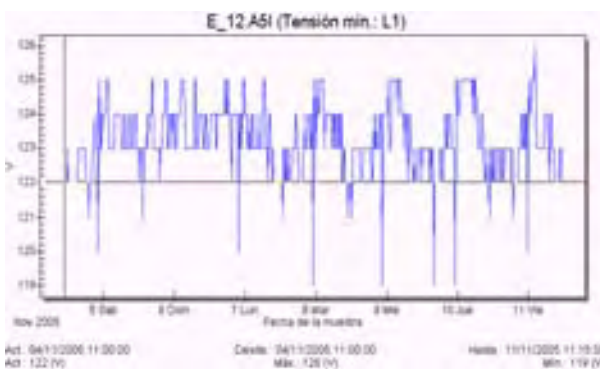
Gráfica 3.1.4- Tensión máxima Línea A



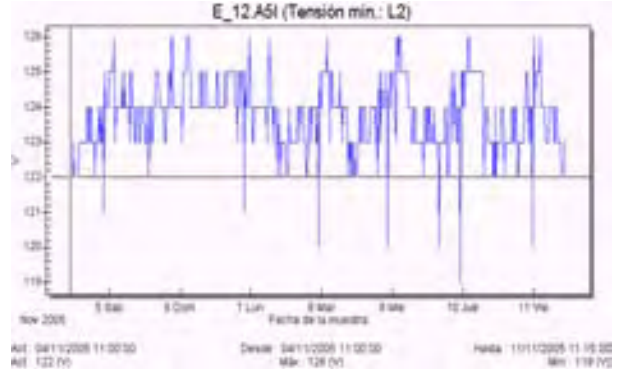
Gráfica 3.1.5- Tensión máxima Línea B



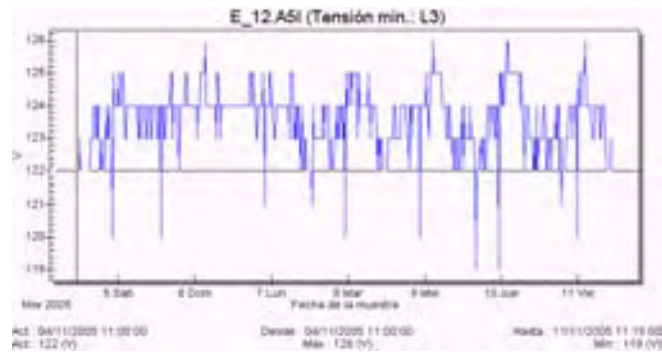
Gráfica 3.1.6- Tensión máxima Línea C



Gráfica 3.1.7- Tensión mínima Línea A

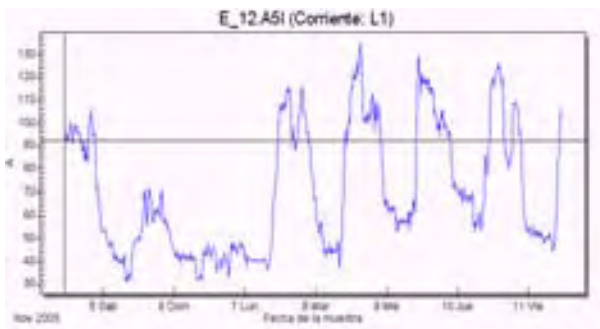


Gráfica 3.1.8- Tensión mínima Línea B

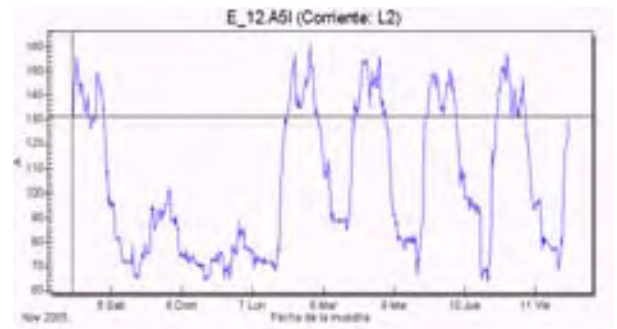


Gráfica 3.1.9- Tensión mínima Línea C

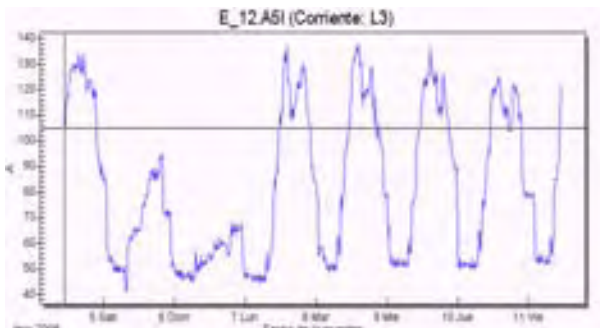
3.2 Corriente.



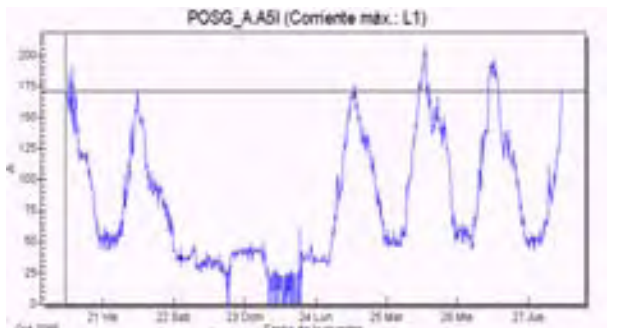
Gráfica 3.2.1- Corriente Línea A



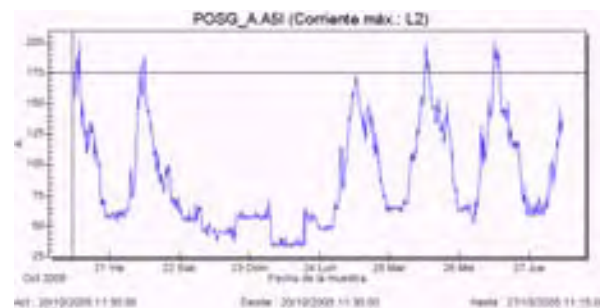
Gráfica 3.2.2- Corriente Línea B



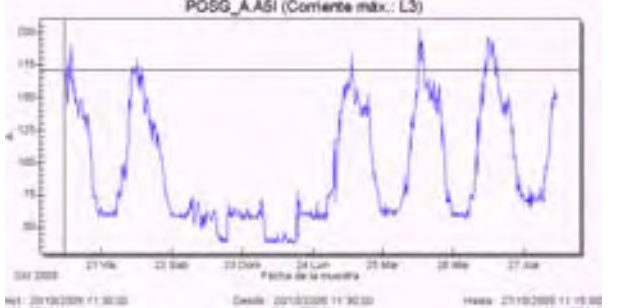
Gráfica 3.2.3- Corriente Línea C



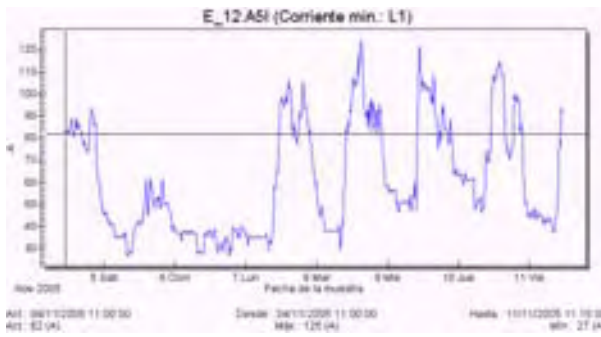
Gráfica 3.2.4- Corriente máxima Línea A



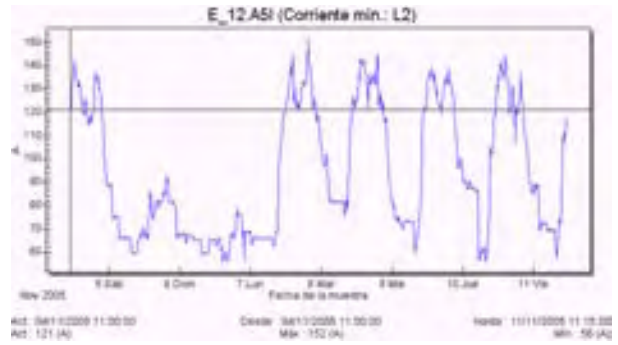
Gráfica 3.2.5- Corriente máxima Línea B



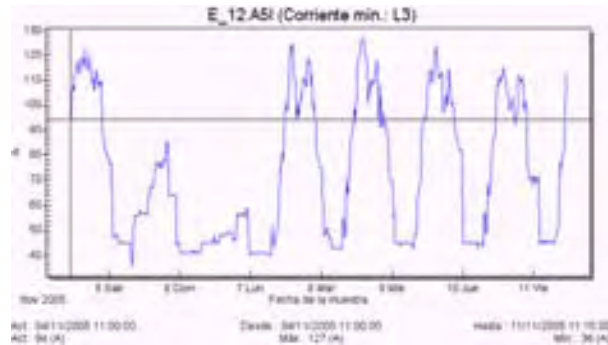
Gráfica 3.2.6- Corriente máxima Línea C



Gráfica 3.2.7- Corriente mínima Línea A

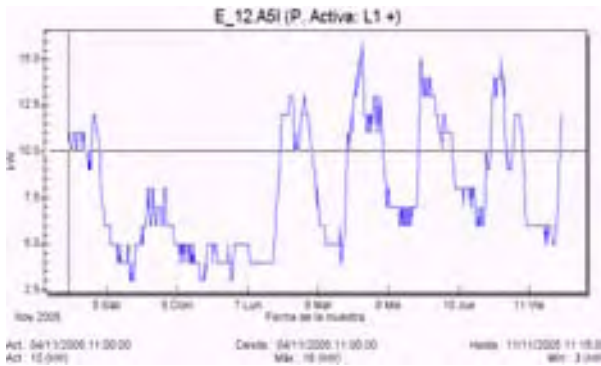


Gráfica 3.2.8- Corriente mínima Línea B

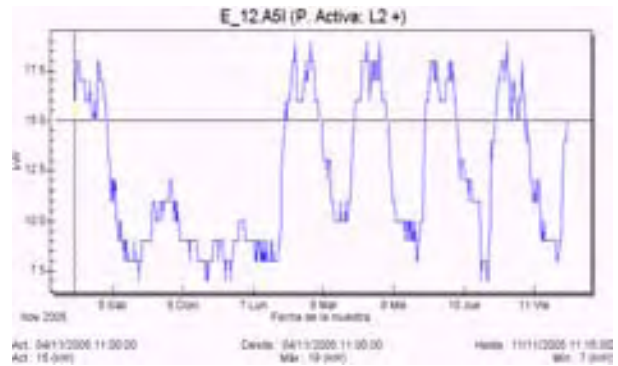


Gráfica 3.2.9- Corriente mínima Línea C

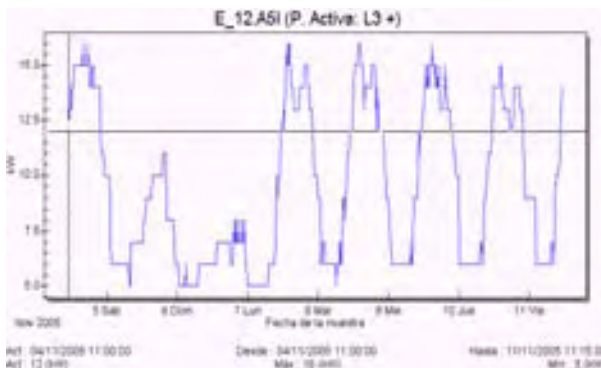
3.3 Potencia.



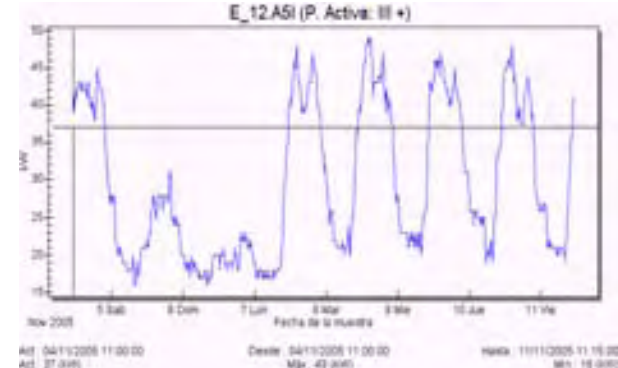
Gráfica 3.3.1- Potencia activa Línea A



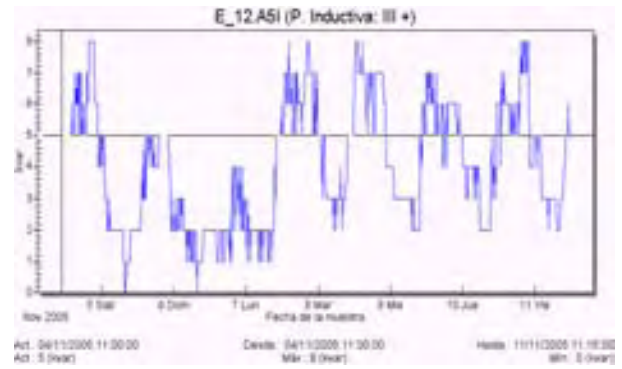
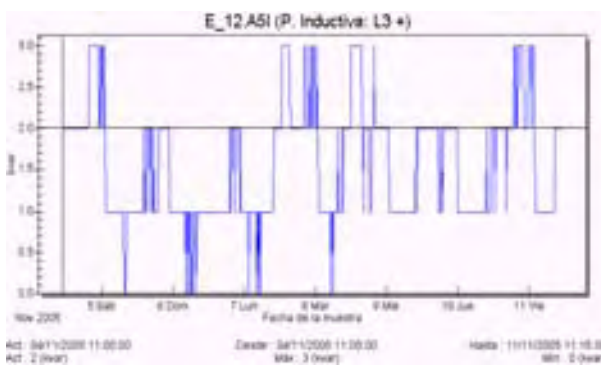
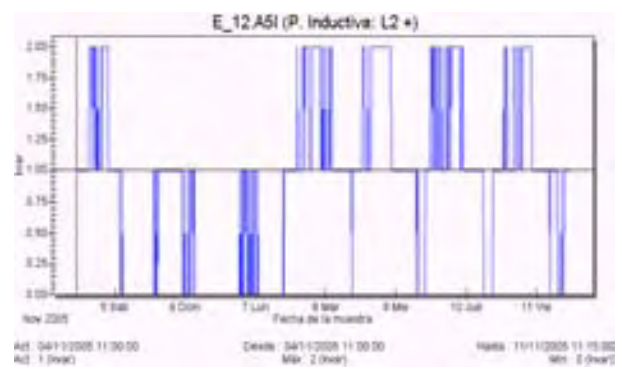
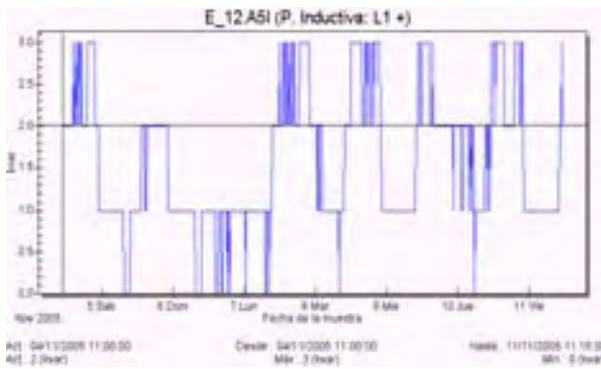
Gráfica 3.3.2- Potencia activa Línea B



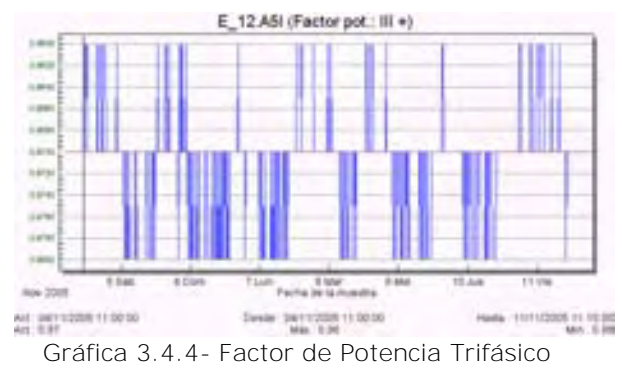
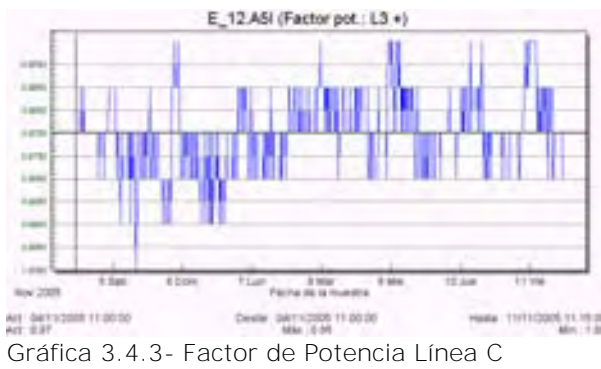
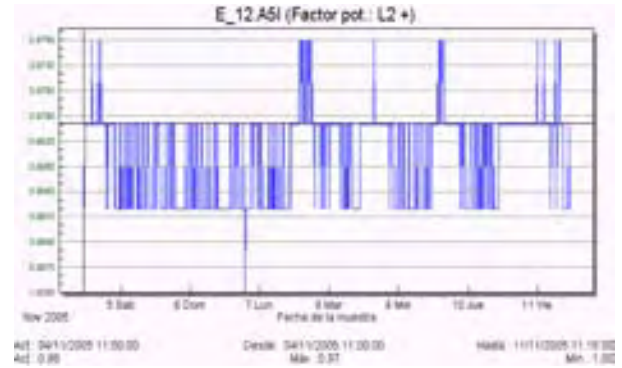
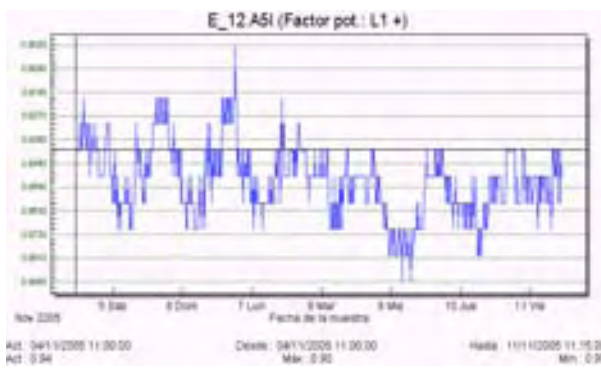
Gráfica 3.3.3- Potencia activa Línea C



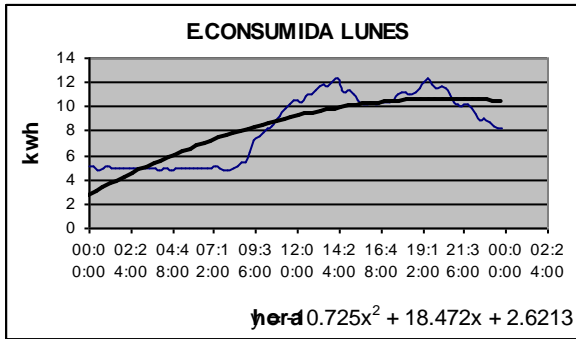
Gráfica 3.3.4- Potencia activa Trifásica



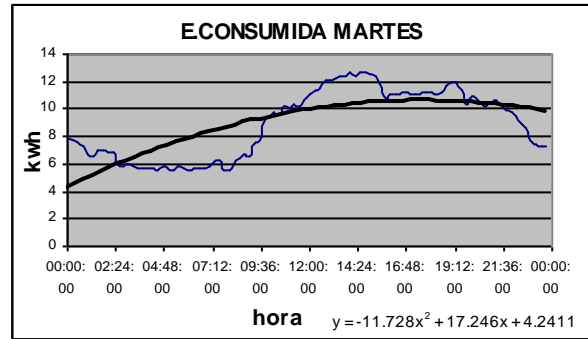
3.4 Factor de Potencia.



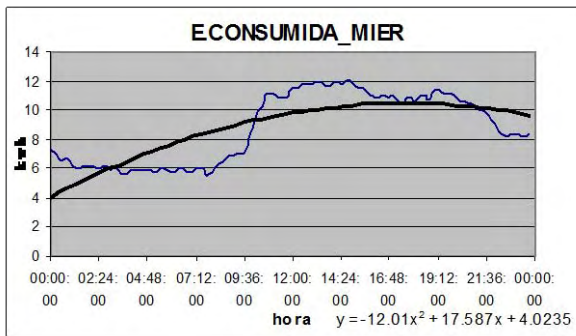
3.5 Energías Consumidas Puntuales.



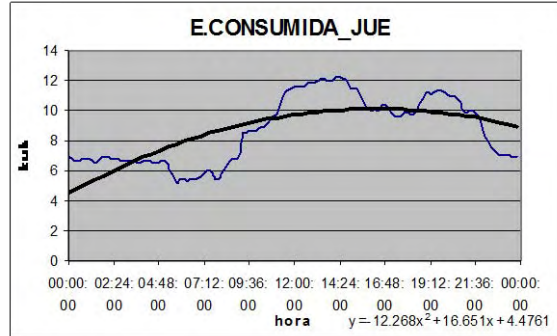
Gráfica 3.5.1- Consumo puntual Lunes



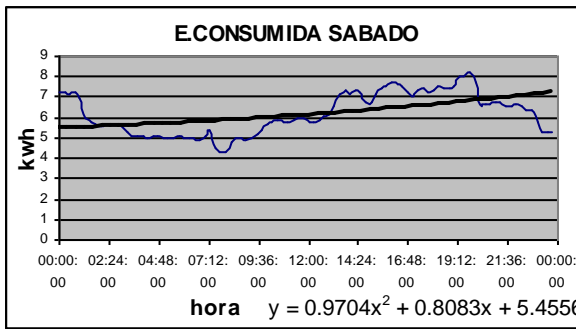
Gráfica 3.5.2- Consumo puntual Martes



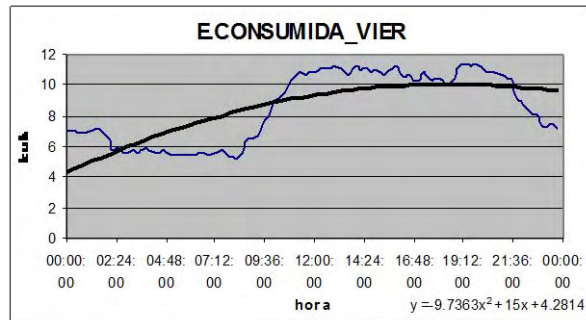
Gráfica 3.5.3- Consumo puntual Miércoles



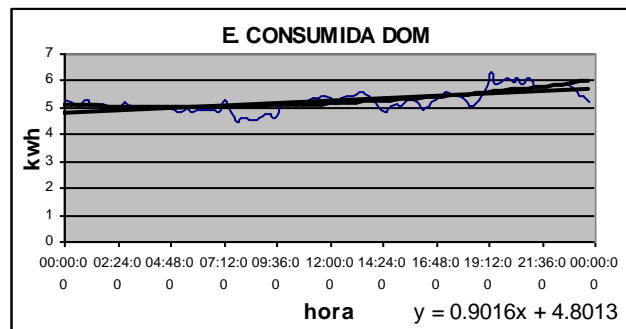
Gráfica 3.5.4- Consumo puntual Jueves



Gráfica 3.5.5- Consumo puntual Viernes

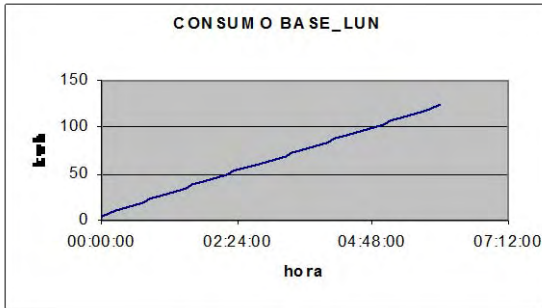


Gráfica 3.5.6- Consumo puntual Sábado

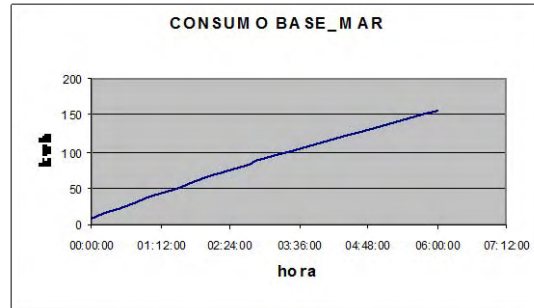


Gráfica 3.5.7- Consumo puntual Domingo

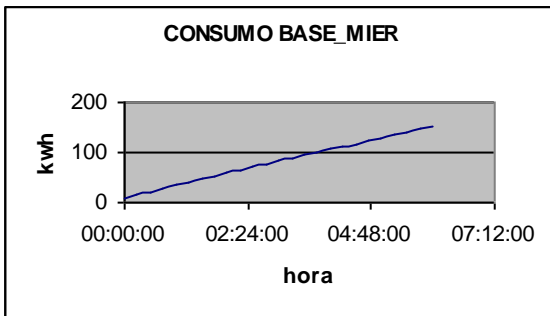
3.6 Consumo acumulado por horario.



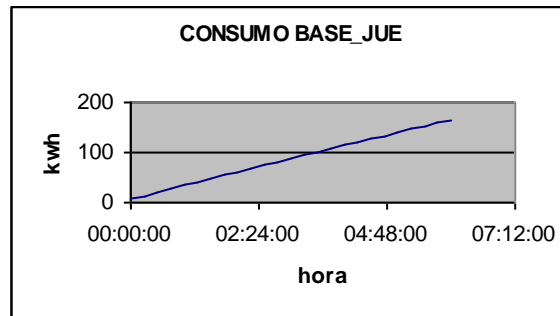
Gráfica 3.6.1- Consumo base Lunes



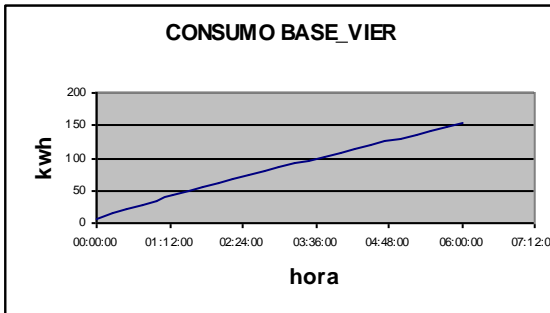
Gráfica 3.6.2- Consumo base Martes



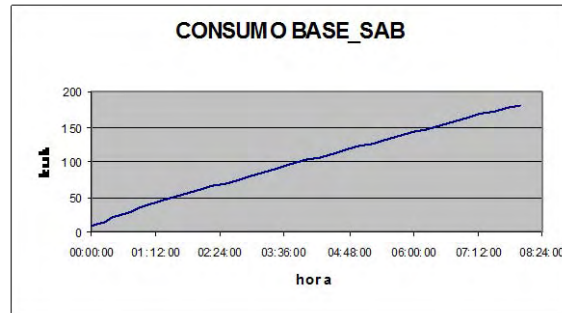
Gráfica 3.6.3- Consumo base Miércoles



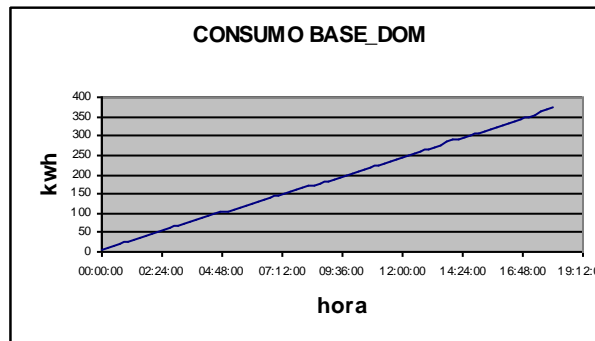
Gráfica 3.6.4- Consumo base Jueves



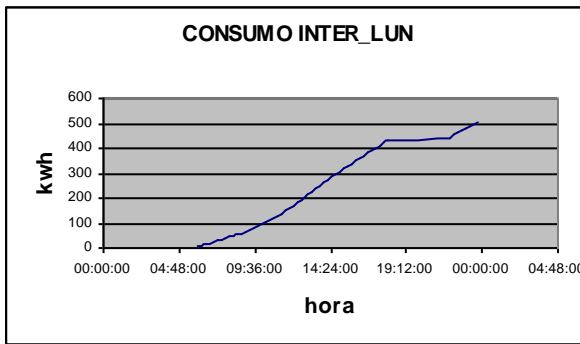
Gráfica 3.6.5- Consumo base Viernes



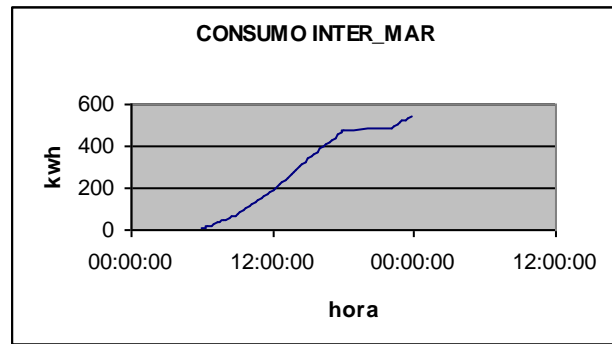
Gráfica 3.6.6- Consumo base Sábado



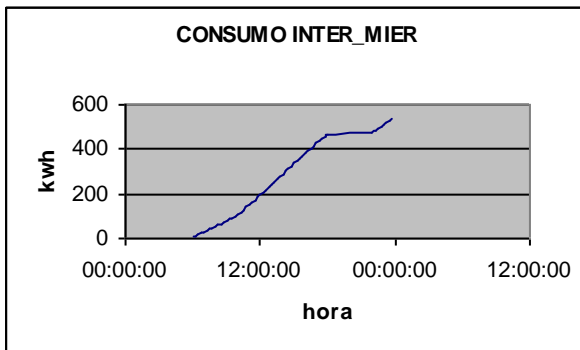
Gráfica 3.6.7- Consumo base Domingo



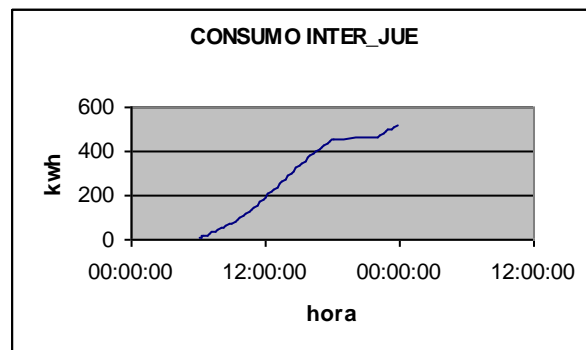
Gráfica 3.6.8- Consumo Intermedio Lunes



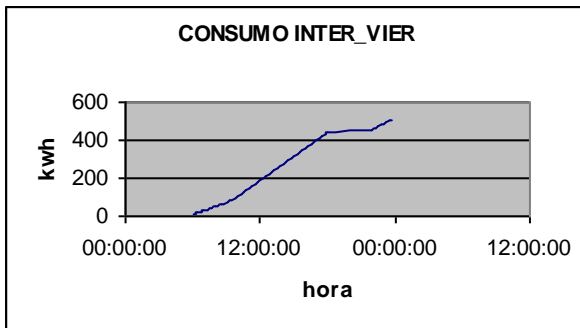
Gráfica 3.6.9- Consumo Intermedio Martes



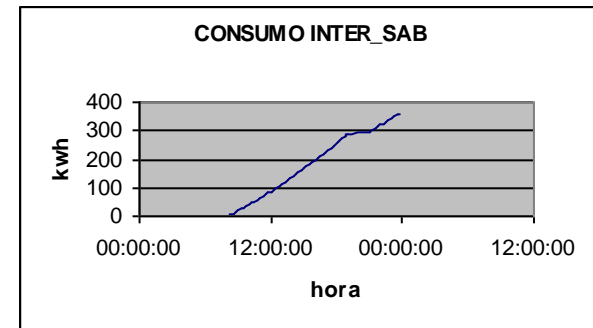
Gráfica 3.6.10- Consumo Intermedio Miércoles



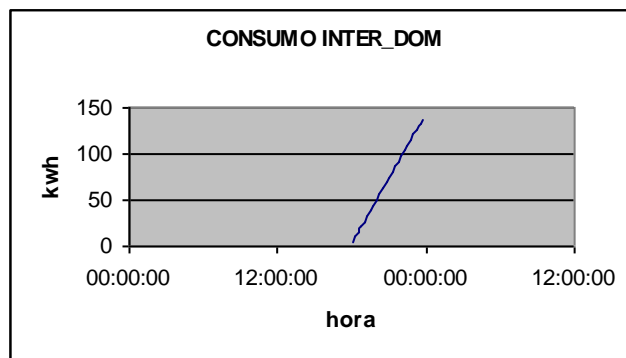
Gráfica 3.6.11- Consumo Intermedio Jueves



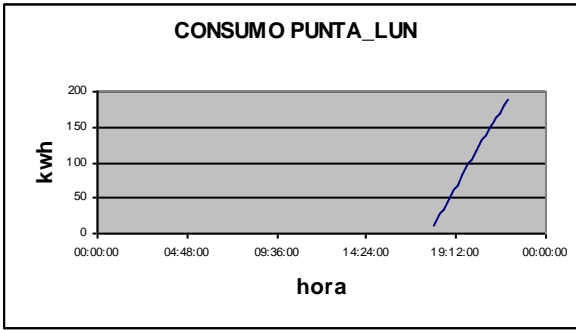
Gráfica 3.6.12- Consumo Intermedio Viernes



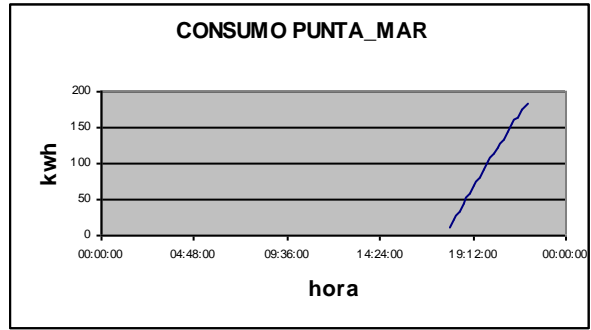
Gráfica 3.6.13- Consumo Intermedio Sábado



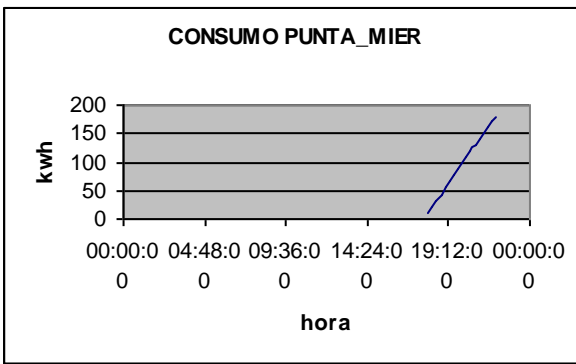
Gráfica 3.6.14- Consumo Intermedio Domingo



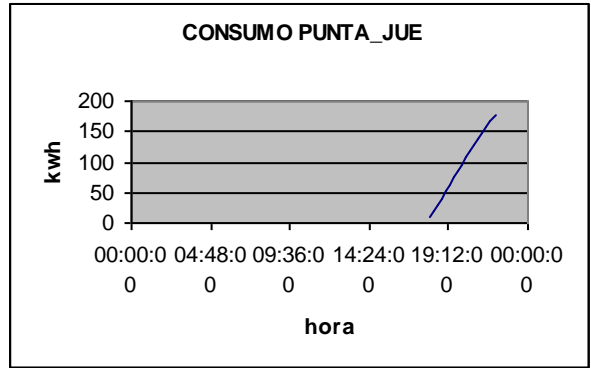
Gráfica 3.6.15- Consumo Punta Lunes



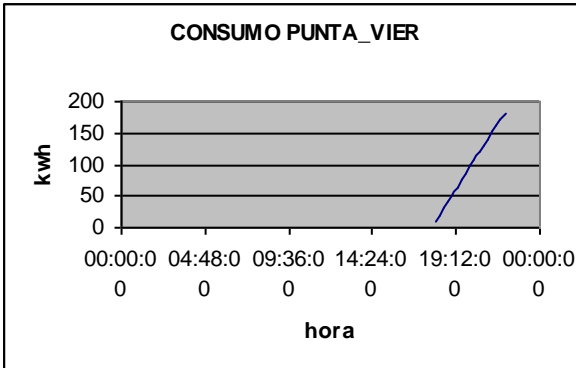
Gráfica 3.6.16- Consumo Punta Martes



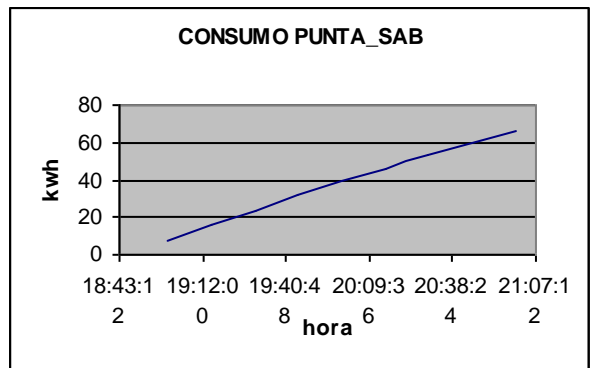
Gráfica 3.6.17 Consumo Punta Miércoles



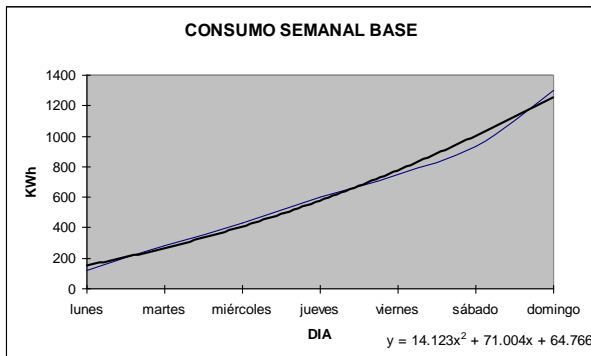
Gráfica 3.6.18- Consumo Punta Jueves



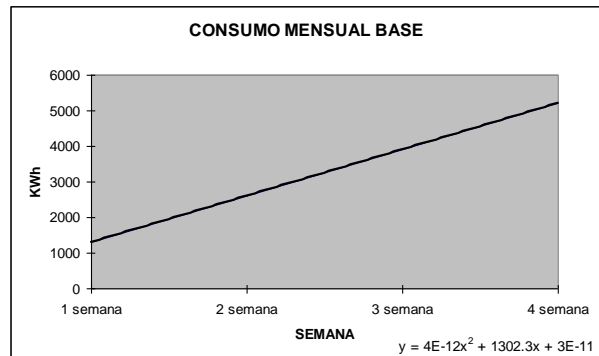
Gráfica 3.6.19 Consumo Punta Viernes



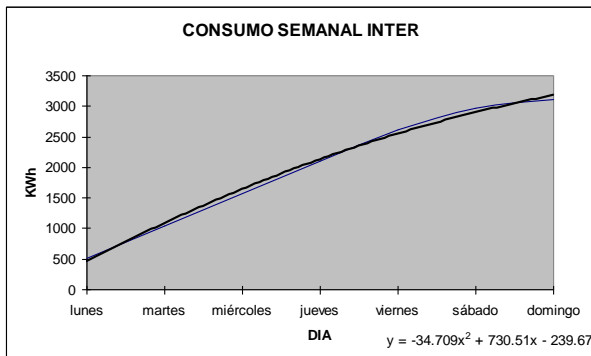
Gráfica 3.6.20- Consumo Punta Sábado



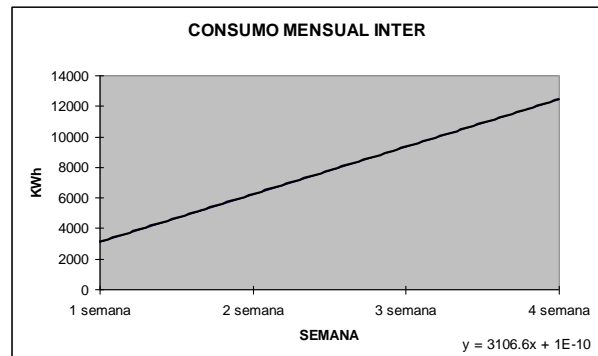
Gráfica 3.6.21 Consumo Semanal Base



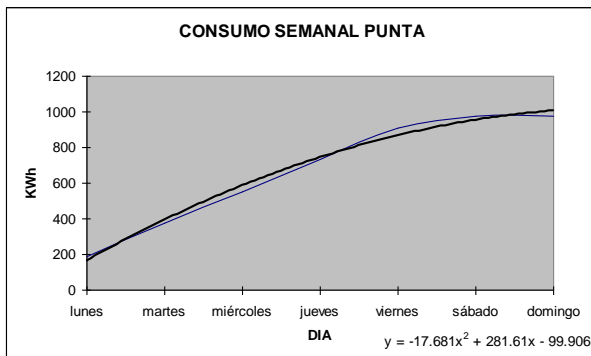
Gráfica 3.6.22- Consumo Mensual Base



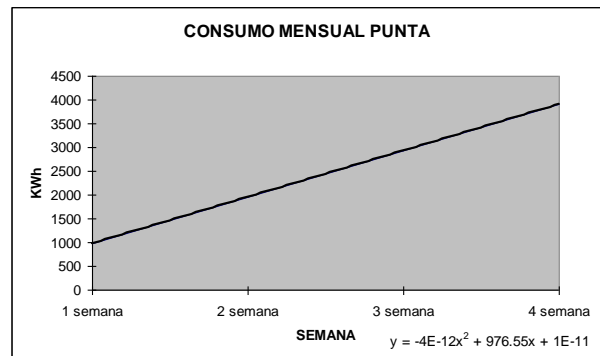
Gráfica 3.6.23 Consumo Semanal Intermedio



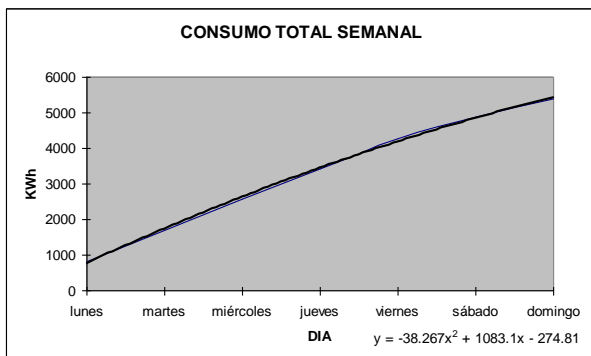
Gráfica 3.6.24- Consumo Mensual Intermedio



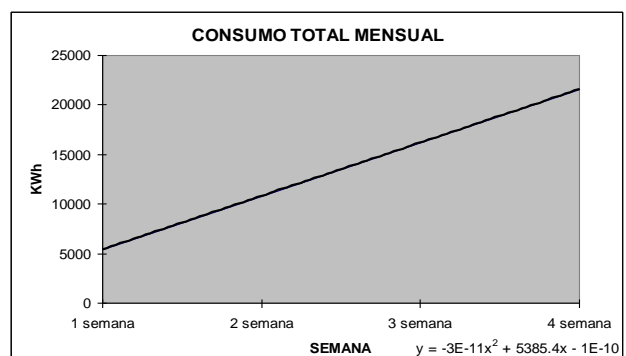
Gráfica 3.6.25 Consumo Semanal Punta



Gráfica 3.6.26- Consumo Mensual Punta

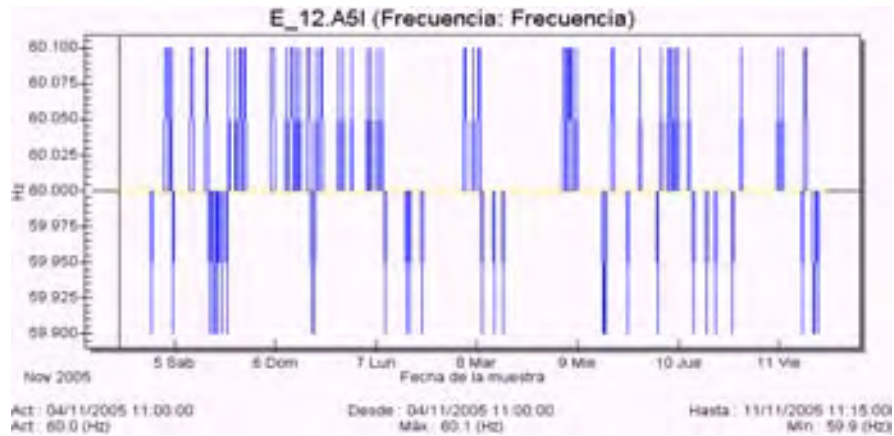


Gráfica 3.6.25 Consumo Semanal Total



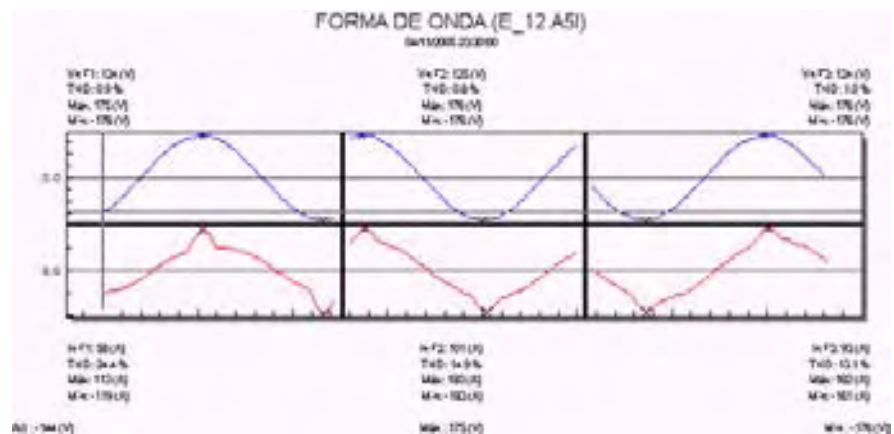
Gráfica 3.6.26- Consumo Mensual Total

3.7 Frecuencia

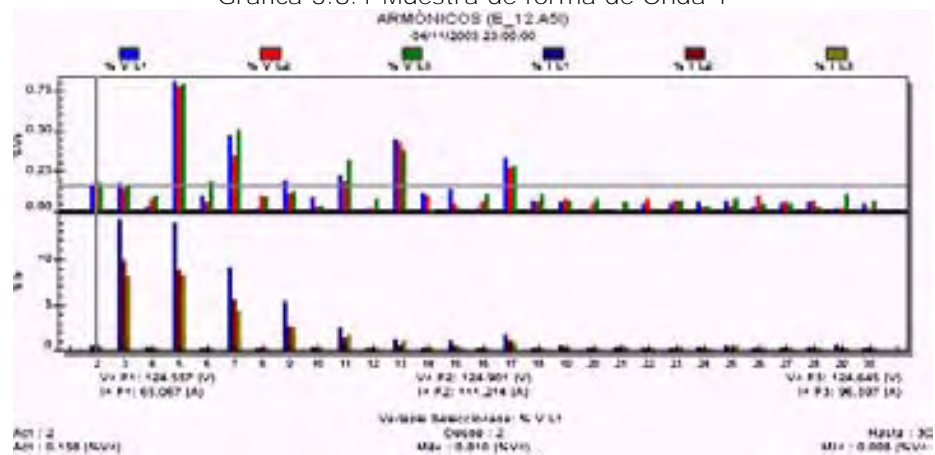


Gráfica 3.7.1- Frecuencia.

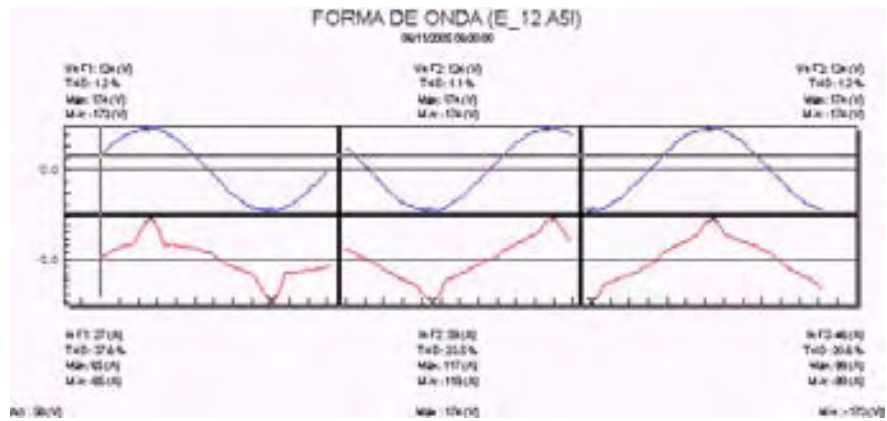
3.8 Armónicas.



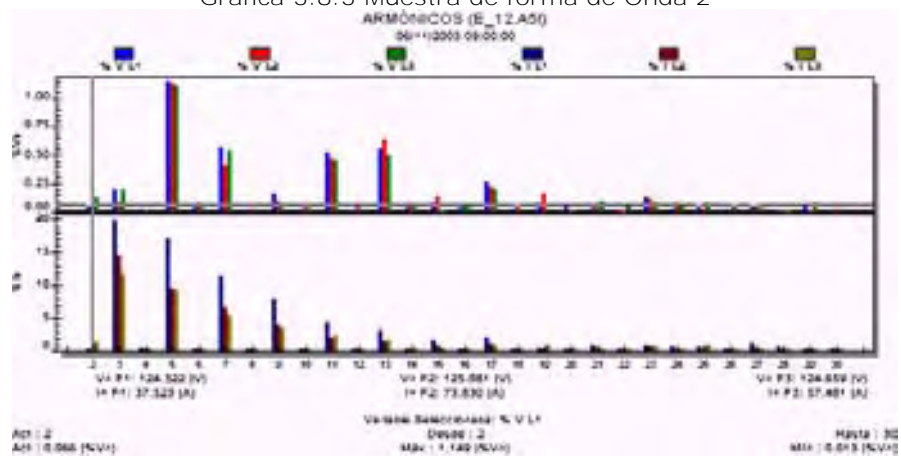
Gráfica 3.8.1 Muestra de forma de Onda 1



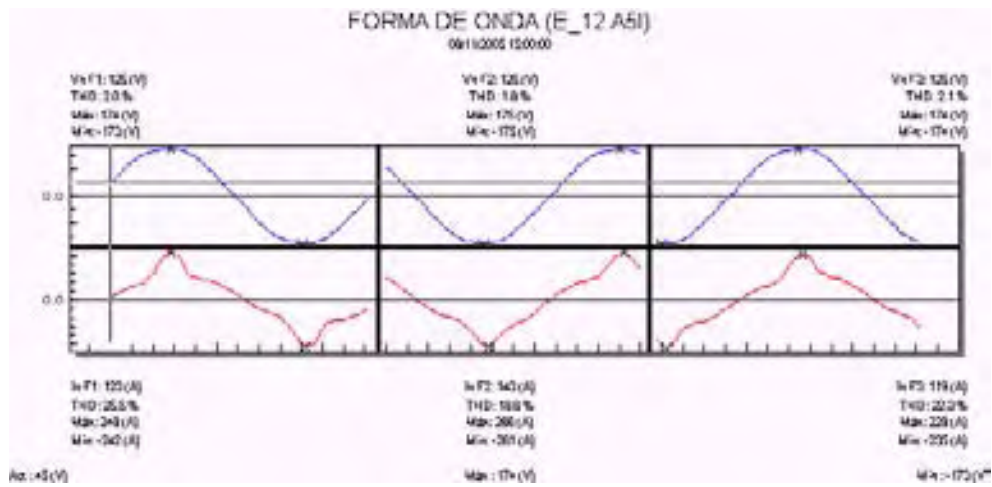
Gráfica 3.8.2 Armónicos de forma de Onda 1



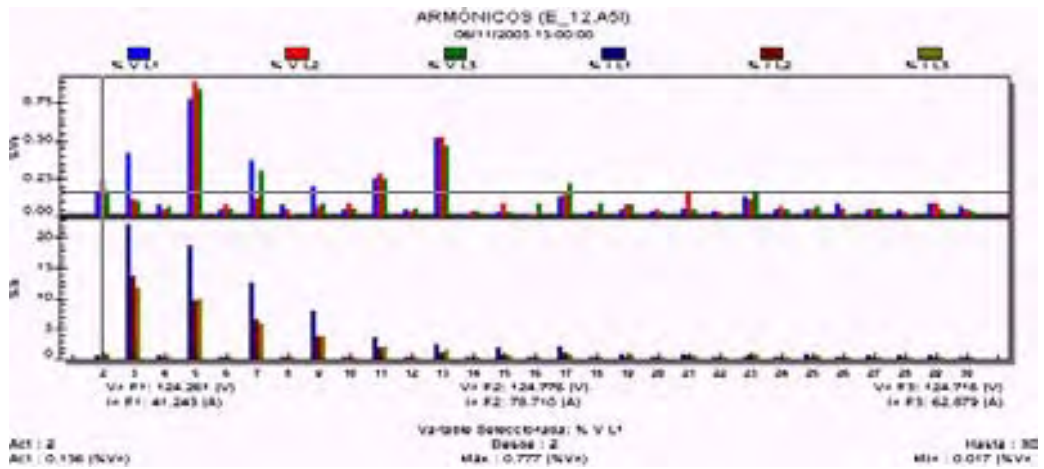
Gráfica 3.8.3 Muestra de forma de Onda 2



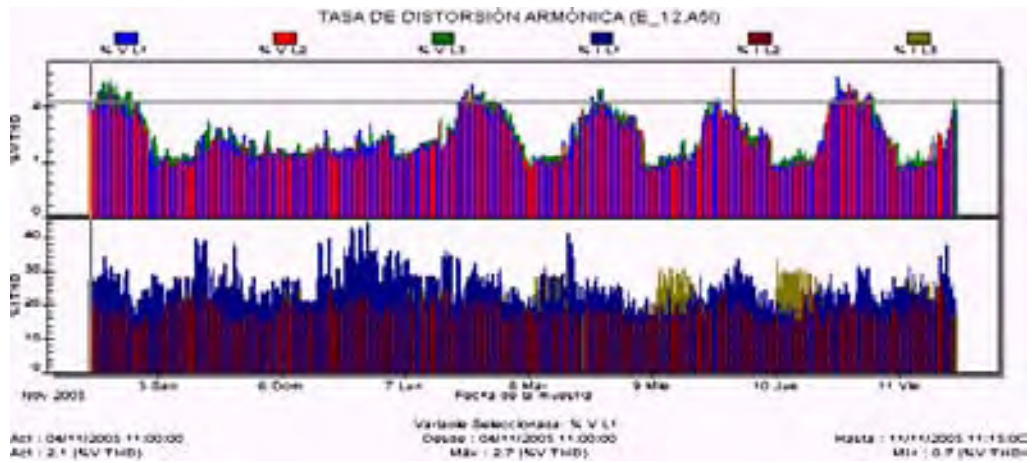
Gráfica 3.8.4 Armónicos de forma de Onda 2



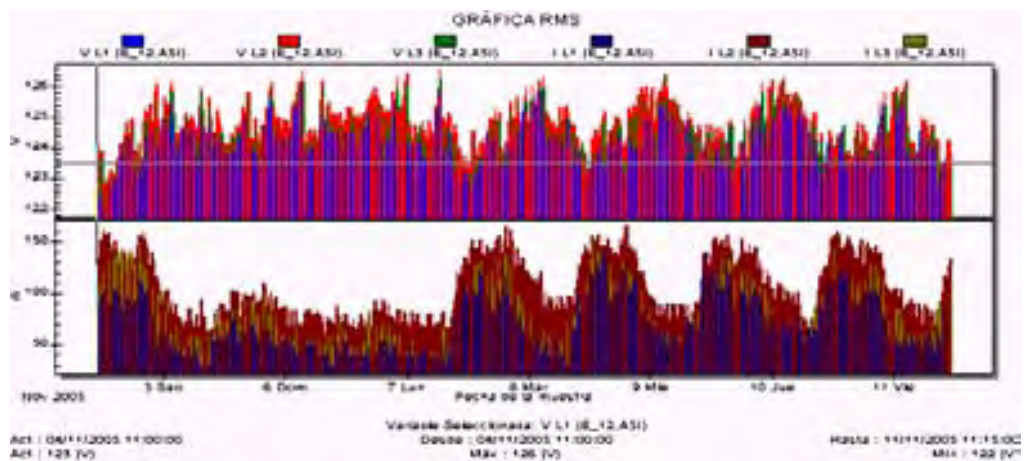
Gráfica 3.8.5 Muestra de forma de Onda 3



Gráfica 3.8.6 Armónicos de forma de Onda 3



Gráfica 3.8.7 Tasa de distorsión Armónica.



Gráfica 3.8.8 Gráfica RMS voltaje y corriente.

FIGURAS**Capítulo 1**

- Figura 1.1 Variaciones en forma de onda provocada por impulso.
- Figura 1.2 Transitorio oscilatorio causado por la energización de un banco de capacitores.
- Figura 1.3 Forma de onda con interrupción del servicio.
- Figura 1.4 Forma de onda con sags.
- Figura 1.5 Forma de onda con swell.
- Figura 1.6 Forma de onda con distorsión armónica.
- Figura 1.7 Deformación de la forma de onda ocasionada por Notches.
- Figura 1.8 Deformación ocasionada por ruido.
- Figura 1.9 Flicker (fluctuación de voltaje)
- Figura 1.10 Circuito con representación de la corriente activa y reactiva(a) Triángulo de Potencias(b).
- Figura 1.11 La onda senoidal a la frecuencia fundamental (60 Hz) y su 2do, 3ro, 4to, y 5to armónicos
- Figura 1.12 Descomposición de la señal en armónicas.
- Figura 1.13 Ejemplo de distorsión de onda y espectro armónico.
- Figura 1.14 Densidades de corriente en un mismo conductor, (a) a corriente directa y (b) a corriente de alta frecuencia.
- Figura 1.15 Circuitos que ejemplifican: (a) resonancia paralelo y (b) resonancia serie.
- Figura 1.16 Circuito equivalente para el análisis del sistema a frecuencias armónicas.

Capítulo 2

- Figura 2.1 Osciloscopio de la marca Fluke; conexiones e interfaz.
- Figura 2.2 Registrador de eventos en contacto e interfaz.
- Figura 2.3 Representación gráfica de las componentes armónicas, procesado por un analizador específico.
- Figura 2.4 Categorías de protección según la norma IEC 1010-1.
- Figura 2.5 Representación gráfica de los eventos transitorios.
- Figura 2.6 Representación gráfica de las magnitudes RMS.
- Figura 2.7 Forma de onda con presencia de contenido armónico.
- Figura 2.8 Espectro armónico de voltaje y corriente.
- Figura 2.9 Representación gráfica del THD y IHD.
- Figura 2.10 Variaciones de tensión y flicker.
- Figura 2.11 Fotografía aérea de las instalaciones bajo estudio.
- Figura 2.12 Analizador de redes AR-5 CIRCUTOR.
- Figura 2.13 Analizador de redes AEMC Power Pad 3945.
- Figura 2.14 Instalación de equipo de medición.

Capítulo 3

- Figura 3.1 Filtro pasivo
- Figura 3.2 Salida de un filtro pasivo.
- Figura 3.3 Salida de un filtro activo.
- Figura 3.4 Categorías de exposición a transitorios.
- Figura 3.5 Impedancia del alambrado actuando como supresor serie

Figura 3.6 Características corriente-voltaje de un tubo de gas.

Figura 3.7 Características corriente-voltaje de un supresor zener y de un MOV de 150Vrms

Figura 3.8 Transformador de aislamiento, carga monofásica.

Figura 3.9 Transformador de aislamiento en instalación trifásica

Figura 3.10 Forma de onda a la entrada de un UPS.

Figura 3.11 Forma de onda a la salida de un UPS.

Figura 3.12 UPS Standby.

Figura 3.13 Forma de onda Cuasi-Senoidal.

Figura 3.14 Stand-by ferro.

Figura 4.15 UPS de línea interactiva.

Figura 3.16 UPS Doble Conversión.

Figura 3.17 UPS doble conversión con inversor apagado

Figura 3.18 UPS Doble Conversión frente a un corte de energía.

Figura 3.19 Transformador delta en inversor I

Figura 3.20 UPS Conversión Delta con baja tensión

Figura 3.21 UPS Conversión Delta con sobretensión de red

Figura 3.22 Recarga de las baterías

Figura 3.23 Loop de tierra

Figura 3.24 Red de referencia en piso falso.

Capítulo 4

Figura 4.1 Lámpara Fluorescente tipo Slim Line.

Figura 4.2 Lámpara Fluorescente de arranque rápido.

Figura 4.2 Lámpara Fluorescente de arranque rápido.

Figura 4.3 Comparativa de diámetros entre lámparas T5, T8 y T12 (de izquierda a derecha).

Figura 4.4 Comparativa de las distintas tecnologías de lámparas fluorescentes.

Figura 4.5 Lámpara fluorescente compacta "integrada".

Figura 4.6 Lámpara fluorescente modelo DULUX S, de Osram.

Figura 4.7 Diodo Emisor de Luz

Figura 4.8 Ventilación nula o deficiente.

Figura 4.9 Creación de "Zonas Muertas".

Figura 4.10 Colocación de obstáculos por delante de los ventiladores o las entradas

Figura 4.11 Detalle esquemático de sistema de cogeneración con grupo electrógeno

Figura 4.12 Procedimiento de desarrollo del proyecto.

Figura 4.13 Instalación de equipo de medición

Figura 4.14 Verificación de instalaciones

Figura 4.15 Tipos de lámparas fluorescentes en Posgrado de Ingeniería "A"

Capítulo 5

Figura 5.1 Representación gráfica del control de la demanda

Figura 5.2 Operación del controlador de demanda.

Figura 5.3 Método de carga Instantánea.

Figura 5.4 Método de proyección de la curva de demanda.

Figura 5.5 Método de la demanda acumulada vs instantánea.

TABLAS.**Capítulo 1**

Tabla 1.1 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia IEEE 1159.

Tabla 1.2 IEEE 1159. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia.

Tabla 1.3 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia IEEE 1159.

Tabla 1.4 Consecuencia del efecto piel en conductores.

Tabla 1.5 Descripción de las normas relacionadas con calidad de energía (a).

Tabla 1.6 Descripción de las normas relacionadas con calidad de energía (b).

Tabla 1.7 Niveles de distorsión de voltaje IEEE-519

Tabla 1.8 Niveles de distorsión de corriente IEEE-519

Capítulo 2

Tabla 2.1 Diferencias en la medición de voltaje para ondas senoidal pura y distorsionadas.

Tabla 2.2 Alcance de los instrumentos de medición y monitoreo.

Tabla 2.3 Aplicación de las categorías de protección según IEC 1010-1.

Tabla 2.4 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. Bernardo Quintana).

Tabla 2.5 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. B Posgrado de Ingeniería).

Tabla 2.6 Energías acumuladas según horario de tarifa (Edif. 12 del Instituto de Ingeniería).

Tabla 2.7 Cuadro resumen de parámetros eléctricos.

Capítulo 3

Tabla 3.1 Comparación de distintos tipos de filtros.

Tabla 3.2 Comparación de distintos tipos de supresores.

Tabla 3.3 Niveles de protección y eficiencia de protección contra rayos.

Tabla 3.4 Nivel de protección y zona de protección de pararrayos.

Tabla 3.5 Instalación de Capacitores.

Capítulo 4

Tabla 4.1 Niveles de iluminación recomendados.

Tabla 4.2 Relación entre la temperatura de color correlacionada y el aspecto cromático

Tabla 4.3 Aplicaciones en función de la calidad de la luz.

Tabla 4.4 Eficiencia luminosa y vida útil para diferentes tipos de lámparas.

Tabla 4.5 Datos técnicos de lámparas incandescentes

Tabla 4.6 Datos técnicos de lámparas Fluorescentes Convencionales.

Tabla 4.7 Datos técnicos de lámparas de Mercurio.

Tabla 4.8 Datos técnicos de lámparas de Vapor de Sodio de Alta Presión

Tabla 4.9 Datos técnicos de lámparas de Vapor de Sodio en Baja Presión

Tabla 4.10 Datos técnicos de lámparas de luz Mixta.

Tabla 4.11 Datos generales Posgrado de Ingeniería "A"

Tabla 4.12 Datos generales Posgrado de Ingeniería "B".

Tabla 4.13 Datos generales Edificio Valdés Vallejo.

Tabla 4.14 Datos generales DIME(División de Ingeniería Mecánica y Eléctrica).

Tabla 4.15 Datos generales Edificio 12 del Instituto de Ingeniería.

Tabla 4.16 Contaminantes generados por una planta termoeléctrica cada KWh.

Tabla 4.17 Contaminantes generados por cada KWh (diversos tipos de planta)

Tabla 4.18 Beneficios ambientales anuales en las instalaciones recomendadas (fuente propia).

Capítulo 5

Tabla 5.1 Tarifas y las características del suministro

Tabla 5.2 Horario tarifario Región Baja California 1 Tarifa H-M.

Tabla 5.3 Horario tarifario Región Baja California 2 Tarifa H-M.

Tabla 5.4 Horario tarifario Región Baja California Sur 1 Tarifa H-M.

Tabla 5.5 Horario tarifario Región Baja California Sur 2 Tarifa H-M.

Tabla 5.6 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 1 Tarifa H-M.

Tabla 5.7 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 2 Tarifa H-M.

Tabla 5.8 Horario tarifario Región Noroeste 1 Tarifa H-M.

Tabla 5.9 Horario tarifario Región Noroeste 2 Tarifa H-M.

Tabla 5.10 Horario tarifario Región Peninsular 1 Tarifa H-M.

Tabla 5.11 Horario tarifario Región Peninsular 2 Tarifa H-M.

Tabla 5.12 Factores de reducción según región tarifaria Tarifa H-M.

Tabla 5.13 Horario tarifario Región Baja California 1 Tarifa H-S.

Tabla 5.14 Horario tarifario Región Baja California 2 Tarifa H-S.

Tabla 5.15 Horario tarifario Región Baja California Sur 1 Tarifa H-S.

Tabla 5.16 Horario tarifario Región Baja California Sur 2 Tarifa H-S.

Tabla 5.17 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 1 Tarifa H-S.

Tabla 5.18 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 2 Tarifa H-S.

Tabla 5.19 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 3 Tarifa H-S.

Tabla 5.20 Horario tarifario Regiones Central, Noreste, Norte y Sur 4 Tarifa H-S.

Tabla 5.21 Horario tarifario Región Noroeste 1 Tarifa H-S.

Tabla 5.22 Horario tarifario Región Noroeste 2 Tarifa H-S.

Tabla 5.23 Horario tarifario Región Peninsular 1 Tarifa H-S.

Tabla 5.24 Horario tarifario Región Peninsular 2 Tarifa H-S.

Tabla 5.25 Factores de reducción según región tarifaria Tarifa H-S.

Tabla 5.26 Ejemplo de priorización de cargas

Tabla 5.27 Proyectos de ahorro de energía eléctrica en grupos corporativos y en empresas

Tabla 5.28 Proyectos ahorro de energía eléctrica en empresas altamente consumidoras con recuperación del costo financiero.

Tabla 5.29 Financiamientos a corto plazo para la aplicación de medidas de ahorro de energía eléctrica.

Tabla 5.30 Financiamiento de proyectos contratados bajo esquemas de ahorros garantizados y demostrados.

Tabla 5.31 Apoyo al desarrollo Tecnológico.

Tabla 5.32 Proyectos de ahorro de energía eléctrica en establecimientos comerciales y de servicios, con financiamiento parcial.

Figura 5.33 Apoyo de financiamiento a municipios.

FORMULAS.

- 1.1 Relación entre la componente inversa y la componente directa de la tensión
- 1.2 Indicador de desbalance de voltaje.
- 1.3 Desbalance de voltaje.
- 1.4 Severidad de larga duración (psl) Flicker.
- 1.5 Corriente activa y reactiva.
- 1.6 Potencia Reactiva.
- 1.7 Frecuencia de armónicas.
- 1.8 Frecuencia resonante.
- 1.9 Pérdidas por corrientes de hedf.
- 1.10 Pérdidas adicionales.
- 1.11 Condición de frecuencia de resonancia.
- 1.12 Factor de cresta
- 1.13 El valor promedio de una forma de onda.
- 1.14 El valor efectivo de una forma de onda.
- 1.15 Distorsión armónica total.
- 1.16 Factor K(a).
- 1.17 Factor K(b).
- 1.18 Desbalance de voltaje.
- 1.19 Indicador de desbalance de voltaje.
- 1.20 Por ciento de desbalance de voltaje.
- 1.21 Corriente de corto circuito máxima.
- 1.22 Tasa de distorsión armónica individual.
- 1.23 Por ciento de distorsión armónica total.
- 3.1,3.2 Cálculo del Factor K.
- 4.1 Rendimiento Energético a
- 4.2 Rendimiento Energético b
- 4.3 Pérdidas de excitación
- 4.4 Pérdidas en el contacto de escobillas
- 4.5 Pérdidas en las escobillas motor asíncrono.
- 4.6 Eficiencia de motores de C.C.
- 4.7 Eficiencia de motores de C.A. síncronos.
- 4.8 Eficiencia de motores de C.A. asíncronos.
- 4.9 Desbalance de voltaje.
- 5.1 Fórmula de Recargos
- 5.2 Fórmula de Bonificaciones
- 5.3 Factor de Carga
- 5.4 kW Demanda Prom
- 5.5 Demanda facturable Tarifa H-M.
- 5.6 Demanda facturable Región Baja California Tarifa H-S.
- 5.7 Demanda facturable Regiones Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur Tarifa H-S.