

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación

“Calidad del Producto en los Sistemas de Distribución: Adquisición de Datos”

TESIS DE GRADO:

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

Edison Javier Ricaurte Zambrano
Jorge Javir Cedeño Arcentales
Jorge Rafael Estrella Freré



GUAYAQUIL - ECUADOR

2003

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios y a nuestros padres. Luego a todas las personas que ayudaron culminar este trabajo. Al Ph. D. Cristóbal Mera por su paciencia. A Julio Aráuz por su gran demostración de amistad.

Y especialmente al Ingeniero Armando Altamirano por su permanente demostración de confianza y apoyo.

DEDICATORIA

A DIOS

A NUESTROS PADRES

A NUESTROS HERMANOS

A NUESTROS AMORES Y

A NUESTRA FUTURA FAMILIA.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ph. D. Cristóbal Mera
DECANO DE LA FIEC

Ph. D. Cristóbal Mera
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gustavo Bermúdez
VOCAL

Ing. Armando Altamirano
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

Edison Javier Ricaurte Zambrano

Jorge Javier Cedeño Arcentales

Jorge Rafael Estrella Freré

RESUMEN

La presencia de elementos que distorsionan la onda de voltaje se está generalizando, de tal manera que causan problemas por las perturbaciones que estos originan. Por tanto, entidades normativas de reconocido prestigio, y los países en general, han establecido regulaciones para controlar la calidad de energía (o calidad del producto en este caso).

Se hace un análisis de las regulaciones y establece recomendaciones para el mejoramiento de la regulación ecuatoriana en particular. También se hace un análisis de todos los equipos que pueden monitorear la calidad de energía, y se escoge a los dos mejores equipos existentes en el mercado ecuatoriano. Se explican los diferentes métodos de adquisición de datos que se usan.

Además se presenta un programa que usando los datos de calidad de energía obtenidos en un punto cualquiera del sistema de distribución, determina si los parámetros eléctricos se encuentran dentro de los rangos de calidad que exigen las regulaciones, este programa está

orientado para evaluar la calidad del producto de acuerdo con las exigencias de la regulación ecuatoriana.

Se establecen recomendaciones para el monitoreo de calidad de energía. Desde la regulación, hasta como manejar los datos del monitoreo e interpretarlos.

ANTECEDENTES

Con el desarrollo industrial que ha tenido nuestro país en los últimos 20 años, se ha introducido nueva tecnología a los procesos de producción de las industrias. Esta es mayormente electrónica o de estado sólido. Incluso a nivel residencial los aparatos eléctricos han cambiado radicalmente. Se utilizan cada vez más equipos electrónicos como computadoras, impresoras, UPS, etc. A estos equipos se los conocen como cargas no lineales.

Estos equipos que alguna vez fueron usados para aplicaciones muy sofisticadas de grandes industrias, es ahora de uso común en cualquier nivel de voltaje y tamaño de usuario.

Todo esto ha ido en beneficio de nuestra calidad de vida. Pero ha afectado a la calidad de la energía eléctrica que reciben los usuarios. Que ocurre debido a la distorsión de la forma de onda, variación de la amplitud, frecuencia, etc. del voltaje y la corriente a nivel de distribución.

Paradójicamente estos cambios en la corriente y el voltaje han afectado al principal causante de los mismos que son las industrias. En el Ecuador existen reportes de Grandes Industrias, como La Cemento Nacional, que por

factor económico han decidido generar su propia energía, encontrándose con la novedad que al hacerlo, los paros de producción se hicieron menos frecuentes y el tiempo de vida útil de los equipos sensibles aumentaron considerablemente. Representando para ellos mayor eficiencia en la producción y concluyéndose que cuando consumían energía de la Empresa de Distribución la calidad de la Energía entregada provocaba esos daños frecuentes en sus equipos. Estas son evidencias de la mala calidad en los sistemas eléctricos de nuestro país.

El CONELEC, pretendiendo mejorar esta situación. Ha emitido una regulación para normalizar la Calidad de Energía que entrega la Empresa de Distribución a los usuarios. He aquí donde radica el punto de partida para este trabajo.

El motivo principal de este trabajo, es el de analizar la regulación del CONELEC y hacerle recomendaciones. Conjuntamente explicar con detalle cada uno de los fenómenos y parámetros que se ven involucrados en la Calidad de Energía en los Sistemas de distribución. Además hacer recomendaciones que servirán para las empresas de distribución y al propio CONELEC para mejorar sus sistemas de monitoreo y control de la Calidad de Energía en Ecuador.

OBJETIVOS

En la realización del presente trabajo se pretende cumplir objetivos que se detallan como siguen.

Enunciar los problemas de calidad de energía que existen en nuestros Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Determinar si es necesario que dichos problemas sean analizados o no por la norma. Teniendo en cuenta la Regulación de nuestro país compararla con otros países latinoamericanos y la norma de calidad europea EN50160. Con el propósito de sacar conclusiones sobre los aciertos y errores de nuestra norma y hacer recomendaciones para su mejoramiento.

Analizando el mercado de medidores de calidad de energía existentes en nuestro país, determinar cual o cuales de ellos le conviene más a las Empresas de Distribución. Tomando en cuenta criterios técnicos.

Además se pretende establecer una metodología de adquisición de datos aplicables a Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Desarrollar un programa para manejar los datos de Calidad de Energía y luego emitir reportes de cumplimiento de la Regulación Ecuatoriana.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ANTECEDENTES.....	III
OBJETIVOS.....	V
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	
I. TEORÍA GENERAL SOBRE CALIDAD DE PRODUCTO.....	24
1.1 Introducción.	24
1.2 Sistemas de distribución desde el punto de vista de la calidad de energía	26
1.2.1 Cargas lineales.	28
1.2.2 Cargas no lineales.	31
1.3 Fenómenos que distorsionan la calidad de voltaje	34
1.3.1 Armónicos	35
1.3.2 Transientes	42
1.3.2.1 Transiente impulsivo.....	43
1.3.2.2 Oscilatorio.....	43

1.3.3 Variaciones de voltaje de larga duración.....	44
1.3.3.1 Sobrevoltaje.....	45
1.3.3.2 Bajo voltaje	46
1.3.3.3 Interrupción sostenida	47
1.3.4 Variaciones de voltaje de corta duración	48
1.3.4.1 Interrupción corta.....	50
1.3.4.2 Sag	51
1.3.4.3 Swell	53
1.3.4.4 Notching.....	54
1.3.5 Fluctuación de voltaje.....	55
1.4 Comentario	59
II. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIAS REGULACIONES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN. CALIDAD DEL PRODUCTO.	62
2.1 Introducción	62
2.2 La Calidad Del Producto.....	65
2.3 Análisis Técnico De Las Regulaciones De Calidad Del Producto ..	71
2.3.1 Nivel De Voltaje.....	72
2.3.1.1 Conelec (Ecuador):.....	72

2.3.1.2 NTCSE-PERU (norma técnica de los servicios eléctricos)	75
2.3.1.3 Superintendencia de Electricidad (Bolivia).....	79
2.3.1.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución (Guatemala)	84
2.3.1.5 EN 50160 (Norma europea de calidad de energía)	89
2.3.2 Perturbaciones de voltaje.....	90
2.3.2.1 Conelec (ECUADOR):	92
2.3.2.2 NTCSE norma técnica de los servicios eléctricos (Perú).	98
2.3.2.3 Superintendencia de electricidad (Bolivia).....	103
2.3.2.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución.....	104
(Guatemala)	104
2.3.2.5 EN 50160 (Norma Europea De Calidad De Energía)	109
2.3.3. Factor de potencia.	111
2.3.3.1 Conelec (Ecuador):.....	111
2.3.3.2 NTCSE norma técnica de los servicios eléctricos (Perú)	112
2.3.3.3 Superintendencia de electricidad (Bolivia).....	113

2.3.3.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución.....	113
(Guatemala)	113
2.3.3.5 EN 50160 (norma europea de calidad de energía)....	114
2.4 Análisis comparativo de las regulaciones estudiadas con la	
regulación CONELEC-004/01	114
2.4.1 Parámetros adicionales de calidad de producto.....	129
III. ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS MEDIDORES DE CALIDAD DE ENERGÍA	
.....	130
3.1 Introducción	130
3.2 Lista de medidores	131
3.3 Análisis Técnico	134
3.3.1 Análisis básico	135
3.3.2 Análisis de factibilidad de operación	153
3.4 Ventajas y desventajas de los equipos seleccionados.....	158

IV. ADQUISICIÓN DE DATOS DE CALIDAD DE VOLTAJE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	167
4.1 Generalidades	167
4.2 Vías de comunicación	171
4.2.1 Comunicación vía óptica	172
4.2.2 Comunicación vía serial	174
4.2.2.1 Interfase serial RS-232	175
4.2.2.2 Interfase serial RS-485	178
4.2.3. Tipos de comunicación vía módem.....	185
4.2.3.1 Módem DialUp	186
4.2.3.2 Módem Celular.	186
4.2.3.3 Módem de Radio	187
4.2.3.4 Módem CDPD.....	188
4.2.4 Comunicación Vía Ethernet	189
4.2.4.1 LANs y WANs.....	191
4.2.4.2 Topologías de ethernet.....	192
a) Topología en estrella	192
b) Topología en Barra	193

c) Topología en Anillo	194
4.2.4.3 Aplicación de Ethernet para sistemas de medición.	194
4.3 Recomendaciones para sistemas de monitoreo.....	196
4.3.1 Un solo punto de medición Variable (equipos portátiles)	197
4.3.2 Un solo punto de medición fijo (en panel)	198
4.3.3 Varios puntos de medición fijos (en panel)	200
4.3.3.1 En un mismo SITIO	201
4.3.3.2 Varios SITIOS a la vez.	203
V. PROGRAMA DE VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO DE LA REGULACIÓN CONELEC-004/01	206
5.1 Introducción	206
5.2 Forma de adquisición de datos.....	207
5.3 Parámetros de adquisición	216
5.4 Estadística de los parámetros	216
5.5 Descripción del programa.....	217
5.5.1 Diagrama de flujo.	219
5.5.2 Descripción de las macros usadas.....	199
5.5.3 Resultados del programa.....	200

5.6 Ejemplo del funcionamiento del programa tomando datos reales ..	223
5.6.1 Cumplimiento del punto de medición	223
5.6.2 Lista del estado de calidad de todos los parámetros eléctricos.	227
5.6.3 Gráficos	229

VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	233
---	-----

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ÍNDICE DE GRÁFICOS

FIGURA	PÁGINA
Figura 1.1 .- Diagrama de un Sistema Eléctrico General	5
Figura 1.2.- Ondas de voltaje y corriente de una carga lineal	6
Figura 1.3 .- Curva del comportamiento de una carga lineal	8
Figura 1.4 .- Distorsión de voltaje provocada por carga no lineal	9
Figura 1.5.- Curva del comportamiento de una carga no lineal	10
Figura 1.6 .- Distorsión de una onda fundamental por armónicos	14
Figura 1.7.- Transiente de corriente	22
Figura 1.8.- Sobrevoltaje	24
Figura 1.9.- Bajovoltaje	25
Figura 1.10.- Interrupción Sostenida	26
Figura 1.11.- Sag de voltaje	30
Figura 1.12.- Swell de Voltaje	32
Figura 1.13.- Flicker	34
Figura 4.1.- Sistema de adquisición de datos .	146
Figura 4.2.- Sistema de adquisición de datos integrado.	148

Figura 4.3.- Lector y puerto óptico	150
Figura 4.4.- Lector óptico acoplado al medidor.	151
Figura 4.5.- Puerto serial RS-232 (de 25 y 9 pines).	154
Figura 4.6.- Conexión entre medidor y computador vía RS-232.	155
Figura 4.7.- Conexión por módem usando la interfase RS-232 del medidor.	155
Figura 4.8.- Conexión RS-485 en lazo cerrado.	156
Figura 4.9.- Conexión RS-485 con resistor de fin de línea.	157
Figura 4.10.- Convertidor de RS-485 a RS-232.	158
Figura 4.11.- Conexión por módem usando la interfase RS-485 del medidor.	158
Figura 4.12.- Conector RJ11.	
Figura 4.13.- Comunicación de un medidor vía Módem.	161
Figura 4.14.- Topología en estrella.	171
Figura 4.15.- Topología de barra.	171
Figura 4.16.- Topología en anillo.	172
Figura 4.17.- Combinación de interfases serial y Ethernet.	173
Figura 4.18.- Conexión de un equipo portátil para descargar Información al computador.	175
Figura 4.19.- Comunicación RS-485 en la entrada principal de una subestación.	177
Figura 4.20.- Comunicación Integral de una serie	

de medidores que monitorean toda una subestación, usando interfase RS-485.	180
Figura 4.21.- Monitoreo de varias Subestaciones usando interfaces RS-485 y Ethernet. Integrando los datos a todo hacia una gran red Ethernet.	182
Figura 5.1.- Diagrama unifilar de la comunicación de los medidores en una subestación	187
Figura 5.2 Diagrama unifilar de una subestación con medición de calidad del producto	187
Figura 5.3.- Punto de medición de calida del producto a media tensión	190
Figura 5.4.- Punto de medición de calidad del producto en los bornes de bajo voltaje	192
Figura 5.5.- Flujo de Datos del Programa	197
Figura 5.6 .- Datos descargados del Medidor a Excel	202
Figura 5.7 .- Consulta de la Macro de Excel para definir el nivel de voltaje	203
Figura 5.8 .- Resultados de la Macro de Excel	204
Figura 5.9 .- Elección del archivo para ser presentado por el programa.	205
Figura 5.10.- Presentación principal del programa Cumplimiento	206
Figura 5.11.- Criterios de presentación de parámetros	207
Figura 5.12.- Procedimiento para visualizar los gráficos de los datos	208

Figura 5.13.- Visualización del gráfico del comportamiento
de un parámetro

209

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	PÁGINA
Tabla I.- Tabla de medidores de calidad de energía en el mercado ecuatoriano.	111
Tabla II.- Numero de canales de grabación exigidos por el CONELEC.	117
Tabla III.- Resumen del análisis básico de los medidores de calidad de energía.	130
Tabla IV.- Resumen del análisis avanzado de los medidores de calidad de energía.	135

Capítulo 1

1. TEORÍA GENERAL SOBRE CALIDAD DE PRODUCTO.

1.1 Introducción.

El propósito de este capítulo es el de definir los conceptos en los que se basa esta tesis para tratar el problema de la calidad de voltaje (conocida también como calidad del producto). Describiendo cada uno de los parámetros que se ven involucrados para evaluar la calidad de energía eléctrica.

En el desarrollo industrial, la energía eléctrica ha sido el motor que ha impulsado a la industria. Para que la industria siga desarrollándose necesita recibir energía eléctrica que cumpla con ciertos requisitos de calidad. De lo contrario el rendimiento de la producción (cualquiera que esta sea) disminuye notablemente.

Haciendo un poco de historia hay que recordar que a fines de la década del setenta se dio un notable incremento del uso de la electrónica de potencia en la industria. Con el uso de circuitos de estado sólido en los procesos se ha obtenido interesantes mejoras en la producción, tales como; automatización de los sistemas, mayor precisión en los procesos, el control de las operaciones a distancia con la ayuda del computador, etc. Estos equipos han traído consigo muchos beneficios para los procesos de producción pero a su vez han introducido distorsiones a la forma de onda sinusoidal de voltaje y de corriente.

A estos dispositivos de electrónica de potencia se los conoce como "cargas no lineales". Siempre han existido este tipo de cargas en los sistemas eléctricos pero sus efectos en la distorsión de onda hasta hace varias décadas eran despreciables por que estos dispositivos solo estaban al alcance de grandes industrias o para aplicaciones muy sofisticadas. Ahora su uso es común en empresas pequeñas y hasta en los hogares en equipos como computadoras, fotocopiadoras, sistemas de iluminación, sistemas electrónicos de control y procesos. Por esta razón los efectos de la distorsión han incrementado significativamente haciendo que sea necesario un control de la calidad de energía entregada por la Empresa de Distribución.

Es por esto que es necesario dar a conocer las diferentes variables y perturbaciones que intervienen en la distorsión de la onda de voltaje y corriente, que están contemplados dentro de lo que se conoce como calidad de energía.

1.2 Sistemas de distribución desde el punto de vista de la calidad de energía

Los sistemas eléctricos, desde que se produce la energía hasta que llega al consumidor final pasa por varios niveles de voltaje. Los que se muestran en la figura 1.1 y se detallan a continuación:

- a) GENERACIÓN.- La fuente de alimentación, que genera un voltaje sinusoidal puro y lo entrega al sistema de transmisión.
- b) TRANSMISIÓN.- El medio por donde se transporta la energía eléctrica de los generadores a muy alto voltaje (138 o 230 kilovoltios) para los grandes bloques de consumo. Se dispone de subestaciones de transformación para entregar la energía.
- c) SUBSTRANSMISIÓN.- A este nivel de voltaje (69 Kilovoltios) se tienen los primeros consumidores de energía, esto es; ciudades medianas o

pequeñas, grandes consumidores de energía que disponen de su propia subestación de transformación. Las ciudades grandes tienen su propia red interna de subtransmisión con subestaciones de transformación a lo largo de toda la ciudad.

- d) DISTRIBUCIÓN.- A la salida de las subestaciones de transformación después de las líneas de Subtransmisión se encuentran las redes de distribución que se encargan de distribuir la energía a un nivel de voltaje que va de los 13.2 hasta 22 Kilovoltios, dependiendo del sistema. A este nivel se distribuye directamente a la gran mayoría de los consumidores industriales.
- e) RED SECUNDARIA .- El consumo normalmente es a una tensión de 120 o 240 voltios, es este el último nivel de un sistema eléctrico típico. Por lo general en este último nivel de voltaje se encuentra la totalidad de usuarios residenciales y la gran mayoría de usuarios comerciales.

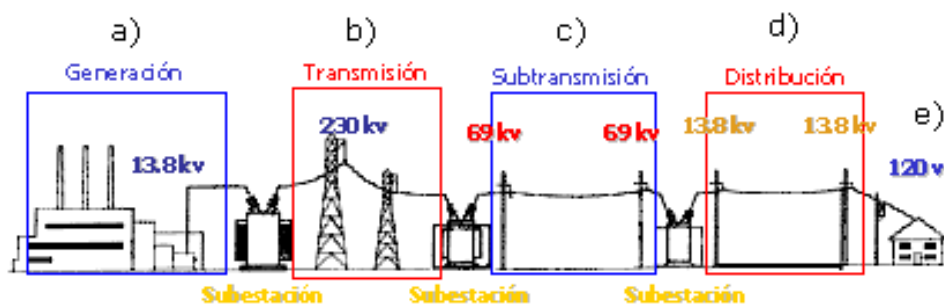


Figura 1.1 .- Diagrama de un Sistema Eléctrico General

La mayoría de los fenómenos electromagnéticos que distorsionan la onda de voltaje son producidos por equipos que se encuentran en el lado del consumidor, es decir: en la DISTRIBUCIÓN y la RED SECUNDARIA.

Aunque la mayoría de distorsiones se producen en estos niveles de voltaje, también están presentes en los niveles superiores (Transmisión y subtransmisión). Pero su influencia es significativamente menor.

Por este motivo si se desea monitorear la calidad de voltaje se tiene que analizar con mayor énfasis las redes de distribución ya que es donde existen la mayor cantidad de problemas.

1.2.1 Cargas lineales.

Esto ocurre cuando en la carga se posee elementos como resistencias, inductancias y condensadores de valores fijos. Con estas características en el sistema se tiene un voltaje sinusoidal, una corriente también sinusoidal, y por lo general existe un desfase entre ellos. La iluminación incandescente y las cargas de

calefacción son lineales en naturaleza. Esto es, la impedancia de la carga es esencialmente constante independientemente del voltaje aplicado. Como se ve en la figura 1.2, en los circuitos AC la corriente se incrementa proporcionalmente al incremento del voltaje y disminuye proporcionalmente a la disminución del voltaje.

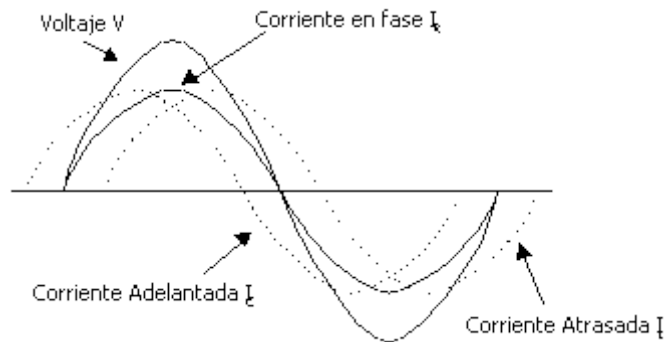
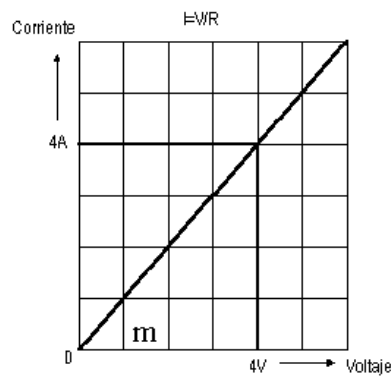


Figura 1.2.- Ondas de voltaje y corriente de una carga lineal

Corrientes lineales: I_R es una corriente pura de circuito resistivo; I_L es una corriente de circuito parcialmente inductiva (atrasada); e I_C es una corriente de circuito parcialmente capacitiva (adelantada).

Una resistencia pura, una inductancia y una capacitancia son todas lineales. Lo que eso significa es que si una onda senoidal de voltaje de una cierta magnitud es puesta en un circuito que contiene una resistencia pura, por ejemplo, la corriente en el circuito obedece a la Ley de Ohm $I=V/R$. Para un valor específico de ohmios, la relación entre los voltios y los amperios es una línea recta. Esta relación es mostrada en la Figura 1.3. Lo mismo ocurre para las capacitancias, inductancias o una combinación entre las tres.



$m = \text{Angulo con respecto al eje de voltaje}$

Figura 1.3 .- Curva del comportamiento de una carga lineal

Con una carga lineal, la relación entre el voltaje y la corriente es lineal y proporcional. La línea diagonal cuando posee un valor de m representa una resistencia fija de valor m .

Este tipo de cargas no representan un problema de distorsión de la forma de onda por el hecho de comportarse de manera lineal.

1.2.2 Cargas no lineales.

Las cargas no lineales demandan una corriente no senoidal, cuyo paso por la impedancia del sistema provoca una caída de voltaje no senoidal, lo cual se traduce en una distorsión de voltaje en terminales de la carga. Entre las cargas no lineales más comunes tenemos los convertidores estáticos, dispositivos magnéticos saturados y hornos de arco

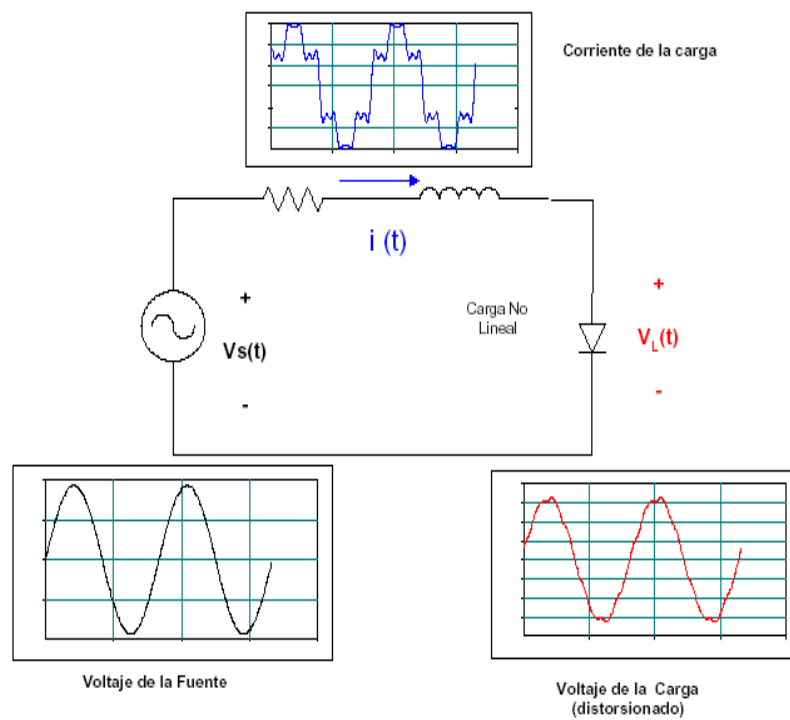


Figura 1.4 Distorsión de voltaje provocada por carga no lineal

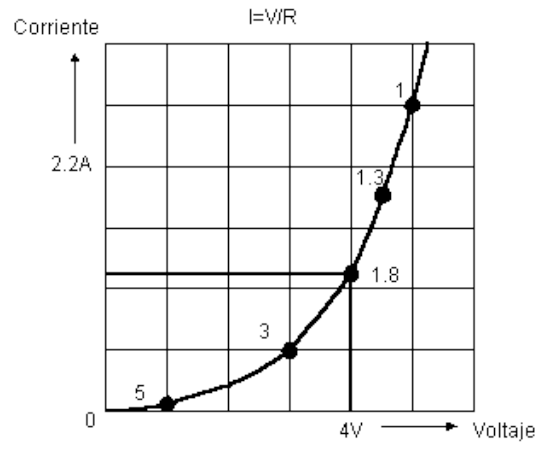


Figura 1.5.- Curva del comportamiento de una carga no lineal

Con una carga no lineal no se tiene relación directa entre el voltaje y la corriente como las lineales. Un ejemplo se muestra en la figura 1.5.

El uso de las cargas no lineales se ha incrementado considerablemente en los últimos años. Los convertidores estáticos son las cargas no lineales más utilizadas en la industria donde se las usa para una gran variedad de aplicaciones, tales como fuentes de poder para procesos electroquímicos, variadores de velocidad y fuentes ininterrumpibles de poder (UPS).

Una alta distorsión de corriente provoca calentamiento excesivo en conductores y transformadores así como interferencia en equipos de comunicación mientras que la distorsión del voltaje provoca una operación incorrecta de equipos sensibles (computadoras, microcontroladores)

Los efectos de las cargas no lineales en los sistemas eléctricos son:

- ✓ Distorsión de voltaje en el Sistema eléctrico
- ✓ Interrupción de procesos productivos
- ✓ Excesivas corrientes de retorno en el neutro
- ✓ Altos niveles de voltaje de neutro a tierra
- ✓ Sobrecalentamientos en los transformadores y elevados campos electromagnéticos
- ✓ Disminución en la capacidad de los equipos de distribución
- ✓ Penalizaciones tarifarias debido al bajo factor de potencia

1.3 Fenómenos que distorsionan la calidad de voltaje

Las cargas no lineales no son lo único que distorsiona la forma de onda del voltaje también están las descargas atmosféricas (rayos), la entrada de bancos de capacitores, la energización de grandes bancos de

transformadores, la conexión de grandes cargas al sistema, problemas de ferresonancia etc. Todos estos fenómenos afectan a la onda de voltaje de diferente manera. Por lo cual se presenta a continuación una clasificación que pretende abarcar la mayoría de problemas que alteran la calidad del voltaje en un sistema de distribución. Para luego ir estudiando sus orígenes y efectos en un sistema de distribución. La clasificación es la siguiente:

1. Armónicos
2. Transientes
3. Variaciones de voltaje de larga duración y su subclasificación
4. Variaciones de voltaje de corta duración y su subclasificación.

1.3.1 Armónicos

Un análisis matemático (Fourier) de ondas distorsionadas por cargas no lineales muestra que ellas están compuestas de la onda seno fundamental, además de una o más ondas con una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Por ejemplo: una onda fundamental de 60 Hz, una

onda de 180 Hz y otra de 300 Hz cuando se suman juntas resulta en un tipo de onda distorsionada específica. Estos múltiplos de la frecuencia fundamental han sido llamados "armónicos".

Las formas de onda no senoidales consisten de (y pueden ser descompuestas en) un número finito de ondas seno puras de diferentes frecuencias. En la figura 1.6 se muestra la combinación de una forma de onda de voltaje senoidal y una forma de onda de 3^{er} armónico crea una forma de onda armónicamente distorsionada. La forma de onda resultante dependerá del desplazamiento de fase del 3er armónico.

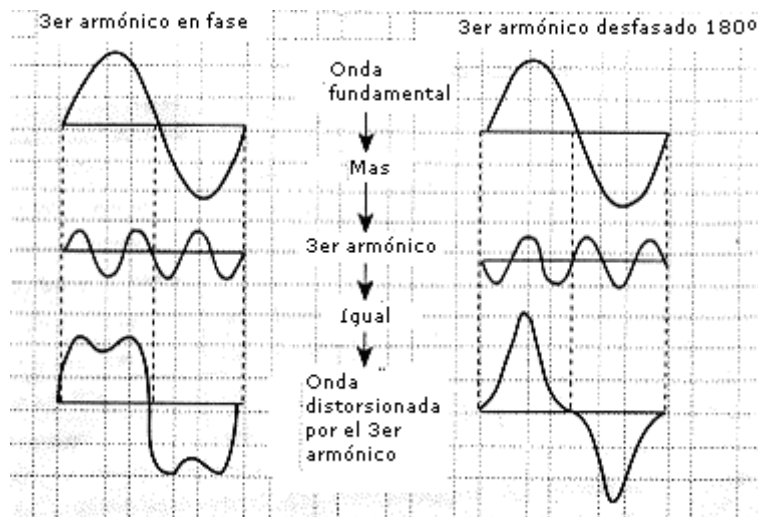


Figura 1.6 .- Distorsión de una onda fundamental por armónicos

En varios países, la frecuencia fundamental es 60 Hz y el 2^{do} armónico es 120 Hz, el 3^{er} armónico es 180 Hz, el 5^{to} armónico es 300 Hz, el 11^{er} armónico es 660 Hz, y así sucesivamente. Mientras más de estos armónicos están presentes, más variará la forma de onda de la corriente de una onda seno pura. La cantidad de distorsión está determinada por la frecuencia y la amplitud de las corrientes armónicas.

Las principales fuentes de armónicos son:

- ✓ Las Fuentes de Poder de las PC's y las estaciones de trabajo
- ✓ Las Fuentes de Poder Conmutadas.
- ✓ Balastros Fluorescentes
- ✓ Controladores de velocidad variable

- ✓ Sistemas de fuentes de poder ininterrumpidas (UPS's) estáticos
- ✓ Rectificadores
- ✓ Filtros

Este tipo de cargas no lineales ha existido en los sistemas eléctricos desde el principio, principalmente eran de tipo magnético. Como las corrientes de excitación de los transformadores y balastos magnéticos de luminarias tipo fluorescente. Su influencia era escasa pero en esta época, con el incremento que la electrónica ha tenido, la inyección de armónicos al sistema por parte de equipos electrónicos ha aumentado considerablemente.

Las distorsiones armónicas son especialmente dañinas para los sistemas de distribución. La tercera armónica y sus múltiplos reciben especial atención debido a que retornan y sobrecargan al neutro. Las armónicas de secuencia negativa (5^a, 11^a, 17^a, etc.), tienen gran impacto en transformadores y motores debido a que su rotación se opone a la de la componente fundamental (60hz) y

producen calentamientos en los núcleos ferromagnéticos. Las armónicas de orden par causan una amplia gama de problemas como temperaturas elevadas en motores, deterioro en los rodamientos y vibraciones.

Algunas conexiones de transformadores pueden causar que el efecto de los armónicos en el sistema disminuya. Por ejemplo, la conexión delta-estrella aterrizada de transformadores de distribución bloquean la mayoría de las corrientes de tercer armónicos y sus múltiplos evitando que fluyan al sistema de alta tensión.

Además cabe indicar que las armónicas disminuyen notablemente el factor de potencia de la instalación y no es válida la compensación simplemente añadiendo condensadores por que estos pueden causar una amplificación de la distorsión aumentando de esta manera el problema.

A continuación se presenta los efectos más nocivos que poseen los armónicos en ciertas partes del sistema de distribución como lo son: conductores, transformadores y aparatos de medición.

Conductores.- Los conductores experimentan un calentamiento superior al habitual por efecto Joule debido a que el efecto piel se agrava al aumentar la frecuencia. La solución es aumentar la sección de los conductores (aumentando el costo de construcción de una línea). Sin embargo, el sobredimensionamiento de los conductores de fase no es necesario si éstos han sido bien calculados. El conductor neutro es una notable excepción ya que en el se suman los armónicos "triple n" ($6n-3$) de secuencia cero (3^a , 9^a , 15^a , 21^a ). Estas corrientes pueden crear caídas de tensión importantes a lo largo del neutro, provocando variaciones en el voltaje línea-neutro, afectando a los equipos que funcionan a este nivel de voltaje.

Transformadores.- Los armónicos influyen fundamentalmente sobre los transformadores de distribución reductores (típicamente triángulo-estrella) en los que el mayor porcentaje de cargas sean equipos electrónicos monofásicos, conectados entre línea y

neutro. Las corrientes armónicas del neutro se reflejan en el triángulo, por donde circulan elevando la densidad de flujo en el núcleo. Aumentando la temperatura de trabajo del transformador con las respectivas consecuencias. Desgaste del aislamiento, aumento de las pérdidas en el transformador, pérdida de vida útil del aceite dieléctrico etc.

Aparatos de medida.- A todos estos problemas se une el hecho de que los aparatos de medida habituales (CT`s, PT`s y medidores en general) determinan el valor eficaz ya sea de la corriente o del voltaje de la siguiente manera; midiendo el valor eficaz, el valor máximo de la onda y dividiéndolo por el factor de cresta (1.4142), o midiendo el valor medio y multiplicándolo por el factor de forma (1.11) para ondas sinusoidales. Al dejar de ser una onda sinusoidal estos métodos de cálculo ya no sirven por que no contemplan la distorsión, produciéndose lecturas erróneas, por ejemplo el factor de potencia realmente es diferente al medido de la manera actual. Esto provoca un error en la facturación de las planillas de la empresa de distribución perjudicando en conjunto a los usuarios y a la empresa eléctrica. Ya que este fenómeno hace que el valor sea diferente, mayor o menor al valor real.

Interarmónicos.- Son los voltajes y corrientes que tienen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema. Los interarmónicos pueden ser encontrados en redes de todas las clases de voltaje. La principal fuente de interarmónicos son los convertidores estáticos de frecuencia, cicloconvertidores, motores de inducción y equipos de arcos.

1.3.2 Transientes

Denota un evento que es indeseable pero de naturaleza momentánea. La parte de cambio de una variable que desaparece durante la transición de una condición operativa en estado estable a otra condición. Otra palabra común es disturbio (transiente debido a la caída de un rayo). Existen dos tipos de transientes:

1.3.2.1 Transiente impulsivo.

Es un cambio repentino, no a la frecuencia nominal, en la condición de estado estable del voltaje, corriente o ambos, este es unidireccional en polaridad es decir posee una sola polaridad ya sea positiva o negativa. Son generalmente producidos por descargas atmosféricas, pueden durar algunos cientos de microsegundos. Por ejemplo un transiente impulsivo de 2000 V alcanza su máximo valor empezando desde cero en 1.2 microsegundos, y decae a la mitad de su máximo valor después de 50 microsegundos.

1.3.2.2 Oscilatorio.

Es un cambio repentino, no a la frecuencia del sistema, en la condición de estado estable del voltaje, corriente o ambos, Figura 1.7 que incluye valores de polaridad positiva y negativa. Este transiente puede causar la falla de componentes electrónicos y la caída de variadores de velocidad (ASD`s). Su frecuencia de oscilación varía entre los 5 Hz a 500 KHz. Son producidos por arranque de motores grandes, entrada de bancos de capacitóres. Alcanzan valores típicos de 1.3 a 1.5 veces el voltaje

normal, pero también pueden llegar hasta 2 veces el voltaje nominal en determinados casos. Transientes de frecuencias menores de 300 Hz son asociados con problemas de ferresonancia y energización de transformadores.

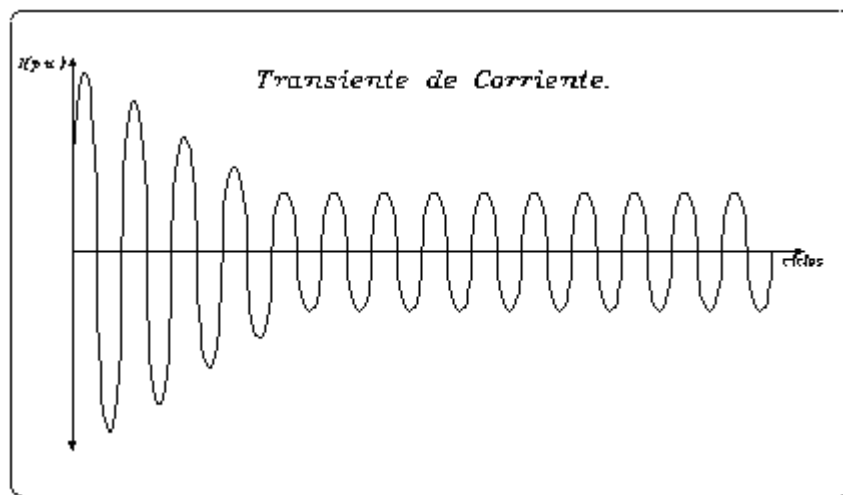


Figura 1.7.- Transiente de corriente

1.3.3 Variaciones de voltaje de larga duración.

Variaciones de voltaje de larga duración son desviaciones del valor rms a la frecuencia nominal del sistema con duración mayor a un minuto¹. Las variaciones de larga duración pueden ser:

1. Sobrevoltajes
2. Bajovoltajes
3. Interrupciones sostenidas

Generalmente no son el resultado de fallas en el sistema, sino que son causadas por variaciones de carga en el sistema y operaciones de maniobras. Estas variaciones son presentadas típicamente como gráficos del voltaje rms vs. tiempo.

1.3.3.1 Sobrevoltaje

Es un incremento en el valor rms del voltaje a.c. usualmente mayor que el 110% a la frecuencia nominal con una duración mayor a un minuto (Figura 1.8). Los sobrevoltajes, son generalmente, el resultado de una maniobra de carga (desconexión de una carga grande o energización de un banco de capacitores). El

¹ De acuerdo a la Norma ANSI C84.1

sobrevoltaje resulta porque el sistema es muy débil para la regulación de voltaje deseada o el control del voltaje es el inadecuado. Una selección incorrecta de los Taps de los transformadores puede también dar como resultado un sobrevoltaje.

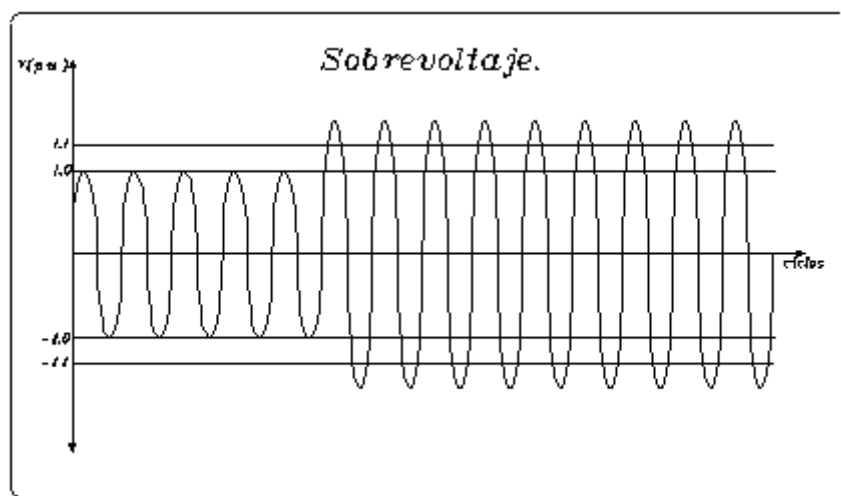


Figura 1.8.- Sobrevoltaje

1.3.3.2 Bajo voltaje

Es una reducción en el voltaje rms a un valor usualmente menor que 90% a la frecuencia nominal del sistema por una duración mayor que un minuto (Figura 1.9). Los bajo voltajes son causados por la conexión de una carga o la desconexión de un banco de capacitores. Circuitos sobrecargados dan como resultado un bajovoltaje.

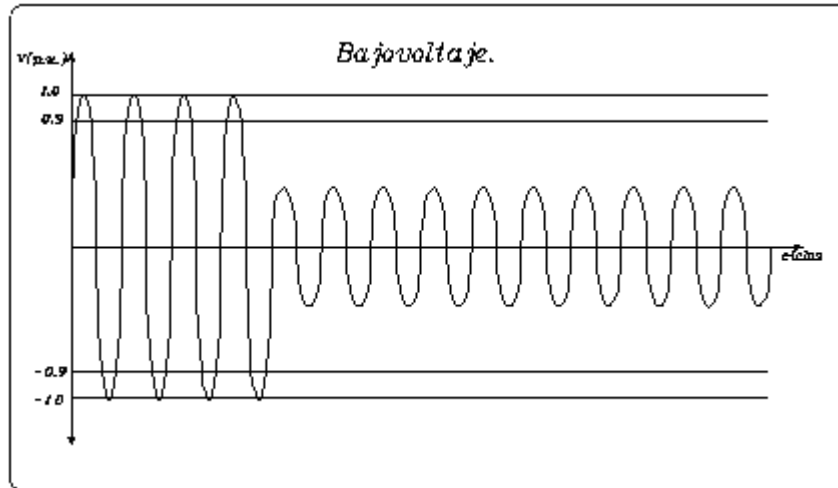


Figura 1.9.- Bajovoltaje

1.3.3.3 Interrupción sostenida

Cuando el voltaje de la fuente ha sido cero usualmente por un período de tiempo mayor a un minuto. Interrupciones de voltaje mayores de un minuto a menudo son permanentes y requieren de la intervención humana para reparar el sistema.

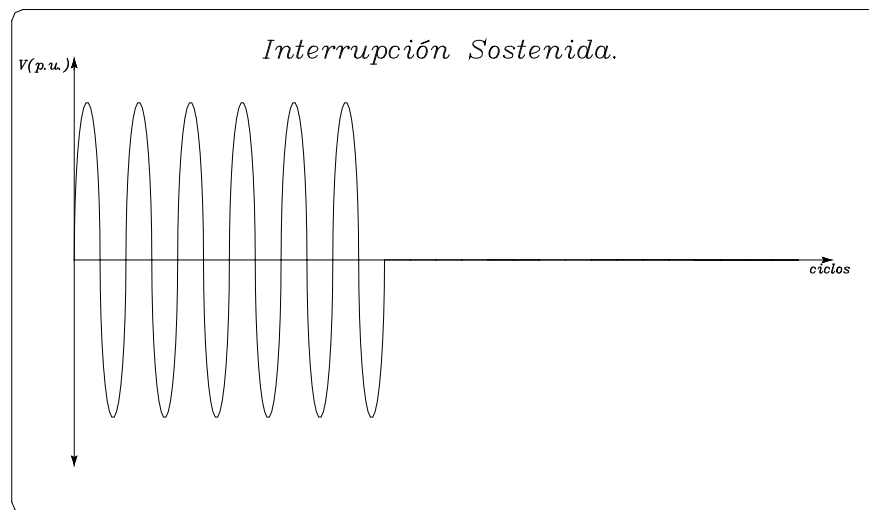


Figura 1.10.- Interrupción Sostenida

1.3.4 Variaciones de voltaje de corta duración

Dependiendo de su duración pueden ser clasificadas como:

- ✓ Instantáneas
- ✓ Momentáneas
- ✓ Temporales

Las variaciones de voltaje de corta duración son causadas por; condiciones de fallas, energización de cargas grandes que

requieren de corrientes de arranque grandes, pérdida de conexiones intermitentes en el cableado de potencia.

Dependiendo de la ubicación de la falla y las condiciones del sistema, la falla puede causar:

- ✓ Caída de voltaje temporal (Sag)
- ✓ Subida de voltaje temporal (Swell)
- ✓ Pérdida completa del voltaje (Interrupción de corta duración)

La condición de falla puede ser cercana o remota del punto donde se estudia la calidad de voltaje. En cualquier caso, el impacto en el voltaje durante su condición actual de falla es una variación de corta duración hasta que el equipo de protección opera para despejar la falla.

1.3.4.1 Interrupción corta

Una interrupción ocurre cuando el voltaje de la fuente o la corriente de carga decrece a menos que 0.1 p.u. para un período que no exceda un minuto. Las interrupciones pueden ser el resultado de:

- ✓ Fallas en el sistema de potencia.
- ✓ Fallas en los equipos
- ✓ Mal funcionamiento del control

La duración de una interrupción debido a una falla en el sistema es determinada por el tiempo de operación de los equipos de protección.

- ✓ Recierre instantáneo (interrupción de menos de treinta ciclos).
- ✓ Recierre con retardo en equipo de protección (momentánea o temporal)

La duración de una interrupción debido al mal funcionamiento o pérdida de la conexión puede ser irregular. Algunas interrupciones pueden ser precedidas por una "Sag" de voltaje, cuando estas interrupciones son debido a fallas en la fuente del sistema. Una "Sag" de voltaje ocurre entre el tiempo que se inicia una falla y el tiempo que el equipo de protección opera.

1.3.4.2 Sag

Es un decrecimiento en el valor rms del voltaje o corriente a un valor entre 0.1 y 0.9 p.u. a la frecuencia nominal del sistema con una duración entre 0.5 ciclos a un minuto. Sags de voltaje son usualmente asociados con fallas en el sistema pero pueden también ser causados por la energización de cargas grandes o por el arranque de motores grandes. "Un 20% de sag es considerado un evento durante el cual el voltaje rms es reducido en 20%, esto es, se reduce el valor rms del voltaje a 0.8 p.u."

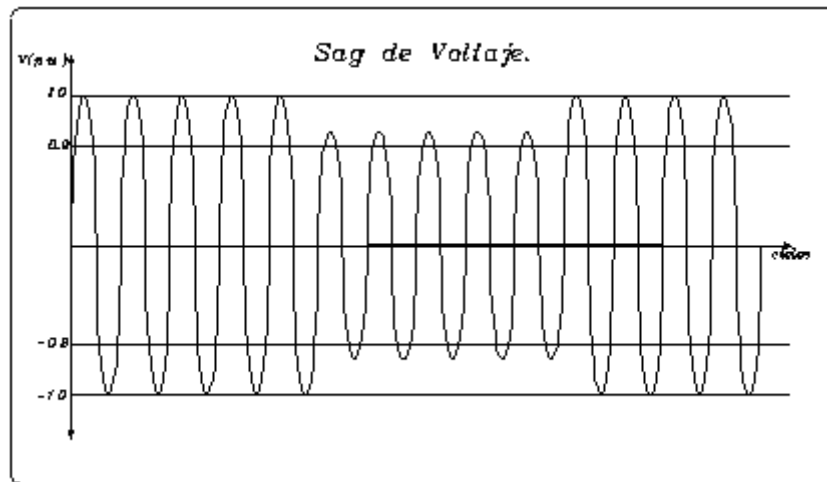


Figura 1.11.- Sag de voltaje

Bajovoltajes que duran menos de medio ciclo, no pueden ser caracterizados por un cambio en el valor rms, por lo que estos eventos son considerados transientes.

Bajovoltajes que duran más de un minuto, son clasificados como variaciones de larga duración. Los cuales pueden ser controlados por equipos de regulación de voltaje y son asociados con causas diferentes a fallas del sistema, por lo que las duraciones de las Sags son subdivididas en tres categorías:

- ✓ Instantáneas

- ✓ Momentáneas

- ✓ Temporales.

1.3.4.3 Swell

Es definido como un incremento entre 1.1 y 1.8 p.u. en el voltaje o corriente rms, a la frecuencia nominal del sistema, con duraciones desde 0.5 ciclos a un minuto. Los Swells son asociados con las condiciones de fallas del sistema, pero no son tan comunes como los Sags de voltaje. Swells pueden ser causados por:

- ✓ Fallas

- ✓ Desconexión de cargas grandes

- ✓ Conexión de capacitores

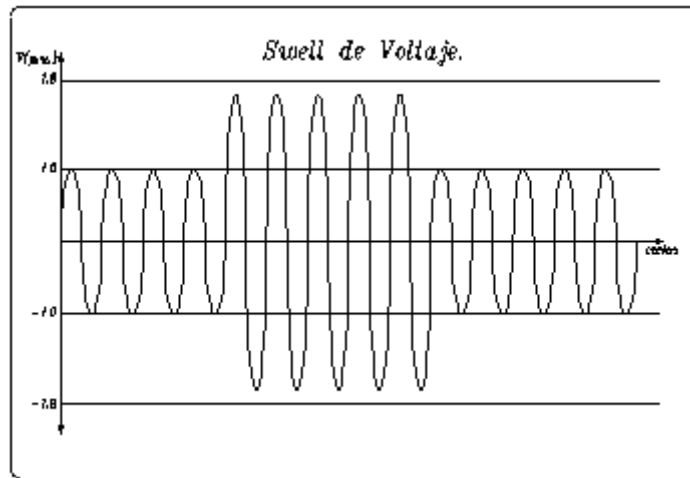


Figura 1.12.- Swell de Voltaje

Los Swells son caracterizados por su magnitud (valor rms) y su duración. La severidad durante una condición de falla es una función de la ubicación de la falla, impedancia del sistema y puesta a tierra.

1.3.4.4 Notching.

Es un disturbio de voltaje periódico causado por la operación normal de los equipos de electrónica de potencia cuando la corriente es conmutada de una fase a la otra. Debido a que ocurre continuamente puede ser caracterizado a través del espectro de armónicos de

voltaje afectado. Sin embargo es tratado como un caso especial.

1.3.5 Fluctuación de voltaje.

La calidad de la onda de voltaje, es un término que en el campo de la calidad de la energía se está empleando cada vez en mayor medida. En muchas situaciones, la señal de tensión está distorsionada, presenta fluctuaciones que dependiendo de su amplitud y de su frecuencia de repetición puede originar el parpadeo o la fluctuación de la luminosidad de las lámparas incandescentes que es percibida por el ojo humano. Este fenómeno visual es conocido como “flicker” (parpadeo en español. Afecta la calidad de la onda de voltaje de una gran cantidad de consumidores que reciben suministro eléctrico de la red.

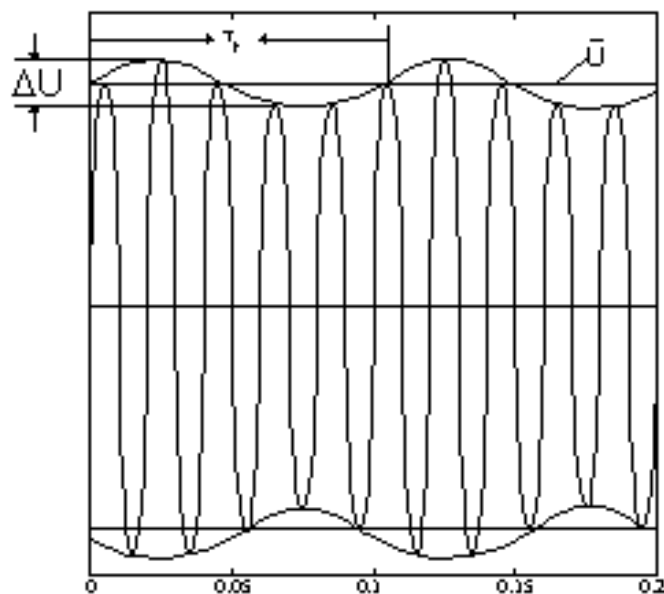


Figura 1.13.- Flicker

El parpadeo depende de la amplitud, de la frecuencia y de la duración de las fluctuaciones de voltaje. Son de baja frecuencia entre 0.5 y 30 Hz, por lo que se podrían definir como subarmónicos de la onda de voltaje.

Estas fluctuaciones de voltaje no suelen tener una amplitud superior al $\pm 10\%$ del voltaje nominal, por lo que muchos equipos no se ven afectados por ellas. Los principales receptores que presentan sensibilidad a estas variaciones de voltaje son las

lámparas incandescentes; y debido a su uso extendido, el Parpadeo se define en términos del comportamiento de este tipo de dispositivos. No obstante, también puede observarse Parpadeo en lámparas fluorescentes pero las que presentan una mayor sensibilidad a este son las que se alimentan a través de una reactancia convencional no así las de balastro electrónico.

Una sensación de Parpadeo persistente puede llegar a ser muy molesto para las personas ya que puede producir estrés y cansancio visual. Dichas molestias pueden ser causa de la emisión de quejas a las compañías distribuidoras de energía eléctrica.

Las variaciones de tensión que ocasionan sensación de Parpadeo consisten en una modulación de la envolvente del valor eficaz de voltaje con distintas ondas moduladoras (sinusoidal, rectangular, en escalera, etc), que puede aparecer por causas diversas. La más común es la presencia en la red de suministro, de cargas variables que absorben corrientes variables. Estos consumos variables, a través de la impedancia finita de la red de suministro, producen en ellas caídas de tensión

variables que originan el parpadeo de la luminosidad de las lámparas incandescentes. La forma de onda moduladora más presente en la práctica es la rectangular y, aunque en menor medida debido a la menor presencia de las cargas que la provocan, la forma de onda en escalera.

Los principales productores de Parpadeo son de tipo industrial como máquinas de soldadura por resistencia, hornos de arco, laminadoras, etc. Sin embargo, pequeños aparatos de uso doméstico o similares accionados por motor (frigoríficos, lavadoras, equipos de acondicionador de aire, impresoras láser, fotocopiadoras, etc.), debido a su empleo generalizado, también pueden ser fuentes productoras de Parpadeo.

Desde el momento en que la sensación de Parpadeo puede dañar la calidad de la onda recibida por los usuarios, surge la necesidad de analizar, evaluar y determinar el origen de los mismos para mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica.

Para simular el comportamiento de la sensibilidad del ojo humano ante las variaciones de tensión se ha establecido la norma IEC61000-4-15, donde se establecen valores de Pst y Plt (parpadeo de corta y larga duración) y se establece que el límite de estos valores no sea mayor a la unidad para que estén dentro del rango permisible de calidad de energía.

1.4 Comentario

En sí el análisis de todos estos fenómenos se debe a los siguientes motivos:

Con esto de la revolución electrónica a todo nivel (comercial, domiciliario, industrial, hospitalario, etc), los sistemas de distribución hoy más que nunca están contaminados de todos los fenómenos que enunciamos anteriormente. Afectando tanto a los usuarios como a la empresa eléctrica. Les afecta a los usuarios porque sus equipos están diseñados para trabajar con voltajes cuya forma de onda se asemeje la más posible a una sinusoidal. Si estos equipos no reciben voltajes sinusoidales, como es lógico pensar, no van a trabajar como se espera. Además la presencia de estos fenómenos produce daño a equipos

sensibles, disparo innecesario de protecciones, paros de producción, etc.

Le afecta a la empresa eléctrica, porque desde el punto de vista de la transacción de energía, se debe penalizar todo incremento de pérdidas en la red. Los transformadores de potencia son sensibles a corrientes y voltajes distorsionados, y sus pérdidas dependen del contenido armónico. Un efecto similar ocurre en las líneas, en este caso debido al efecto pelicular. Debido a este efecto, la densidad de corriente tiende a concentrarse en la periferia de los conductores, disminuyendo hacia el centro; aumentando la resistencia efectiva. En forma similar a los transformadores, aumentan las pérdidas y disminuye la capacidad instalada, al tener que manejar corrientes distorsionadas, aumentando el efecto al aumentar el contenido armónico de alto orden.

Para evaluar adecuadamente estos efectos no basta con la medida de los valores rms de las corrientes, ni siquiera con la distorsión armónica total. Es necesario conocer el espectro total de la corriente, voltaje entre otros parámetros.

Los países han emitido regulaciones que pretenden regular la calidad de voltaje que las distribuidoras entregan a los clientes. Esta tarea la realiza por medio de cronogramas, estableciendo puntos de medición, monitoreando las líneas de distribución en puntos clave, declarando límites, fijando los parámetros y el tiempo de medición, etc. Es allí donde entra este trabajo que pretende establecer la efectividad de esta norma de acuerdo a la realidad nacional ecuatoriana.

Capítulo 2

2. ANÁLISIS TÉCNICO DE VARIAS REGULACIONES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN. CALIDAD DEL PRODUCTO.

2.1 Introducción

En los últimos años se ha profundizado el problema con la calidad del producto (calidad del voltaje o calidad de la energía). Por este motivo

Instituciones especializadas en el tema, como la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), IEC (Internacional Electrotechnical Commission), CENELEC (Comité Européen de Normalisation Electrotechnique), NEMA (The National Electrical Manufacturers Association), etc. han desarrollado estándares y métodos de medición y construcción de equipos de medición de calidad de energía en los últimos años, perfeccionándolos con el transcurrir del tiempo.

Así mismo los países cada vez han sido más concientes de empezar a monitorear y a regular sus sistemas eléctricos basados en las normativas emitidas por las instituciones anteriormente mencionadas. Se han establecidos métodos, regulaciones, leyes, penalizaciones, etc. que han tratado de regular el sector y han venido perfeccionando estos sistemas. Los países latinoamericanos han ido poco a poco estableciendo regulaciones de calidad de servicio, muchos de estos países tienen en la actualidad regulaciones bien estructuradas. Pero así también existen países tan grandes e industrializados como Brasil que aún no ha emitido una regulación clara para sus sistemas, ni en la parte comercial ni en la parte técnica.

Para la calidad de servicio eléctrico el ente regulador por lo general es uno estatal y el ente regulado es la Empresa de Distribución, la misma

que puede ser estatal o privada. Dado que la Empresa de Distribución es la llamada a velar por la calidad del servicio, las regulaciones o recomendaciones establecen que esta debe monitorear y corregir los problemas en la calidad de energía para el bien de los usuarios.

Ecuador tiene pocos años de haber iniciado el proceso de regular a las empresas de distribución. Esta tardanza le ha dado el beneficio de haber recogido la experiencia de países vecinos para regular sus empresas de distribución con mayor criterio. Es por esto que la ecuatoriana es una de las regulaciones más coherentes y más claras de aplicar. A pesar de esto aún se pueden emitir ciertas recomendaciones para su perfeccionamiento, es aquí donde radica el análisis de este capítulo.

Hasta el momento no ha habido una aceptación global de la parte técnica de las regulaciones por parte de las distribuidoras en el Ecuador. El cronograma de etapas no se ha cumplido hasta la fecha, pero se han dado ciertos avances. Es por eso que aún se está a tiempo para dar a conocer las ventajas y corregir las imperfecciones de la Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución del Ecuador, dictada por el CONELEC (Concejo de Electrificación del Ecuador), en la Regulación No. CONELEC-004/01.

Por estos motivos en el presente capítulo se hará un análisis comparativo entre algunas regulaciones estatales de países cercanos y de instituciones reconocidas internacionalmente con la Regulación CONELEC-004/01

2.2 La Calidad Del Producto

La Regulación de Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución del Ecuador (Regulación No. CONELEC-004/01), establece patrones en tres aspectos tales como:

- ✓ Calidad del Producto
- ✓ Calidad de Servicio Técnico
- ✓ Calidad de Servicio Comercial

La primera, Calidad del Producto, establece pautas para los parámetros eléctricos para poder entregar energía de buena calidad. La Calidad de Servicio Técnico, en cambio, regula las interrupciones de servicio eléctrico estableciendo límites para su frecuencia y duración. La calidad de Servicio Comercial a diferencia de las anteriores reglamenta las solicitudes y reclamos de medición y facturación.

El CONELEC, según su reglamento de suministro del servicio de electricidad, divide su estudio, para el proceso de la evaluación del servicio eléctrico en las siguientes etapas:

a) Etapa inicial.- Se iniciará 3 meses después de promulgado el reglamento de suministro del servicio de electricidad, y tendrá una duración de 12 meses. Durante esta etapa el distribuidor deberá cumplir obligatoriamente con las siguientes actividades:

1. Diagnostico técnico, comercial y organizativo, y calculo de los valores de los parámetros para determinar las condiciones actuales del servicio.
2. Aplicación de los procedimientos para evaluar los factores de la calidad del servicio en las etapas subsiguientes.
3. Identificación de toda la información necesaria para evaluar la calidad del servicio en las etapas subsiguientes.
4. Aplicación en una muestra representativa de los procedimientos para evaluar los factores de calidad del suministro y recopilación de la información para probar la validez de los procedimientos

Al término de la presente etapa cada distribuidor presentará al CONELEC el correspondiente informe sobre las actividades desarrolladas en la misma.

b) Etapa de prueba.- Esta etapa tendrá una duración de 12 meses, contados a partir de la terminación de la etapa inicial.

El CONELEC, a partir de los resultados obtenidos en los informes presentados por los Distribuidores sobre el cálculo de los valores de los parámetros de evaluación y comercial del servicio, comunicará, dentro de los 3 primeros meses de esta etapa, los rangos de valores admisibles para los aspectos de calidad establecidos en el artículo 9 del presente Reglamento, que se exigirán en las etapas de prueba, intermedia y final.

En esta etapa el Distribuidor pondrá a prueba, con la información recopilada en la etapa inicial de la metodología y procedimientos definidos para la evaluación de la prestación del Servicio, dentro de los requerimientos establecidos por el CONELEC. Si el Distribuidor detectare que hay algún defecto sustancial en el funcionamiento de los mismos, que afectare su implantación en las siguientes etapas, podrá

solicitar al CONELEC una prórroga. El CONELEC se pronunciará en un plazo de 15 días.

El Distribuidor, a partir del diagnóstico, ejecutará las acciones necesarias para prestar el servicio en los niveles establecidos por el CONELEC para las etapas de prueba e intermedia.

c) Etapa intermedia.-

Esta etapa tendrá una duración de 12 meses, a partir de la finalización de la etapa de prueba.

El Distribuidor realizará en los primeros 6 meses de esta etapa, la evaluación de la calidad del servicio, basada en el control del CONELEC, de conformidad con lo establecido para esta etapa; y, someterá los resultados al CONELEC para su dictamen. Además, el distribuidor pondrá en ejecución todos los procesos comerciales y técnicos que se requerirán para evaluar el servicio en la etapa final.

El Distribuidor, a partir del dictamen del CONELEC referente a la evaluación del servicio y los niveles de calidad establecidos para la

etapa final, ejecutará las acciones necesarias para cumplir con dichos requerimientos.

d) Etapa final.-

A partir del inicio de esta etapa y en un plazo de 6 meses, el Distribuidor realizará la evaluación de la calidad de servicio en coordinación con el CONELEC, de conformidad con lo establecido para esta etapa someterá los resultados al CONELEC para su dictamen.

Para la etapa final, se definen las siguientes Subetapas:

Subetapa 1: de 24 meses de duración.

Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la subetapa 1, con una duración indefinida.

Con anterioridad al inicio de la etapa final no se aplicarán penalizaciones por los incumplimientos a las exigencias establecidas en la presente regulación. El detalle de los incumplimientos y las penalizaciones correspondientes se incorporarán a los respectivos contratos de concesión.

Cualquier proceso o parte de él, que deba realizar el Distribuidor en las cuatro etapas descritas, podrá ser ejecutado antes de los tiempos especificados, para conseguir la eficiencia en la prestación del servicio.

De acuerdo al cronograma establecido en el reglamento de suministro del servicio de electricidad. Se calcula que las empresas distribuidoras deben de estar en la etapa final. Tomando el mes de febrero de 1999 como fecha de promulgación del reglamento de suministro del servicio de calidad.

El estudio presente tomará a consideración solo la parte de Calidad de Producto de esta regulación. Según la regulación No. CONELEC-004/01, la Calidad del Producto comprende los siguientes aspectos:

1. Nivel de voltaje.
2. Perturbaciones de voltaje.
3. Factor de potencia.

Para analizar la Calidad Del Producto que impone el CONELEC, se ha tomado en consideración normas de calidad de energía eléctrica de otros países de América; Perú, Bolivia, Guatemala, además la norma de

calidad de energía EN 50160, aceptada en la comunidad europea y mundialmente reconocida como referencia cuando se quiere hablar de calidad en los sistemas de distribución eléctricos.

Se presenta la norma EN 50160 por que es la base de las regulaciones de varios países latinoamericanos. Esta norma fue dictada por el CENELEC y básicamente es una recopilación de las dos entidades normativas más importantes la IEEE y la IEC. De la IEEE se han considerado las publicaciones donde se establecen los límites de tolerancia de valores de calidad, principalmente en armónicos. De la IEC se toman a consideración las normas donde se establecen los procedimientos para la construcción de los equipos para que estén facultados a procesar internamente las señales y las pueda convertir en valores eléctricos como; parpadeo, armónicos, voltajes, corrientes, etc. En otras palabras las normativas IEC, consideradas en la norma EN50160, establecen cómo tomar y procesar las lecturas y de la IEEE se tomaron los límites para estas lecturas.

2.3 Análisis Técnico De Las Regulaciones De Calidad Del Producto

En este análisis se realiza una descripción la norma del CONELEC 004/01 y de las normas de los países antes mencionados. También se

describirá la norma de calidad de voltaje EN50160. Se analizará un mismo parámetro técnico para cada una de las regulaciones y luego al final de cada parte de la regulación de cada país se sacarán los respectivos comentarios.

2.3.1 Nivel De Voltaje

2.3.1.1 Conelec (Ecuador):

El CONELEC es el organismo encargado de regular todo lo que concierne al uso de energía eléctrica en ese país, tal como su generación, transmisión, distribución y como en este caso calidad de voltaje a través de la norma No. CONELEC-004/01. Para determinar su calidad este organismo establece parámetros a través de fórmulas como la que mostraremos a continuación:

Índice de Calidad

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

Mediciones

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:

a) 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, no menos de 3.

b) 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.

c) 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Límites

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	7,0 %	5,0 %
Medio Voltaje	10,0 %	8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	10,0 %	8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	13,0 %	10,0 %

2.3.1.1.1 Comentarios sobre la regulación ecuatoriana de nivel de voltaje

Es importante el hecho de que esta norma deja en claro los límites de fluctuación que posee en los distintos niveles de voltaje. Estos a su vez son manejables.

Además establece una normativa de medición que deben cumplir todas las distribuidoras del país y que toma en cuenta todos los niveles de voltaje existentes en el sistema de distribución. Esto es muy importante ya que los resultados nos podrían dar información mas precisa de todo el sistema.

Esta norma está basada (no en su totalidad), en estándares europeos y americanos asegurando

así un criterio técnico con experiencia para evaluar el servicio.

El CONELEC no entrega asesoramiento acerca del tipo de medidores que la distribuidora debe emplear en este análisis y no establece nivel de precisión para los equipos.

En ninguna parte de esta regulación emite algún criterio para el desbalance de voltajes. Esto, como se sabe, es algo que la empresa distribuidora debe controlar, monitorear, y tomar las medidas correctivas necesarias. Debería contemplar algún tipo de regulación para este parámetro de calidad.

2.3.1.2 NTCSE-PERU (norma técnica de los servicios eléctricos)

La superintendencia de servicios eléctricos del Perú, también ha sacado una norma técnica con lo cual pretende estandarizar la calidad del servicio que entregan las distribuidoras de todo el país. A

continuación presentamos la parte de la norma dedicada a determinar los indicadores de la calidad de voltaje.

5.1 TENSIÓN

5.1.1 Indicador De Calidad.- El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la diferencia $\square DV_k$ en los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_N) del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$DV_k (\%) = (V_k - V_N) / V_N^* \quad \square 100\%; \text{ (expresada en: \%)} \dots \dots \dots \text{(Fórmula N° 1)}$$

5.1.2 Tolerancias.- Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

5.1.4 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente, llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas:"

a) Una (1) por cada doce (12) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

b) Una (1) por cada tres mil (3000) de los puntos de entrega a Clientes en baja tensión atendidos por la empresa distribuidora, con un mínimo de doce (12). La Autoridad puede requerir hasta un diez por ciento (10%) de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad.

En la selección de puntos se considera la proporción de mediciones monofásicas y trifásicas equivalente a la proporción de tales suministros en baja tensión que atiende el Suministrador.

5.1.5 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de quince (15) minutos.

5.1.6 Las fases de todos los sistemas trifásicos deben estar balanceadas y equilibradas; por lo que, ubicada una deficiencia de voltaje en un punto de medición en baja tensión, sea éste un suministro monofásico o trifásico, son objeto de compensación todos aquellos clientes con suministros monofásicos y/o trifásicos que se encuentran en la(s) parte(s) del ramal “aguas-arriba” o “aguas-abajo”, según sea el caso, desde e incluido el cliente en cuyo punto de entrega se realizó la medición.

NOTA: En esta regulación se establecen compensaciones para los usuarios que reciban un mal servicio referente a nivel de voltaje

2.3.1.2.1 Comentarios sobre la regulación de nivel de voltaje peruana

Esta norma ofrece intervalos de medición más amplios (15 minutos) con lo cual se disminuye en un 33% la cantidad de datos que se recogen.

A pesar que no recomienda ni la marca ni precisión de equipos de medición. Si deja en claro que es la Autoridad designada por el Estado la

que determina si el equipo es apto para recoger la información que se requiere.

Un punto importante de la norma es que establece penalizaciones e indemnizaciones para los usuarios que se vean afectados. Ejemplo que debería seguir, a mediano plazo, la regulación del CONELEC.

En esta norma, a diferencia de la ecuatoriana, si se establece niveles para los desbalances de voltajes. Aunque no queda claro que nivel de desbalance acepta y como es el método de cálculo.

Sus límites de tolerancia están entre los más estrictos de Sudamérica. Tanto que ni los europeos ni americanos que poseen mas experiencia en el tema y mejores sistemas de distribución son tan estrictos.

2.3.1.3 Superintendencia de Electricidad (Bolivia).

A continuación se presenta la versión Boliviana sobre calidad. Esta norma está dentro de una regulación que se cumple por etapas, debido a esto es que se habla de diferentes límites que hay que cumplir en ellas.

El detalle de esta regulación se expone a continuación:

3.1. Nivel de Tensión.

3.1.1. Etapa de Transición.

Son obligaciones del Distribuidor, en esta etapa:

a) Efectuar registros mensual de las tensiones en barras de salida, de todos los suministros en Alta Tensión;

b) Efectuar mensualmente el registro de tensión en las barras de salida, del 2% de los suministros en Media Tensión, no pudiendo resultar esta cantidad menor a 3 barras. La selección de los Consumidores a los cuales se efectuarán las mediciones podrá ser realizada por la Superintendencia, en función de una base de datos con las características y ubicación física de los mismos, que el Distribuidor remitirá en forma semestral a la Superintendencia;

c) Efectuar mensualmente el registro de tensión en las barras de Baja Tensión (BT) del 0.15% de los centros de transformación MT/BT del Distribuidor, no pudiendo resultar esta cantidad menor a 4 centros de transformación. La selección semestral de los centros de transformación MT/BT sobre los cuales se efectuarán las mediciones podrá ser definida por la Superintendencia, en función de una base de datos con las características y ubicación física de los mismos que el Distribuidor pondrá a disposición de la Superintendencia;

d) Efectuar un registro mensual del nivel de tensión en el punto de suministro del 0.005% de los Consumidores de Baja Tensión de su área de prestación, no pudiendo resultar esta cantidad inferior a 4 registros mensuales. Los puntos de medición podrán ser definidos por la Superintendencia en función de una base de datos con las características y ubicación física de los mismos que el Distribuidor pondrá a disposición de la Superintendencia.

e) Conjuntamente con el registro de tensión, deberá registrar la potencia entregada, de forma tal que permita la determinación de la energía suministrada en condiciones de tensión deficientes. El período de medición en todos los casos no podrá ser inferior a 7 días continuos.

Se adoptan los siguientes niveles de tensión de referencia para las redes de distribución secundaria:

380/220 Voltios (V) redes trifásicas de 4 hilos.

220/110 Voltios (V) redes monofásicas de 2 o 3 hilos.

Se podrán considerar otras tensiones nominales más comúnmente utilizadas por el Distribuidor, en obras de refuerzo y ampliación del sistema eléctrico ya existente, con la debida justificación técnica y económica.

A continuación, se definen los rangos de tensión secundaria considerados admisibles, tomando en cuenta rangos favorables y tolerables. Estos rangos no incluyen subtensiones o sobre tensiones momentáneas, ocasionadas por efecto de maniobras o alteraciones bruscas de carga.

Se entiende por tensión secundaria al valor eficaz de la tensión en el punto de la red del Distribuidor donde se deriva la acometida del Consumidor.

El rango favorable de tensión secundaria, es el rango de tensión definido como de operación normal.

El rango tolerable de tensión secundaria, es el rango de tensión reconocido como de operación aceptable pero no enteramente deseable. Este rango incluye tensiones por encima y por debajo del

rango favorable, las cuales resultan de situaciones de emergencia, su frecuencia y duración estarán limitadas a un máximo de 96 horas continuas con una frecuencia no mayor a 4 veces al año.

Las variaciones de tensión admitidas durante la etapa de transición, con respecto al valor de la tensión nominal se indican a continuación:

a) Cuando el suministro es realizado en Alta o Media Tensión, la tensión de suministro en el punto de entrega de la energía se fija en +5% (más cinco por ciento) y -10% (menos diez por ciento);

b) Cuando el suministro es realizado en Baja Tensión, los límites de variación de tensión serán:

Tensión Nominal		Tensión Secundaria
<u>Voltios</u> Máxima	<u>Voltios</u> Mínima	
110	118	99
220	235	198
380	406	342

Estos límites implican una variación de tensión del orden de +7% y -10%

3.1.2 Etapa de Régimen.

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medidas en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

a) Cuando el suministro es realizado en Alta o Media Tensión, la tensión de suministro en el punto de entrega de la energía se fija en:

Favorable	+5%	-7.5%
Tolerable	+5%	-10.0%

b) Cuando el suministro es realizado en Baja Tensión, los límites de variación de tensión serán:

Tensión Nominal	Tensión Secundaria
<u>Voltios</u>	<u>Voltios</u>

<u>Rango Favorable</u>		<u>Rango Tolerable</u>	
Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
110	115	102	118
220	229	203	235
380	396	351	406

Estos rangos implican una variación porcentual de tensión del orden de +4% y -7.5% en condiciones normales y del +7% y -10% en condiciones de emergencia o contingencia.

2.3.2.3.1 Comentarios sobre la regulación de nivel de voltaje de Bolivia

En esta norma se establece un trabajo conjunto entre la superintendencia y las empresas distribuidoras para establecer geográficamente los puntos de medición.

Es una norma muy detallada a la hora de hablar de límites de acuerdo con el nivel de tensión. Además considera a todos los niveles para el monitoreo. Tomando en cuenta la realidad de sus sistemas de distribución. Presenta límites aceptables.

Un rasgo atípico de esta norma la presenta el hecho de permitir a la empresa distribuidora tener dos rangos o bandas de voltajes donde se puede fluctuar el voltaje. Específicamente otorga una banda de emergencia o rango tolerable. Este rango puede resultar aceptable para el usuario, aunque establece que no debe de pasarse de más de 4 veces por año en un total de no más de 96 horas por año. Pero una pregunta básica es: ¿quién le garantiza a los usuarios que se va a monitorear todo el año y de manera continua si esta misma regulación exige solo 7 días continuos por mes, por punto y los lugares tienen que ser representativos para el sistema, o sea diferentes cada mes?, es decir que la empresa distribuidora no está en la obligación de monitorear todo el año, entonces ¿cómo se aseguraría que no se pasarán de tiempo máximo? Son inconsistencias que presenta la norma que permitirían que la empresa distribuidora tenga una banda mas ancha para fluctuar su voltaje en un mayor tiempo, sin control.

Esta regulación tampoco entrega asesoramiento acerca del tipo de medidores que la distribuidora debe emplear en este análisis y no establece nivel de precisión para los equipos.

2.3.1.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución (Guatemala)

Se presenta la norma de un país centroamericano que regula la calidad en sus sistemas de distribución.

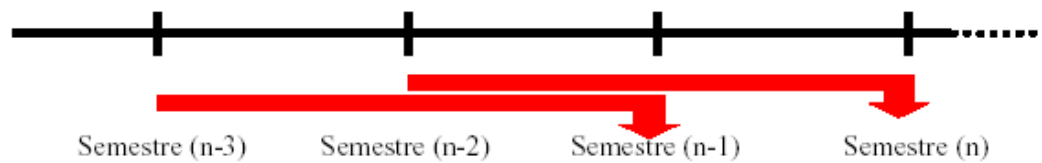
Artículo 23. Índices de Calidad. A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales, cuyo incumplimiento dará origen a la aplicación de indemnizaciones individuales y globales a los Usuarios afectados, según corresponda.

Los valores de tensión registrados, utilizados para la determinación de los índices o indicadores, se analizarán con base a las desviaciones del valor nominal medido, discriminados por bandas de unidad porcentual, detallado en el Artículo 26 de estas Normas.

1. Índice de Calidad de Regulación de Tensión. El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (... V_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en del mismo punto, expresado como un Porcentaje de la tensión nominal:

Índice de Regulación de Tensión (%) = ΔV_k (%) = $((V_k - V_n)/ V_n) \times 100$

2. Índices globales de la Regulación de Tensión. Estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses, incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis “n” y el anterior “n-1”. En el gráfico siguiente se indica lo establecido anteriormente:



Los índices o indicadores globales son los siguientes:

a) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión.

$$FEB_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_B: Frecuencia Equivalente asociada a la Banda “B” de unidad porcentual.

Nrg_B: Cantidad de Registros válidos asociada a la Banda “B” de unidad porcentual.

Nrg_{TOT}: Cantidad total de registros válidos.

Este indicador se totaliza discriminando a su vez la cantidad de registros que están dentro y fuera de las tolerancias establecidas, de acuerdo a lo siguiente:

$$FEB_{PER} = \frac{Ntrg_{PER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_{PER}: Frecuencia equivalente dentro de las tolerancias establecidas.

Ntrg_{PER}: Número Total de Registros dentro de las tolerancias establecidas.

$$FEB_{NoPER} = \frac{Ntrg_{NoPER}}{Nrg_{TOT}}$$

Donde:

FEB_{NoPER}: Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas.

Ntrg_{NoPER}: Número Total de Registros fuera de las tolerancias.

b) Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas.

$$FEBP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{TOT}}$$

Donde:

FEBP_B: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” fuera de las tolerancias establecidas.

NrgP_B^(p): Cantidad de Registros fuera de las tolerancias establecidas asociados con la Banda “B” de unidad porcentual.

NrgP_{Tot}: Cantidad de Registros Totales fuera de las tolerancias establecidas.

c) Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{Totmed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T}$$

Donde:

FEEC_B: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B”.

Eng_B^(med): Energía registrada en la medición (med) asociada con la Banda de Tensión “B”.

Eng_T: Energía Total registrada.

TotMed: Total de Mediciones realizadas en el Período considerado.

Artículo 24. Tolerancias para la Regulación de Tensión. Todos los índices o indicadores estipulados en el Artículo anterior se calculan en relación de las tolerancias admisibles, para cada tipo de Usuario, en la Etapa que corresponda. A continuación se establecen las tolerancias de los índices o indicadores individuales y globales:

1. Tolerancias de los índices individuales. Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, serán las indicadas en cada una de las Etapas de Transición y Régimen.

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	7		6		5	

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Período de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

2. Tolerancias de los índices globales. Se establece como cinco por ciento el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEBNoPER (Bandas no Permitidas) durante el período de control.

Artículo 25. Control para la Regulación de Tensión. El control para la Regulación de Tensión se realizará por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales deberán ser rotadas mensualmente, y según corresponda al tipo de Usuario, de la siguiente manera:

a) Para Usuarios en baja tensión, una medición de control por cada cinco mil puntos de entrega, considerando que el Distribuidor deberá instalar al menos un medidor monofásico por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, aunque éste tenga menos de cinco mil puntos de entrega.

b) Para Usuarios en media y/o alta tensión, una medición de control por cada veinticinco puntos de entrega.

NOTA: En esta regulación se establecen indemnizaciones para los usuarios que reciban un mal servicio referente a nivel de voltaje

2.3.1.4.1 Comentarios sobre la regulación de nivel de voltaje de Guatemala

Considerando su realidad en cuanto a los sistemas de distribución de su país presenta tolerancias bastante holgadas. Sin que esto afecte el adecuado desempeño de los equipos eléctricos de los usuarios.

Al hacer esta norma por etapas, y definir estas etapas por fórmulas, su comprensión se torna difícil.

No proporciona asesoramiento o reglas acerca del tipo de medidores que la distribuidora debe emplear en este análisis y no establece nivel de precisión para los equipos.

Además no establece regulación alguna para los desbalances de voltajes.

Con relación a las tolerancias admisibles respecto al valor nominal de la tensión, no se indica si el porcentaje es sobre o bajo el nivel del voltaje nominal.

2.3.1.5 EN 50160 (Norma europea de calidad de energía)

La Norma Europea también establece la forma en que se debe llevar a cabo la medición de la calidad de voltaje. La manera en como lo establece se enuncia a continuación:

Magnitud de la fuente de voltaje:

- 1.3.5.3 Cada medición el voltaje promedio RMS por cada fase sobre un determinado intervalo de 10 min.**
- 1.3.5.4 Periodo de observación: 1 semana con pasos fijos de 10 minutos**
- 1.3.5.5 N: numero de intervalos de 10 minutos en los cuales el voltaje esta dentro del +/-15% del nominal**
- 1.3.5.6 N1: numero de intervalos en los cuales el voltaje difiere mas del 10% del nominal y esta dentro del +/-15% del nominal**

2.3.1.5.1 COMENTARIOS SOBRE LA REGULACIÓN DE NIVEL DE VOLTAJE DE LA EN 50160

Esta norma presenta los rangos de tolerancia de voltaje mas amplios (15%) y no existe diferencia si es bajo o alto voltaje.

Esta norma no establece puntos de medición por tratarse de una norma de índole general que puede aplicarse en cualquier punto del sistema. Por esta razón tampoco emite criterios para determinar el número de puntos de medición a considerar.

Sólo establece criterios de tolerancia los cuales son aceptados generalmente por todos los países. El 5% de las mediciones que estén fuera del rango y la frecuencia de medición de cada 10 minutos es tomada como referencia por la gran mayoría de países, excepto la peruana.

2.3.2 Perturbaciones de voltaje.

Una vez analizada el nivel de voltaje. Se expone a continuación, como las normas o regulaciones de los países establecen criterios para las perturbaciones de voltajes. Las perturbaciones al voltajes son varias, entre las que se tienen; parpadeo, armónicos, interarmónicos, sag, swell, etc. Pero las regulaciones en general han escogidos los dos problemas principales, estos son; armónicos y parpadeos.

Para estos dos parámetros existen dos normas de la IEC, estas son las IEC 61000-4-7 para armónicos y la IEC 61000-4-15 para parpadeos. Un breve resumen se muestra a continuación:

IEC 61000-4-7.- Compatibilidad electromagnética (CEM o EMC, en inglés) Parte 4-7: Técnicas de ensayo y medida. Guía general sobre armónicos e interarmónicos e instrumentación, para fuentes de sistemas de potencia.

Orientada a la instrumentación que aplica para la medida del espectro de armónicos de frecuencia hasta 9 Khz que son sobrepuestas a una frecuencia fundamental de 50 o 60 hz, para fuentes de sistemas de potencia. Para consideraciones prácticas, este estándar distingue entre armónicos, interarmónicos y otros componentes sobre el rango de frecuencia, hasta 90 Khz. Define la instrumentación proyectada para que sirva para las mediciones de equipos individuales de acuerdo con los límites de emisión obtenidos en cierto estándares (por ejemplo, límites de armónicos obtenidos en la IEC 61000-3-2) para distorsión de corrientes y voltajes en sistemas de potencia.

IEC 61000-4-15.- Compatibilidad electromagnética (CEM o EMC en inglés) Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 15: Medidor de Parpadeo. Especificaciones funcionales y de diseño.

Obtiene una funcional especificación para el diseño para aparatos de medida de parpadeo orientado a indicar el correcto nivel de percepción del parpadeo para todas las fluctuaciones de la onda de voltaje. La información que es presentada permite que este instrumento sea construido. También se obtiene un método de evaluación para la severidad del parpadeo basado en los flickómetros que cumplen con esta norma.

Una vez establecidas estas normas presentamos lo que expone cada regulación.

2.3.2.1 Conelec (ECUADOR):

A continuación se describe la parte de la regulación del producto que se refiere a las perturbaciones, dentro de los cuales tenemos: Parpadeo (flicker) y Armónicos.

2.2 Perturbaciones

2.2.1 Parpadeo (Flicker)

2.2.1.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

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

2.2.1.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

- 1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.**
- 2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.**
- 3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.**
- 4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.**

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto “Flicker” para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.1.3 Límites

El índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia

establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

2.2.2 Armónicos

2.2.2.1 Indices de Calidad

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i = 2... 40$) expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

2.2.2.2 Mediciones

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.

4. En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.2.2.3 Límites

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados a continuación. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de		

tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

2.3.2.1.1 Comentarios sobre la regulación de perturbaciones voltaje de Ecuador

La regulación ecuatoriana exige que las mediciones sean realizadas con la norma IEC 60860 para parpadeo y la IEC 61000-4-7 para armónicos. En realidad la norma IEC 60860 para parpadeo fue mejorada en la norma IEC 61000-4-15. Los equipos actualmente usan esta última para realizar sus mediciones, pero de igual manera abarca lo contenido en la IEC 60860.

En la regulación se exige que las mediciones se realicen en un porcentaje de los transformadores de distribución (0.15%, no menos de 5 transformadores). Pero no se consideran para la medición de armónicos a los consumidores de alto y medio voltaje. Estos consumidores, normalmente grandes industrias, son los que se ven mayormente afectados por el efecto de las distorsiones de voltaje. Debería considerarse el monitoreo para estos tipos de consumidores ya que para estos usuarios los posibles efectos de la distorsión de la forma de onda de voltaje puede causar paros de producción por el funcionamiento erróneo en las protecciones o el daño de tarjetas electrónicas sensibles.

La frecuencia de medición es de 10 minutos como en todos los países y las normas internacionales lo estipulan.

Los límites para la cantidad de armónicos son los expuestos en la norma IEEE 519, que ha sido

considerada como un estándar en todos los países.

2.3.2.2 NTCSE norma técnica de los servicios eléctricos (Perú).

La Norma peruana posee un capítulo en el cual trata sobre las perturbaciones que se analizan para la calidad de tensión:

5.3 PERTURBACIONES

5.3.1 La Autoridad propicia el control de todo tipo de perturbaciones. Inicialmente, sin embargo, sólo se controla el Flícker y las Tensiones Armónicas.

El Flícker y las Armónicas se miden en el voltaje de Puntos de Acoplamiento Común (PAC) del sistema, de puntos indicados explícitamente en la Norma o de otros que especifique la Autoridad en su oportunidad.

5.3.2 Indicadores De Calidad.- Se consideran los siguientes indicadores de calidad:

a) Para FLÍCKER: El Índice de Severidad por Flícker de corta duración (Pst) definido de acuerdo a las Normas IEC.

b) Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (Vi) y el Factor de Distorsión

Total por Armónicas (THD).

Estos indicadores (Pst , Vi, THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición

de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

5.3.3 Tolerancias:

a) Flícker.- El Índice de Severidad por Flícker (Pst) no debe superar la unidad ($Pst \leq 1$) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión.

Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

b) Tensiones Armónicas.- Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') indicados en la siguiente tabla. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la número dos y la número cuarenta, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	Alta y Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
Armonicas Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
De la 29 a la 37	$0.1 + 2.5/n$	$0.2 + 12.5/n$
Armonicas Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
De la 27 a la 39	0.2	0.2

Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
De la 14 a la 40.	0.2	0.5
THD	3	8

El Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD) está definido como:

$$\text{THD} = \left(\sum_{i=2}^{40} V_i^2 / V_N^2 \right)^{.100\%} \text{.....(Fórmula N° 9)}$$

Donde:

Vi .- Es el Valor eficaz (RMS) de la tensión armónica “i” (para i=2 ... 40) expresada en voltios.

V N .- Es la tensión nominal del punto de medición expresada en Voltios.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias establecidas en este numeral, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición. Cada tipo de perturbación se considera por separado.

5.3.7 Control.- El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. La muestra mensual debe garantizar por lo menos el siguiente

número de lecturas válidas:

- En uno (1) por cada cincuenta (50) de los puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

- En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT que comprenda por lo menos lo siguiente:

Clientes en Baja Tensión por Suministrador	Número de Puntos de Medición Registrados Mensualmente	
	Flícker	Armónicas
Con más de 500,000 Clientes	18	18

Con 100,001 a 500,000 Clientes	9	9
Con 10,001 a 100,000 Clientes	5	5
Con 501 a 10,000 Clientes	2	2
Con 500 clientes o menos	-	-

5.3.8 La energía entregada a los Clientes en condiciones de mala calidad se evalúa o mide en los puntos de entrega respectivos, integrándola por intervalos de diez (10) minutos.

5.3.9 Adicionalmente, con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flícker y tensiones armónicas especificados en el último párrafo del numeral 5.3.7, se efectúan mediciones de monitoreo de flícker y distorsiones armónicas (THD), considerando armónicas de por lo menos hasta del orden 15, de manera simultánea con las mediciones de voltaje en puntos de entrega en baja tensión; por lo que, los medidores de voltaje para baja tensión deben estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

2.3.2.2.1 Comentarios sobre la regulación de perturbaciones voltaje de Perú

La regulación peruana exige que las mediciones sean realizadas con las normas IEC. No dejando en claro cuáles de ellas. Dejando sobreentendido, al parecer, que se refieren a las IEC 61000-4-7 y IEC 61000-4-15, pero ellos no establecen que sean necesariamente estas.

Esta regulación si establece que la medición sea para los usuarios a mediano y alto voltaje, así

como las barras de salida de las subestaciones. Establece también un número mínimo de puntos de medición de acuerdo al número de abonados.

Un dato importante de destacar es que la regulación exige calcular el VTHD (total distorsión de armónicos de voltaje), considerando hasta el armónico 40, pero para sacar los valores de distorsión individuales, solo exige hasta el armónico 15. Esto hace que los equipos necesarios para cumplir con la regulación pueden resultar más económicos. Tal como se explicó en el capítulo anterior esto evitaría tener datos de armónicos producidos por rectificadores de varios pasos, recordemos que dependiendo de los pasos de los rectificadores se pueden encontrar armónicos del orden 18 en adelante.

La frecuencia de medición es de cada 10 minutos como en todos los países y las normas internacionales lo estipulan.

Los límites para la cantidad de armónicos son los expuestos en la norma IEEE 519, que ha sido considerada como un estándar en todos los países.

2.3.2.3 Superintendencia de electricidad (Bolivia).

La Superintendencia de electricidad de Bolivia establece la regulación en lo referente a perturbaciones e interferencia. Se presenta a continuación:

3.3. Perturbaciones e interferencia.

Los aspectos que se controlarán son las oscilaciones rápidas de tensión, las distorsiones armónicas y el nivel de interferencia en sistemas de comunicación.

Durante la etapa de prueba el Distribuidor bajo la tuición de la Superintendencia, en base a las normas internacionales e internas de empresas similares, propondrá los parámetros para la cuantificación de las perturbaciones e interferencias señaladas. En la etapa de transición procederá a su cuantificación y a establecer las metodologías de medición y registro. Los valores definitivos serán aprobados por la Superintendencia, debiendo aplicarse en la etapa de régimen.

El Distribuidor deberá:

a) Proponer a la Superintendencia los límites de emisión (niveles máximos de perturbación e interferencias) que un dispositivo puede generar o inyectar en el sistema de distribución; y,

b) Controlar a los Consumidores No Regulados, a través de límites de emisión fijados por contrato.

Para Distribuidores con menos de 10.000 Consumidores y en sistemas aislados, la Superintendencia en función a las

características propias de estos sistemas, podrá definir para la etapa de régimen valores de emisión específicos.

2.3.2.3.1 Comentarios sobre la regulación de perturbaciones voltaje de Bolivia

Esta regulación es muy general. No establece límites para los parámetros de perturbación, no emite criterios para el número de puntos a medir. No es una buena regulación ya que permite que las empresas de distribución la evadan fácilmente, al proponer ellos mismos las reglas. O nunca la pongan en práctica.

2.3.2.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución (Guatemala)

La Norma técnica del servicio de servicio de distribución que rige en Guatemala, presenta artículos que regulan los índices de calidad en lo referente a armónicos. Se enuncian a continuación:

DISTORSIÓN ARMÓNICA DE LA TENSION GENERADA POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 31. Índice de Calidad de la Distorsión Armónica de la Tensión. El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión, expresado como un porcentaje, y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:

$$\text{DATT (\%)} = (\sqrt{\sum V_i^2 / V_1^2}) \times 100$$

$$\text{DAIT (\%)} = (V_i / V_1)$$

En donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

V_i : Componente de tensión de la armónica de orden i .

V_1 : Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Artículo 32. Tolerancias para la Distorsión Armónica de Tensión.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	DISTORSIÓN ARMONICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSION V≤60 kV	ALTA TENSION 60Kv<V≤230 kV
Impares no múltiplos de 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.2
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %	8	3

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al Período de Medición, las mediciones muestran que la Distorsión Armónica de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Una medición de Distorsión Armónica de Tensión es considerada fuera de las tolerancias establecidas, si se excede el valor de la

Distorsión Armónica Individual o el valor de la Distorsión Armónica Total. Para propósitos de evaluación de estas Normas se considerará, inclusive, hasta la armónica de orden 40.

Artículo 33. Control para la Distorsión Armónica de la Tensión. El control se realiza a través de cuatro mediciones mensuales, realizadas en los bornes de Baja Tensión de los transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos a la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. De acuerdo con la Norma IEC 1000-4-7, deberán ser tomadas mediciones de la Distorsión Armónica Total de Tensión y de la Distorsión Armónica Individual de Tensión. La medición de armónicas comenzará a partir del inicio de la Etapa de Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesario alguna modificación para evaluar la Distorsión Armónica en la Tensión.

NOTA: En esta regulación se establecen compensaciones para los usuarios que reciban un mal servicio referente a la distorsión de armónicos

FLICKER EN LA TENSIÓN

Artículo 36. Índice de Calidad de Flicker en la Tensión. El Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

**Artículo 37. Tolerancia para Flicker en la Tensión. El índice de tolerancia máxima para el Flicker está dado por:
Pst \leq 1.**

Donde:

Pst: Índice de severidad de Flicker de corto plazo.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Artículo 38. Control para el Flicker en la Tensión. El control se realizará a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes

de Baja Tensión de Transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. Las mediciones deberán ser tomadas con un medidor de Flicker, de acuerdo con la Norma IEC 868. La medición de Flicker comenzará a partir del inicio de la Etapa Transición. De los resultados obtenidos durante los dos primeros años de medición, se determinará si es necesaria alguna modificación para evaluar el Flicker en la Tensión.

NOTA: En esta regulación se establecen compensaciones para los usuarios que reciban un mal servicio referente a parpadeos.

2.3.2.4.1 Comentarios sobre la regulación de perturbaciones voltaje de Guatemala

La regulación guatemalteca exige que las mediciones sean realizadas según la norma IEC 868 y IEC 1000-3-7 para parpadeo y la IEC 1000-4-7 para armónicos.

Esta regulación es muy general y solo establece límites para los parámetros de perturbación, sin emitir criterios para el número de puntos a medir. Solo exige que se midan en cuatro lugares por mes, sin que este valor dependa del número de abonados de la empresa de distribución. No es una buena regulación ya que permite que las

empresas la evadan fácilmente. Pero dejan la ventana abierta a futuras modificaciones.

La frecuencia de medición es de cada 10 minutos como en todos los países y las normas internacionales lo estipulan.

Los límites para la cantidad de armónicos son los expuestos en la norma IEEE 519, que ha sido considerada como un estándar en todos los países.

2.3.2.5 EN 50160 (Norma Europea De Calidad De Energía)

Para poder tener variedad se presenta la Norma que rige en la mayoría de los países de la unión europea. Esta Norma se la conoce como la EN 50160.

ARMONICOS DE VOLTAJE

Todas las mediciones de Armónicos realizadas esta definidas por al norma IEC 61000-4-7

**Periodo de observación: 1 semana con pasos fijos de 10 minutos
Se define N como el numero de intervalos de 10 minutos en los cuales el voltaje esta dentro de +/- 15% del nominal**

N1: Numero de intervalos en los cuales el nivel de una o mas Armónicos individuales (niveles definidos en tabla) son excedidos y el voltaje se encuentra dentro del +/- 15% del nominal

N2:numero de intervalos el los que el THD de onda o mas fases excede el 8% y el voltaje se encuentra dentro del +/- 15% del nominal (el THD incluye todas las Armónicos hasta la 40th)

Voltaje Armónico cumple con la norma si $N1/N$ es $\leq 5\%$ y $N2/N$ es $\leq 5\%$ durante el periodo de observación

Flicker

- **Los valore de flicker Pst(short term) y Plt(long term) son generados de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15**
- **Periodo de observación: 1 semana con intervalos definidos para el Pst de 10 min.**
- **Un valor del Pst es considerado valido si el voltaje esta dentro del +/-15% del nominal y/o no hay ningún voltaje dip de $\geq 15\%$**
- **N: numero de valores de Plt recogidos durante un periodo de observación (basado en 12 validos valores consecutivos de Pst)**
- **N1: numero de intervalos en los cuales el $Plt > 1$**
- **El flicker cumple con la norma si $N1/N \leq 5\%$ durante el periodo de observación**

2.3.2.6.1 Comentarios sobre la regulación de

perturbaciones voltaje de la norma EN50160

Esta norma presenta los índices de tolerancia de armónicos tomadas de la norma IEE 519, muy conocida, discutida y aceptada universalmente. Así mismo se sigue las normas IEC 61000-4-7 e IEC 61000-4-15 para el diseño y construcción de equipos que permiten la medición de parpadeos y armónicos.

Esta norma no establece puntos de medición por tratarse de una norma de índole general que puede aplicarse en cualquier punto del sistema. Por esta razón tampoco emite criterios para determinar el número de puntos de medición a considerar.

Sólo establece criterios de tolerancia los cuales son aceptados generalmente por todos los países. El 5% de las mediciones que estén fuera del rango y la frecuencia de medición de cada 10 minutos es tomada como referencia por todos los países.

2.3.3. Factor de potencia.

2.3.3.1 Conelec (Ecuador):

En la Norma ecuatoriana existe la regulación del factor de potencia. Con esta regulación se pretende mejorar la calidad del producto que se entrega.

2.3 Factor de Potencia

2.3.1 Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

2.3.2 Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

2.3.3 Límite

El valor mínimo es de 0,92 de factor de potencia inductivo.

2.3.3.2 NTCSE norma técnica de los servicios eléctricos

(Perú)

La norma técnica de los servicios eléctricos de Perú no establece ningún parámetro de control, medición, o de cualquier otro tipo acerca de lo que a factor de potencia se refiere.

2.3.3.3 Superintendencia de electricidad (Bolivia).

La superintendencia de electricidad de Bolivia no establece ningún parámetro de control, medición, o de cualquier otro tipo acerca de lo que a factor de potencia se refiere.

2.3.3.4 NTSD norma técnica del servicio de distribución (Guatemala)

La Norma técnica del servicio de electricidad de distribución de Guatemala al igual que la del Conelec, regulan el factor de potencia, a diferencia del resto de regulaciones que se presentan en este capítulo. Dicha regulación se cita a continuación:

FACTOR DE POTENCIA

Artículo 49. Valor Mínimo para el Factor de Potencia. El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario, de la siguiente forma:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW	0.85
Usuarios con potencias superiores a 11 kW	0.90

Artículo 50. Control para el Factor de Potencia. El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días, registrando datos de energía

activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = \text{EnergAct}_p / \sqrt{(\text{EnergAct}_p^2 + \text{Energ React}_p^2)}$$

Donde:

Fpot_p : Factor de Potencia para el período horario (p)

EnergAct_p : Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)

EnergReact_p : Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

NOTA: En esta regulación se establecen

compensaciones para los usuarios que reciban un mal

servicio referente a factor de potencia

2.3.3.5 EN 50160 (norma europea de calidad de energía)

La Norma EN 50160 no establece ningún parámetro de control, medición, o de cualquier otro tipo acerca de lo que a factor de potencia se refiere.

2.4 Análisis comparativo de las regulaciones estudiadas con la regulación CONELEC-004/01

Una vez expuestas las normas de calidad algunos países de Latinoamérica y la norma EN-50160 podemos determinar las similitudes

y diferencias entre ellas y la Calidad de Producto de la Regulación de Calidad De Servicio Eléctrico en Sistemas De Distribución de Ecuador, Regulación No. CONELEC-004/01.

Se realiza el análisis por cada uno de los parámetros de la Calidad del Producto a continuación:

Nivel de Voltaje.-

Analizando cada norma podemos determinar que las normas de los países latinoamericanos son mucho más exigentes en los niveles de voltaje que la norma Europea. Normalmente los equipos son diseñados para que soporten sin problemas un $\pm 10\%$ del voltaje nominal, y si las empresas de distribución aplican las normas tendrían que invertir mayores recursos técnicos (reguladores de voltaje) y económicos, por consiguiente encarecerían el sistema de distribución sin necesidad. Lo que implica que en algunos países latinoamericanos se exigen rangos de tolerancia muy difíciles de alcanzar, sin necesidad. La regulación ecuatoriana CONELEC-004/01 a diferencia de otras Normas de regulación establece rangos aceptables.

El nivel de tolerancia del 5% del total mediciones es un patrón que siguen todas las regulaciones. Este porcentaje es ampliamente aceptado.

La mayoría de las regulaciones establecen penalizaciones para las empresas distribuidoras que incumplen la norma, menos la ecuatoriana, por lo que una recomendación sería implementar procedimientos para que los usuarios que sean perjudicados por su nivel de voltaje sean compensados económicamente por los daños que esto le pueden causar a sus equipos.

Un punto importante que hay que analizar es el desbalance de voltaje entre las fases. Esto es un parámetro que debería ser considerado por todas las regulaciones, pero en casos como el ecuatoriano no se lo toma en consideración. También hay que recordar que dependiendo de la manera de calcular este índice se tendrán datos con diferente grado de precisión, ya que si calculamos el desbalance como la desviación del promedio no se darán los mismos resultados si calculamos por el método de las componentes de secuencias, y esto podría afectar al determinar si una empresa distribuidora esta cumpliendo o no con la Norma.

Para todos los parámetros y a todas las regulaciones, se le debe poner en claro la precisión de los equipos. La precisión afecta el valor de la medición. Por lo tanto se recomienda que las regulaciones dejen en claro que precisión debe tener los equipos que deben utilizar las empresas distribuidoras.

Perturbaciones, Armónicos.-

A diferencia del parámetro anterior todas las regulaciones obedecen lo descrito en la norma EN50160. Esto es; medir hasta el armónico 40 (esto debido a que existen rectificadores de varios pasos que pueden presentar distorsión de armónicos hasta la armónica 40) y establecen los mismos límites para los armónicos individuales y para los totales.

Los procedimientos para obtener los datos y calcular los armónicos tienen el mismo criterio para todas las regulaciones analizadas (IEC 61000-4-7). Por esta razón lo establecido en la norma EN50160 se considera como un patrón en este parámetro.

Ninguna norma latinoamericana establece, como lo hace la EN50160, que un valor de armónico para ser considerado en el análisis del 5% del total de las mediciones, debe de cumplir con la condición de que el

voltaje se encuentre dentro del rango de tolerancia. Esta observación es importante realizarla por que en casos en que el voltaje sea menor al aceptado podría ocurrir que los armónicos se vean afectados por el nivel de voltaje. En otras palabras le falta especificar a las regulaciones que los valores de distorsión son válidos para el análisis siempre y cuando el voltaje se encuentre en límites tolerables.

Un defecto que tienen todas las regulaciones es que se deja del lado el monitoreo de los armónicos de corriente. Estos son generados únicamente por los usuarios. La onda de voltaje, el caso ideal, viene puramente sinusoidal pero las cargas no lineales producen consumos de corrientes distorsionadas (con componentes armónicas) y estas a su vez distorsionan a la onda de voltaje. Por esta razón los armónicos de corriente que producen los usuarios distorsionan a la onda de voltaje de la empresa de distribución. Esto sería importante aclarar antes de emitir criterios y enunciar reglamentos para las penalizaciones. Al igual que se le obliga a los industriales a colocar capacitores para mejorar el factor de potencia para que este no afecte al sistema, de la misma manera se debe establecer penalizaciones y/o obligarse a colocar filtros de armónicos si se detectara que el industrial está introduciendo armónicos al sistema de distribución.

Se recomienda monitorear el nivel de armónicos en los consumidores de alta y media tensión (industriales) ya que ellos son los que mayor problema causan y a su vez son los mas afectados. Lo problemas que pueden presentar a la industrias, van desde el mal funcionamiento de sus maquinarias de producción hasta paralizaciones en la producción total por tarjetas de control quemadas por el efecto de armónicos, pasando por disparo innecesario de protecciones, por ejemplo.

Perturbaciones, Parpadeo.-

Igual que los armónicos las coincidencias se vuelven a presentar entre todas las regulaciones analizadas. Existe el mismo límite del 5% de las mediciones totales, y los parpadeos son calculados en base a la norma IEC 61000-4-15. Algunas recomiendan las IEC 60860, que es la versión antigua de la IEC 61000-4-15, estas regulaciones (como es el caso de la ecuatoriana) deben ser modificadas.

Cabe resaltar que existe una diferencia sustancial entre las regulaciones y la EN50160. Las regulaciones usan los mismos criterios para medir y calcular los parpadeos, pero cuando se dice que este parámetro está incumpliendo la calidad cuando excede del 5% del total

de las mediciones del Pst (perturbación de corta duración, cuyo periodo es medido cada 10 minutos), pero la EN50160 establece el mismo 5% de las mediciones pero de Plt (perturbaciones de larga duración, donde 1 parpadeo de larga duración (Plt) comprende a 12 parpadeos de corta duración (Pst)). Es decir que la EN50160 determina un valor que está fuera del rango cuando 12 Pst continuos están fuera del mismo.

Igual que el anterior caso dos recomendaciones que se mantienen son: las penalizaciones a las distribuidoras por incumplimiento y que un valor para ser considerado válido para contabilizar el 5% del total, el voltaje debe estar dentro del rango permitido por cada regulación.

También es recomendable, para el Ecuador especialmente, que se tomen mediciones en la parte industrial por las mismas razones expuestas en la parte de armónicos.

Factor de Potencia.-

Aunque la norma EN50160 no presenta criterios para este parámetro de calidad y pocas son las regulaciones estudiadas que contemplan límites

para este caso, los valores que presenta la regulación del CONELEC es aceptada por ser un buen valor con el que se permite evitar pérdidas en las líneas y no produce problemas significativos para las industrias.

Nadie establece el procedimiento claro para calcular el factor de potencia. Últimamente se han realizado estudios donde demuestra que la tradicional manera de calcular el factor de potencia (el coseno del ángulo que separan los fasores de voltaje y la corriente) muestra serias deficiencias cuando se lo calcula en redes eléctricas donde se hay distorsión por armónicos. En todos los casos, los perjudicados son las empresas de distribución, ya que el factor de potencia real (donde se toma en consideración el efecto de los armónicos) es mucho menor al que se calcula mediante la manera tradicional, comprobado con pruebas de laboratorio¹.

Aunque esto aún no está normalizado como una nueva manera de medir el factor de potencia, algunos medidores de calidad de energía presentan como alternativa la medición del factor de potencia real, o mas conocido (para evitar la confusión) como “factor de potencia mejorado”.

Principales observaciones y recomendaciones para la regulación No
CONELEC-004/01.-

La regulación de Calidad de Producto de Ecuador tiene sus ventajas porque ha recopilado experiencias de otros países. Por lo que se han tenido estructuras mas definidas. Aun sigue teniendo deficiencias pero la estructura de la regulación es una de las mas claras de las analizadas.

La regulación ecuatoriana esta estructurada por etapas en los niveles de tolerancia para los niveles y rangos de voltajes. Se contemplan además rangos diferentes para zonas rurales y urbanas. Lo que es una consideración razonable para los sistemas de distribución que tienen muchas zonas rurales en su haber y sería muy difícil y hasta innecesario cumplir regulaciones tan estrictas en la parte técnica, en los niveles de voltaje. Para este punto se establecen que las mediciones sean tomadas en la mayoría de puntos significativos de los sistemas de distribución, tales como; alimentadoras, consumidores de alto y mediano voltajes, y en un porcentaje aceptable de los transformadores de distribución.

¹ ¿Están las empresas eléctricas computando correctamente El factor de potencia a sus usuarios?
Daniel Slomovitz, Señor Member IEEE. Proceedings of 5°. Encuentro de Potencia e Instrumentación,

En su etapa final muestra rangos de voltaje de variación de $\pm 8\%$ con respecto al nominal en consumidores de medio y bajo voltaje de zonas urbanas y $\pm 10\%$ de zonas rurales. Estos límites, sin embargo, son muy estrictos si consideramos que los consumidores de bajo voltaje rurales podrían tener variaciones $\pm 15\%$ sin que sus equipos eléctricos sufran daños y la zona urbana podría tolerar sin problemas una fluctuación de $\pm 10\%$ ¹ del voltaje nominal ya que la gran mayoría de equipos vienen diseñados para soportar estas variaciones.

Los índices de parpadeos y armónicos son considerados de la misma manera que lo estipula la norma EN50160, al igual que todas las regulaciones. Sin embargo existen ciertos problemas que tienen que resolverse de inmediato. El primero es que esta norma no considera el nivel de voltaje para hacer válido el valor de armónico, como ya se analizó en el punto 2.4. Otro punto muy importante que no es aceptable en la regulación es que no se toma en cuenta para el monitoreo de estos índices a los consumidores de alto y mediano voltaje. Estos son los consumidores a los que más les afecta dichos fenómenos y a su vez los que más lo producen.

IEEE Octubre 1999, Montevideo Uruguay

¹ De acuerdo a la curva CBEMA/ITI que describe la magnitud de variación de voltaje con respecto al tiempo que pueden soportar los aparatos eléctricos. La curva se la muestra en el anexo 2

El factor de potencia también está regulado por el CENACE como índice de calidad. Este punto no está contemplado en la mayoría de regulaciones ni en la EN50160, pero es un buen índice, que serviría para observar la eficiencia del sistema de distribución. Una observación importante que hay que hacerle a este parámetro es que no especifica el método de calcular el factor de potencia. El hecho de que existan armónicos en la red implica que la lectura de los medidores digitales convencionales no sea la correcta, ya que estos usan el método tradicional para calcularlo y no consideran el efecto de las ondas distorsionadas. La medición del factor de potencia mejorado lo ofrecen ciertos equipos de calidad de energía¹.

La regulación ecuatoriana no contempla parámetros importantes como desbalances de la fuente de voltaje, y la precisión del equipo de medición (transformadores de corriente, potencial y el medidor mismo).

Recomendaciones para la Regulación de Calidad de Producto de la Regulación Ecuatoriana (CONELEC)

¹ De acuerdo a la norma IEC 555. Esta norma especifica los procedimientos de construcción de los medidores y el método de cálculo para determinar el factor de potencia corregido.

A continuación se enlistan las recomendaciones que deberían ser tomadas en cuenta para mejorar la Regulación de Calidad del Producto del CONELEC:

1. La principal deficiencia que tiene la regulación, y que debería ser corregida, es la ausencia de medición de armónicos en los consumidores de alto y mediano voltaje. Estos consumidores son los que mayormente se ven perjudicados por la mala calidad de la energía. Un proceso de producción se puede ver paralizado, con sus consecuentes pérdidas económicas, por la falla de equipos. Definitivamente estos usuarios son los que mayormente deben estar supervisados en armónicos, principalmente.
2. Un parámetro que se ha dejado de lado en la regulación es el desbalance de voltaje. Se debe considerar esta variable ya que los equipos de usuarios trifásicos, en su mayoría industriales, podrían tener serios problemas con un voltaje desbalanceado.
3. Se debe establecer los límites de inyección de armónicos de corriente al sistema de distribución por parte de los usuarios industriales. Ya que el armónico de corriente es el que más distorsiona la calidad del voltaje entregado, como se explica en la sección.

4. Después de haber establecido los límites de inyección de armónicos de corriente por parte de los usuarios. Se debe normalizar las penalizaciones a las empresas de distribución por la entrega de mala calidad de producto.
5. Se debería regular la precisión de los equipos que se encargarán de monitorear la calidad de la energía. Esto incluye precisión de; los transformadores de corriente, los transformadores de potencial, los medidores de calidad. Se recomienda la precisión mínima ANSI 0.3 ya que es la misma que el CONELEC establece para medir el consumo a los usuarios. Para las penalizaciones, la energía es un parámetro muy importante ya que este determina el valor de dichas indemnizaciones.
6. Se recomienda que también se disponga de un laboratorio para realizar contrastaciones de los equipos. Un método similar es aplicado en la actualidad para certificar los equipos de medición para los grandes consumidores.
7. La distorsión de armónicos de corriente y voltaje produce fallas cuando se calcula el factor de potencia con el método tradicional.

Cuando se considera el efecto de los armónicos en el factor de potencia, este valor es muy inferior al medido normalmente. Existen en la actualidad equipos de medición que consideran este efecto para realizar los cálculos, lo llaman el *factor de potencia mejorado*. Si esta es una regulación de calidad de energía debería considerar este problema y especificar que el factor de potencia medido sea el *factor de potencia mejorado*.

8. Se debería establecer procedimientos para que las empresas de distribución paulatinamente coloquen medidores de calidad de energía en todas las alimentadoras de sus subestaciones. Esto es con el fin de que cada ramal del sistema esté continuamente monitoreado y a medida que se detecten problemas con la calidad del voltaje se los vayan solucionando o detectando cuales son las fuentes de los mismos. Esto serviría además para cruzar información con los sistemas de facturación y detectar las pérdidas negras con mayor facilidad.
9. La regulación de calidad de producto, en referencia a la medición de armónicos y parpadeos en los bornes de bajo voltaje de los transformadores de distribución, no establece criterios para la ubicación de los puntos de medición. Solo se establece la cantidad

en porcentajes del total de transformadores. Por esto, se recomienda que para la ubicación de los puntos de medición se tome como prioridad los sectores donde la concentración de equipos computacionales o electrónicos en la red secundaria sea mayor a la promedio. Esto es; concentración de oficinas, centros de cómputos, centros de fotocopiado, grandes acumulaciones de iluminación fluorescente (áreas comerciales). Y además que la medición sean con equipos portátiles. Dado que es la manera más económica de monitorearlos y la regulación exige que los puntos de medición de calidad de producto sean diferentes cada mes.

10. En cuanto a la selección de puntos para hacer mediciones en media tensión (de acuerdo a lo sugerido en el punto 1 de esta lista). Se recomienda que la medición sea en alimentadoras, cuyos consumidores posean mayoritariamente las siguientes características: industriales que tengan hornos de arco o grandes rectificadores, comerciales donde se detecte gran concentración de equipos de computación (por ejemplo sectores bancarios) y hospitalarios en general. Además se recomienda que el medidor sea portátil y se lo ubique en la mitad de la alimentadora. De esta manera se tendrá una mejor referencia de la distorsión de la forma de onda del voltaje a lo largo de la alimentadora.

2.4.1 Parámetros adicionales de calidad de producto.

Como se puede apreciar en este análisis se ha comparado solo los parámetros que presenta el CONELEC para verificar la calidad del producto, pero existen otros índices que ayudarían a tener una regulación mas completa de acuerdo a las tendencias del análisis de calidad de energía a nivel mundial, estos son:

- ✓ Frecuencia
- ✓ Desbalance de Voltaje
- ✓ Interarmónicos
- ✓ Nivel de Señales de comunicaciones en líneas.
- ✓ Sobrevoltajes temporales

Estos están normalizados por la EN50160, pero la frecuencia y el desbalance son lo que mas presentan problemas potenciales y por lo tanto estos son dos nuevos índices que deberían de ser incluidos en una nueva regulación en el futuro.

CAPITULO 3.

3 Análisis técnico de los medidores de calidad de energía

3.1 Introducción

Basándose en el análisis realizado en el capítulo II, se debe escoger los aparatos que están habilitados para realizar lo que exigen en las Normas de Calidad de Energía. Por esto en este capítulo se analizará los medidores existentes en el mercado ecuatoriano, con el fin de establecer los dos mejores aparatos de medición basándose en un aspecto fundamental: si está capacitado para realizar todo lo que necesita la regulación actual y las tendencias futuras del monitoreo de la calidad de energía. Es decir, en este capítulo se realizará un análisis

Técnico de todos los medidores de calidad de energía del mercado y determinaremos los dos mejores.




Para el análisis descrito se considerará los parámetros fundamentales de la Calidad de Producto y beneficios adicionales tales como; opciones de comunicación, facilidad para movilización, disponibilidad de trabajar en intemperie, certificaciones, etc. Todo este análisis se realizará de acuerdo a la norma ecuatoriana de calidad de voltaje, que es el punto central de nuestro estudio.

Además se tiene que dejar en claro antes de empezar, que el análisis este capítulo está orientado a los lugares donde se debe dejar el equipo a intemperie. Se deja preestablecido que por punto de medición se tendrá un solo medidor. Y que el mismo debe de ser portátil en los casos donde haya que monitorear fuera de las subestaciones (que son la mayor cantidad de puntos establecidos en la regulación).

3.2 Lista de medidores

Para medir parámetros de calidad de voltaje, existen pocas empresas (y por ende aparatos), que se han dedicado ha esta labor. Esto se debe a que el tema de la calidad de voltaje es relativamente nuevo. Además de

ser estos equipos escasos, también son caros. Aunque se espera que la tendencia cambie a futuro. En el mercado ecuatoriano encontramos los siguientes medidores de calidad de energía y sus respectivos proveedores:

Medidor	Foto	Marca	Proveedor(es)
ION 7600		Power Measurement	INPROEL S.A.
Topas 1000		LEM	EQUITRONICS S.A.
9020 PQNode		Dranetz	COMPLEMENTOS ELECTRÓNICOS



RIS- QUATRO		Rochester	Genesys
RIS-4000		Rochester	Genesys
QNA		Circuitor	

Tabla I.- Tabla de medidores de calidad de energía en el mercado ecuatoriano.

En el anexo 1 se detallan las especificaciones técnicas de cada uno de los medidores.

3.3 Análisis Técnico

Para una mejor selección se hace en dos pasos:

1. Verificar si los instrumentos de medición cumplen con los parámetros básicos de medición. De lo contrario no será tomado en cuenta para el siguiente análisis. A este paso se lo denominará **Análisis Básico**.
2. Se considerará para el segundo paso las bondades que presenta el equipo para ser usado en condiciones especiales de trabajo tales como; trabajo a intemperie, bondades de comunicación y protocolos, certificaciones internacionales etc. A este análisis se lo conocerá como **Análisis Avanzado**.

Con esto tendremos dos pasos para determinar las bondades técnicas de los equipos.

3.3.1 Análisis básico

Este es el primero y el más importante de los análisis ya que aquí determinaremos cual o cuales de los instrumentos están en capacidad de medir todos los parámetros que constituyen la calidad de energía. De acuerdo a las tendencias de las regulaciones y normativas analizadas en el capítulo anterior, especialmente a las exigencias de la Regulación No. CONELEC 004/01.

Se describe, a continuación, los parámetros que debe tener obligatoriamente cada uno de los medidores para ser considerado aptos para la medición de calidad. Junto al nombre del parámetro se da una breve definición y se detalla algún punto en particular:

1. **Voltajes.**- Voltajes de línea-neutro. Aunque ninguna de las normas establece que tipo de medición (RMS, instantáneo, promedio, etc.) la medición que se usa normalmente es la RMS, según la norma IEC 61000-4-30.

2. **Energía.-** La energía es la capacidad de hacer un trabajo y vencer una resistencia. Es medido en kilovatio-hora (kwh) es la cantidad de trabajo hecha por 1,000 vatios durante una hora. Los consumidores pagan la energía consumida en centavos por kwh. Es por esto que se necesita saber este parámetro, ya que si la energía es de mala calidad, este dinero no debería ser cobrado o en el mejor de los casos debe ser indemnizado. Este es un parámetro fundamental para determinar las penalizaciones económicas a las empresas de distribución.

3. **VTHD.-** Armónicos Totales de Voltajes, todas las regulaciones establecen la normativa que debe cumplir. Esta es la norma IEC 61000-4-7 ¹

4. **ITHD.-** Armónicos Totales de Corriente. Aunque la mayoría de normas no las regula, este es un parámetro importante de medición. También su cálculo obedece a la norma IEC 61000-4-7.

¹ Una breve descripción se muestra en la sección 2.3.2

5. **Armónicos de V.-** Distorsión individual de armónicos de Voltaje, hasta el armónico 40. Cumpliendo la norma IEC 61000-4-7.
6. **FP.-** Factor de Potencia. Representa la relación entre los Voltios amperios (VA) entregados a una fuente de corriente alterna para la potencia real (VATIOS) a la carga.
7. **Frecuencia.-** Frecuencia de la onda de voltaje. En un sistema de potencia es la frecuencia a la que está diseñado el sistema de suministro de energía eléctrica, usualmente 50 o 60 Hz. En Ecuador, 60 Hz.
8. **Parpadeo (Flicker).-** Parpadeo perceptible al ojo humano. Los parámetros son Pst y Plt definidos por la norma IEC-61000-4-15
9. **Interrupción.-** Interrupción del suministro eléctrico al (los) consumidor(es) final(es). Definida cuando el voltaje es menor al 10% del voltaje nominal durante mas de tres minutos. Este no entra en calidad de producto pero si es tomada en cuenta por la calidad de servicio, que contempla la norma ecuatoriana.

10. **Desbalance.-** Desbalance de voltajes. Es una condición en que los voltajes trifásicos difieren en amplitud y/o fase. Los desbalances son usualmente resultado de la mala distribución de cargas monofásicas en circuitos trifásicos o el volado de un fusible en un banco de capacitores trifásicos.

11. **Memoria.-** Capacidad del equipo para almacenar todos los parámetros de esta lista durante 7 días continuos, de tal manera que puedan ser auditables. De acuerdo con los requerimientos de la Regulación del CONELEC se necesita que se graben 128 parámetros por siete días consecutivos en intervalos de 10 minutos.

De todos los parámetros expuestos el que se detallan en la lista anterior se tiene que exponer ciertos criterios dentro de la Memoria. Es importante destacar que en la Memoria, se va a considerar la capacidad de memoria (bytes) y el número de canales de grabación del equipo de medición.

Los *canales de grabación* son estructuras de grabación internas en el equipo de medición, no es lo mismo que canales de

entrada de señales al medidor. Son sectores en la memoria del equipo a manera de columnas. Cada columna se encarga de grabar un tipo de valor cada determinado tiempo, por ejemplo; el primer canal de grabación se encarga de grabar el voltaje en la fase A, el segundo de la distorsión porcentual del séptimo armónico de corriente en la fase C, según la configuración que necesite el usuario.

La Regulación actual del CONELEC necesita que el medidor de calidad de producto grabe 128 parámetros diferentes por lo que se necesitan 128 canales de grabación. Este número de parámetros viene dado por el siguiente desglose de datos:

Parámetros	Número por fase	Número Total
Voltajes ¹	1	3
Energía Total		1
Parpadeo	1	3
Armónico total de voltaje	1	3
Factor de Potencia ¹		1

¹ Voltajes de Línea a Neutro

Armónicos Individuales de Voltaje ²	39	117
Total		128

Tabla II.- Numero de canales de grabación exigidos por el CONELEC.

Si bien es cierto que la capacidad de almacenamiento de un medidor se basa en la capacidad de memoria (en bites, kilo bites, mega bites, etc.), no es menos cierto que el número de canales de grabación es un punto muy importante que hay que tener en consideración. Un hecho interesante es que existen equipos que tienen gran capacidad de almacenamiento en su memoria, pero pocos canales de grabación donde guardar diferentes parámetros. Puede haber equipos con 100 Megabytes de capacidad de memoria, pero solo 50 canales de grabación. Este equipo no cumpliría con los requerimientos de la regulación de calidad del producto del CONELEC.

¹ Se mide y graba solo el factor de potencia trifásico. La regulación CONELEC No 004/01 no especifica si el factor de potencia es medido por fase o trifásica. Si es por fase serían tres parámetros en el factor de potencia en lugar de uno.

² Desde el armónico 2 hasta el 40. El armónico 1 no se lo considera por ser el fundamental, siempre será el 100%.

En cuanto a la capacidad de memoria, esto depende de la estructura de grabación de los equipos. Un equipo puede grabar un dato en su memoria usando 2 bytes, pero otro lo podría hacer usando 6 bytes. Depende de cada aparato de medición.

Por ejemplo el medidor ION 7600 de Power Measurement tiene una fórmula para determinar la cantidad de memoria que consume alguna campaña de medición, esta es:

$$\text{Memoria} = \text{No. de grabaciones} \times (\text{No. de canales} \times 6 + 8)$$

Donde:

Memoria:

Capacidad en bytes que se necesitan para almacenar toda la información

No. de grabaciones:

El número de capturas de datos. En la Regulación de Calidad del Producto del CONELEC se necesitan hacer captura de datos cada 10 minutos durante 7 días consecutivos, por lo que el número de capturas totales serán: $6 \times 24 \times 7 = 1008$.

No de Canales:

Número de canales de grabación. Para la Regulación de Producto del CONELEC son 128

Realizando los cálculos para la medición de calidad de producto se necesitarían 6531 bytes. Es decir que con 1 Megabyte de memoria el ION7600 cumple con la regulación de calidad del producto del Ecuador.

Dentro de la regulación del CONELEC No 004/01, en la calidad de servicio se tienen que grabar las interrupciones de servicio, para esto se necesitan almacenar eventos con la ayuda de un *Registrador de eventos*. La diferencia entre los canales de grabación y los registradores de eventos es que este último solo almacena datos cuando se presenta ciertas condiciones especiales, por ejemplo: cuando se manipula el medidor esta acción queda registrada (en ciertos equipos), o cuando ocurre un desbalance de voltajes, se almacena la fecha, hora y magnitud del desbalance, o si ocurre un apagón el registrador de eventos almacena fecha y hora de inicio y finalización de la interrupción del servicio, etc. El consumo de memoria del

registrador de eventos depende de la frecuencia con que se presentan los eventos.

A continuación se describen las características generales de cada uno de los equipos de medición de calidad de energía mostrados en el punto 3.2.

ION 7600.-

Fabricado por Power Measurement, viene en versión para panel, y se lo puede adaptar en una maleta para convertirlo en intemperie. Los principales parámetros que puede medir y grabar son:

- Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Armónicos totales para voltajes y corrientes calculados hasta el armónico 63, fase, ángulo y magnitud.
- Armónicos individuales de corriente y voltaje hasta el armónico 63.
- Parpadeo (Flicker)
- Detección de Sags y Swells

- Detecta y captura Transientes
- Desequilibrio de voltajes y corrientes
- Determina el cumplimiento de la Norma de Calidad de Voltaje en los Sistemas de Distribución EN50160
- Cumplimiento de la curva CBEMA/ITIC
- Detecta interrupciones de servicio junto a datos como; duración de la interrupción, fecha y hora de inicio y fin, potencia antes de la interrupción.
- 640 canales de grabación y 8 Megabytes de memoria

Para las interrupciones se necesita que la fuente de alimentación del equipo sea continua, es decir se alimente de un banco de baterías.

Power Recorder.-

Fabricado por LEM, viene únicamente en versión intemperie.

Los principales beneficios de este equipo son:

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional

- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes y corrientes calculados hasta el armónico 63, fase, ángulo y magnitud.
- Armónicos individuales de corriente y voltaje hasta el armónico 63.
- Parpadeo (Flicker)
- Detección de Sags y Swells
- Detecta y captura Transientes
- Determina el cumplimiento de la Norma de Calidad de Voltaje en los Sistemas de Distribución EN50160
- Cumplimiento de la curva CBEMA/ITIC

Este medidor no puede detectar interrupciones de servicio, ni desbalances de voltaje y corriente.

TOPAS 1000.-

Fabricado por LEM, viene únicamente en versión intemperie.

Los principales beneficios de este equipo son:

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.

- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes y corrientes calculados hasta el armónico 50, fase, ángulo y magnitud.
- Armónicos individuales de corriente y voltaje hasta el armónico 50.
- Parpadeo (Flicker)
- Detección de Sags y Swells
- Detecta y captura Transientes
- Desequilibrio de voltajes y corrientes
- Determina el cumplimiento de la Norma de Calidad de Voltaje en los Sistemas de Distribución EN50160
- Cumplimiento de la curva CBEMA/ITIC
- Detecta interrupciones de servicio junto a datos como; duración de la interrupción, fecha y hora de inicio y fin, potencia antes de la interrupción.
- 1 Gigabyte de disco duro

9020 PQ Node

Fabricado por Dranetz, viene disponible en una maleta para interperie, también se lo podría adaptar en panel. Sus principales beneficios se detallan en la siguiente lista:

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes calculados hasta el armónico 127 y corrientes calculados hasta el armónico 50.
- Armónicos individuales hasta el armónico 127 en voltaje y corrientes hasta el armónico 50.
- Detección de Sags y Swells
- Detecta y captura Transientes
- Detecta interrupciones de servicio junto a datos como; duración de la interrupción, fecha y hora de inicio y fin, potencia antes de la interrupción.
- 48 canales de grabación

No puede medir parpadeo y tampoco desbalances de voltaje ni corriente.

RiS ACE 4000

Fabricado por Rochester Instruments System. Viene solo en versión para intemperie. Sus principales características son:

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes y corrientes calculados hasta el armónico 63, fase, ángulo y magnitud.
- Armónicos individuales de corriente y voltaje hasta el armónico 63.
- Parpadeo (Flicker)
- Detecta y captura Transientes
- Desequilibrio de voltajes.
- Cumplimiento de la curva CBEMA/ITIC
- 3.1 Gigabytes de disco duro

Este equipo no detecta interrupciones de servicio.

RiS Ace QUATRO

Construido por la misma Rochester, de intemperie.

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes calculados hasta el armónico 50.
- Armónicos individuales de voltaje hasta el armónico 50.
- Parpadeo (Flicker)
- 1 Megabyte de memoria.

No detecta interrupciones de servicios, ni desbalances. Los armónicos son solo de voltaje.

QNA

Fabricados por Circutor, viene solo en versión para intemperie.

Robusto. Viene en dos versiones el QNA202 y el QNA303

QNA202

- Mide Voltajes, corrientes, en todas las fases y en el neutro.
- Mide Energías activa reactiva y aparente de forma bidireccional
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes y corrientes calculados hasta el armónico 15.
- Armónicos individuales de corriente y voltaje hasta el armónico 15.
- Detección de Sags y Swells
- Detecta interrupciones de servicio junto a datos como; duración de la interrupción, fecha y hora de inicio y fin, potencia antes de la interrupción.
- 3 Megabytes de memoria

No detecta Parpadeos, ni desbalances. Se debe notar que no pueden medir hasta el armónico 40.

QNA 303

- Mide Voltajes en todas las fases y en el neutro.
- Calcula la distorsión total de Armónicos de voltajes calculados hasta el armónico 25.
- Armónicos individuales voltaje hasta el armónico 25.
- Parpadeo (Flicker)
- Detección de Sags y Swells
- Detecta interrupciones de servicio junto a datos como; duración de la interrupción, fecha y hora de inicio y fin, potencia antes de la interrupción.
- 3 Megabytes de memoria

Este equipo solo dispone de entradas de voltajes, por lo que no permite determinar la energía de mala calidad suministrada por la empresa de distribución. Además no puede calcular el desbalance de voltaje o corriente.

Una tabla que sintetiza la información de todos los medidores se muestra a continuación:

Parámetros	Medidores							
	ION 7600	Power Recorder	Topas 1000	9020 PQNod e	RiS ACE 4000	RiS ACE QUATR O	QNA 202	QNA 303
Voltajes	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Energía	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	NO
VTHD	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
ITHD	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	NO
Arm. De V	Si	Si	Si	Si	Si	Si	NO	NO
FP	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Frecuencia	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Parpadeo	Si	Si	Si	NO	Si	Si	NO	Si
Interrupción	Si	NO	Si	Si	NO	NO	Si	Si
Desbalance	Si	Si	Si	NO	Si	NO	NO	NO
Memoria	Si	Si	Si	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla III.- Resumen del análisis básico de los medidores de calidad de energía.

En base al análisis realizado que se resume en la tabla anterior se puede determinar que los equipos de medición que cumplen

con los criterios fijados en la sección 3.3.1 para poder realizar la adquisición de datos de calidad de energía son:

- ION 7600 (Power Measurement)
- TOPAS 1000 (LEM)

Pero, existen equipos que lo que les impide estar entre estos preseleccionados es la imposibilidad de registrar las interrupciones de servicio. Aunque este parámetro no ingresa estrictamente a la calidad del producto (voltaje) que es el análisis principal de este estudio, en otras partes de las regulaciones del CONELEC y de los demás países analizados contempla el control de las interrupciones del servicio. Normalmente el precio de estos instrumentos de monitoreo es elevado, por esta razón el equipo debe estar en capacidad de monitorear, además de los parámetros de calidad del producto, las interrupciones del servicio.

3.3.2 Análisis de factibilidad de operación

Una vez que hemos analizado si los medidores están capacitados para realizar las mediciones necesarias ahora nos

corresponde evaluar si los mismos están en capacidad de trabajar bajo las condiciones especiales en que en el medio ecuatoriano deberán hacerlo.

Como solo dos medidores son los capacitados para operar sin inconvenientes de acuerdo a los requerimientos establecidos, esta parte del análisis será para tener referencia de las bondades adicionales de los dos equipos seleccionados.

Para determinar nuestro objetivo vamos a considerar los siguientes parámetros:

1. **Personalización.-** Determina si el aparato permite la personalización de los parámetros de medición, por ejemplo; niveles de desbalance permitidos, niveles de sobre voltajes, periodos de medición, etc.
2. **Aislamiento.-** Considera el nivel de aislamiento del aparato con el medio ambiente, con esto determinamos si el equipo puede soportar el estar a intemperie. Para este punto consideramos los criterios de las Normas IP o NEMA (detallados en el Anexo 3)

3. **Portátil.-** Determina si el equipo tiene la versatilidad de poder ser removido de un punto de medición a otro sin dificultad.

4. **Modos de Comunicación.-** Se detalla las maneras de comunicarse que dispone el medidor con un computador u otro dispositivo para la extracción de información o el monitoreo. Los que consideramos para este estudio son:

a. Vía MODEM

b. Vía Ethernet

c. Vía Serial (puede ser RS-485 y/o RS-232)

d. Vía Infrarroja (con un puerto óptico)

5. **Protocolos de Comunicación.-** Para extraer información de los medidores existen protocolos de comunicación que sirven para poder adquirir, dicha información, de diferentes programas o integradores de monitoreo

6. **Batería interna.-** Especifica si el equipo dispone de batería interna para no perder información, ni configuración en caso de apagones prolongados.

7. **Certificaciones.-** Detalla las certificaciones de calidad que posee el aparato, entre las que podemos encontrar:

- **UL.-** Underwriters Laboratory, Institución Privada que en sus inicios se formó para recomendar a las aseguradoras los equipos eléctricos que presten seguridad para su operación. UL

emite una serie de normativas que los fabricantes deben seguir para que los equipos tengan la certificación UL. Muchas aseguradoras y todas las empresas eléctricas de los Estados Unidos de Norteamérica exige que los equipos que se usen en instalaciones pertenezcan al listado de la UL de equipos certificados.

- **CAN.-** Canadian Standards Association. Es la Organización del gobierno Canadiense que se encarga de emitir certificados de seguridad de equipos. Similar a la UL en los Estados Unidos. Los equipos que no tengan la marca circular con las siglas de la CAN, no podrá circular por el territorio Canadiense.
- **ISO.-** International Organization for Standardization. Entidad responsable por una amplia gama de normas que son orientadas directamente a la industria en general, sin importar el país, la producción de la industria, leyes locales, etc. Establece normas para procedimientos de seguridad, de calidad, de eficiencia en la producción, de mantenimiento, en general.
- **CE.-** European Community, Marca equivalente a la UL, de los Estados Unidos pero para los países Europeos. Sin esta marca no pueden circular con aceptación en los países de la comunidad europea. Esta certificación la emite el CENELEC (The European Committee for Electro technical Standardization)

8. **Dimensiones.-** Describe las dimensiones en centímetros del equipo en largo, ancho y alto.

El cuadro siguiente muestra las características de cada equipo para cada una de las consideraciones tomadas para esta parte del análisis.

Parámetro	Medidores	
	ION 7600	Topas 1000
Personalización	Si	Si
Aislamiento	IP 65	IP 65
Portátil	Si	Si
Modo de Com.		
- MODEM	Si	Si
- Ethernet	Si	Si
- Serial	RS-485 y RS-232	RS-232
- Infrarroja	Si	No
Protocolos de Comunicación	ION, DNP 3.0, Modbus RTU, MV-90, GPS, TCP/IP y Telnet	TOPAS

Batería Interna	Si	Si
Certificaciones	CSA, CE, UL, ISO 9002	
Dimensiones	40x20x50 cm	30x6.5x32 cm

Tabla IV.- Resumen del análisis avanzado de los medidores de calidad de energía.

3.4 Ventajas y desventajas de los equipos seleccionados

Con la finalidad de tener mas parámetros para seleccionar el equipo de monitoreo de nuestros requerimientos, estableceremos las ventajas y desventajas que, a nuestro criterio, tienen los dos equipos previamente escogidos (ION 7600 y TOPAS 1000).

Ventajas del ION 7600

Precio.- Este equipo es mas barato que el TOPAS 1000. El ION7600 tiene un precio referencial de USD 10.000 cuando incluye la maleta que sirve para disponerlo en intemperie. Mientras que el TOPAS1000 tiene un precio referencial de USD 13.000.

Protocolos de comunicación.- La diversidad de protocolos en los que puede funcionar este equipo permite que se pueda integrar a redes existentes para ser monitoreado con otros programas, no necesariamente con el que provee la Power Measurement para sus medidores (ION Enterprise).

Puerto Infrarrojo.- Proporciona la facilidad de poder ir con una computadora portátil al sitio donde se encuentra el medidor y colocando un lector óptico en la parte frontal del panel poder bajar la información existente en el medidor a la computadora.

Software ION Enterprise.- Con este software se puede aprovechar al máximo al medidor. Permite generar reportes gráficos automáticos y configurables de todas las variables disponibles. Además con el software se puede monitorear la cantidad de medidores que se desee, si estos se encuentran comunicados en una red (RS-485, Ethernet, telefónica, u otras). Además viene con un reporte de cumplimiento de la Norma EN50160 de calidad de voltaje en sistemas de distribución.

Entradas y salidas Digitales.- Además de las bondades de medición que el equipo posee, permite que pueda ser usado para sistemas de control.

Dispone de entradas digitales para funciones de estado o contador y salidas de pulso que pueden ser integradas a los sistemas de control.

Disponible versión para panel.- Existen dos presentaciones del equipo; la primera es la analizada en este estudio, que viene en el interior de una maleta que lo convierte en portátil y disponible para ser instalado intemperie y la segunda que es una versión que viene sin la maleta que se puede instalar en cualquier panel eléctrico, a un costo de USD 8.000.

Desventajas del ION 7600

Fuente de alimentación.- La alimentación del equipo la toma de la fase A, por lo que si se presenta una falla solo en esa fase el equipo deja de monitorear. Aunque los datos no se borran, el equipo deja de medir los disturbios y valores de las otras dos fases. Esto se podría evitar instalando al equipo con una fuente de alimentación diferente, por ejemplo un banco de baterías, pero esto sería una inversión adicional. El valor de la inversión depende del tipo de fuente de alimentación que se escoja.

Dimensiones.- Las dimensiones del equipo son superadas en exceso a las del TOPAS 1000, por lo que lo convierte en un equipo pesado y de poca facilidad para ser dejado instalado en un poste, por ejemplo. Esto no ocurre con el equipo que viene para panel ya que sus medidas son más pequeñas que el TOPAS 1000.

Ventajas del TOPAS 1000

Dimensiones.- El equipo al ser compacto puede ser fácilmente instalado en lugares estrechos. Y de esta manera se lo puede disimular fácilmente cuando se necesite instalarlo en sitios de alto índice delictivo.

Software.- El equipo viene con un software, con este se puede aprovechar al máximo al medidor. Permite generar reportes gráficos automáticos y configurables de todas las variables disponibles. Además viene con un reporte de cumplimiento de la Norma EN50160 de calidad de voltaje en sistemas de distribución

Memoria.- La capacidad de guardar datos en su memoria es muy elevada. Lo que permitiría grabar mucho más de lo que las regulaciones

exigen. Esto le da la versatilidad de monitorear muchos mas valores y obtener mucha mas información del punto de medición.

Desventajas del TOPAS 1000

Precio.- Como se estableció anteriormente el precio es una de las mayores desventajas de este equipo, es muy caro comparado con otros equipos que tienen lo necesario para cumplir con los requerimientos establecidos para emitir un criterio aceptable de calidad del producto.

No disponible para instalar en panel.- Es un equipo exclusivamente para ser usado para trabajos en intemperie, no viene en una versión para instalarlo en panel.

Poca diversidad de Protocolos.- Como el equipo solo es usado como equipo portátil, no usa otro tipo de protocolo de comunicación que el propio del aparato. Esto tiene su razón por que usualmente este equipo no lo usa para que formen parte de sistemas de adquisición de datos complejos por esto el medidor no necesita tanta diversidad de protocolos o lenguajes de comunicación.

Principales observaciones en los equipos de monitoreo

A lo largo del análisis se encontraron ciertos detalles que deben ser expuestos y se determinaron ciertas observaciones que se explican en esta parte del estudio. A más de esto es necesario recomendar criterios al momento de escoger el aparato de medición.

Los equipos que existen en el mercado ecuatoriano son pocos. Y los que se han podido seleccionar como los que cumplen con lo necesario para la regulación actual del CONELEC son dos, el TOPAS 1000 de LEM (distribuido por Equitronics S.A.) y el ION 7600 de Power Measurement (distribuido por INPROEL S.A.). En el exterior existen medidores con similares características que el TOPAS 1000 pero por no tener representante en el Ecuador no se los seleccionó para el análisis.

Existe una particularidad con el ION 7600. La General Electric, ABB y la Siemens tienen medidores fabricados por la Power Measurement, pero comercializados con la “máscara” de estas empresas, estos productos son “sus” equipos de calidad de energía en algunos países donde existe este acuerdo comercial. En Ecuador existe un acuerdo comercial

entre dos empresas de comercialización pero para equipos de la serie 8000 (no el ION7600), ABB los comercializa en las empresas publicas con la “máscara” de ABB e INPROEL S.A. lo hace para el resto de instituciones, con la etiqueta de la fábrica original (Power Measurement).

La precisión de ambos equipos es elevada, solo depende de los transformadores de corrientes y potenciales que se coloquen para la medición para cumplir con alguna exigencia de precisión. Como ya se estableció en las recomendaciones del capítulo 2.5.1.

Recomendaciones para los equipos de monitoreo

El análisis que se ha hecho en este trabajo se ha centrado en los equipos que existen en país. Pero existen dispositivos que pueden ingresar al mercado en cualquier momento. Es por eso que se establecen recomendaciones para escoger el equipo. Cabe indicar que los equipos elegidos Estas son:

1. El número parámetros que necesita la regulación actual del CONELEC es de 128. La regulación exige que los equipos sean de medición y almacenamiento de los datos medidos, por lo tanto el

número mínimo de canales de grabación es de 128 o mayor. Muchos equipos tienen la capacidad en bytes de almacenamiento en memoria, pero tienen pocos canales de grabación en su estructura interna.

2. El peso de cada dato grabado depende de la estructura de la memoria de los equipos de medición. Un equipo grabando todo lo que exige la regulación puede ocupar 2 MB, pero otro más eficiente lo puede grabar en menos de 1MB. Estas variantes son muy importantes para escoger el medidor.
3. El armónico es un valor que tiene variantes, hay medidores que dicen que miden hasta el armónico 45, por ejemplo. Pero en realidad estos 45 armónicos solo le sirven al equipo para calcular el THD (la total distorsión de armónicos) pero para desplegar los armónicos individuales solo despliega hasta el armónico 15. Esto debe quedar claro al momento de la compra.
4. Además, para los armónicos, debe especificarse la norma de cumplimiento de los equipos. Equipos con muchos años en el mercado pueden ofrecer el cumplimiento de normativas anticuadas. En el caso de armónicos la última vez que se modificó la norma que regula la construcción de los equipos fue en agosto del 2002, donde quedó en vigencia la IEC 61000-4-7 (2002-08).

5. En el aspecto de los parpadeos se debe considerar también el cumplimiento de las normas, aunque la última modificación de la IEC 61000-4-15 fue en el año 1997.
6. Además de lo contemplado en la regulación el medidor debe tener beneficios adicionales que le pueden servir a la empresa de distribución. Un medidor con capacidad de; medir interarmónicos, determinar el factor K de los transformadores de distribución, cuantificar los apagones con sus datos para analizar la calidad del servicio, medir otros parámetros de calidad como SAG, SWELL, transientes, etc. puede costar un poco más, pero los beneficios son muy grandes para la empresa de distribución. Los equipos seleccionados en este capítulo si pueden realizar estas mediciones.

CAPITULO 4

4. Adquisición de datos de calidad de voltaje en los sistemas de distribución eléctrica

4.1 Generalidades

Un sistema de adquisición de datos, de manera general, se representa como lo muestra la Figura 4.1. La filosofía general consiste en censar un parámetro determinado, convertirlo en una señal que pueda ser transmitida y luego enviar estos datos de alguna manera para que puedan ser almacenados en un dispositivo central.

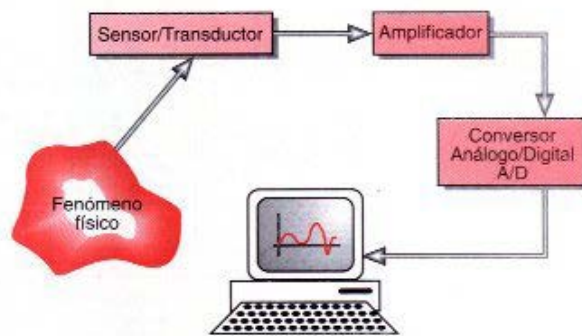


Figura 4.1.- Sistema de adquisición de datos

El espíritu de la legislación de calidad de producto, en general, es monitorear el sistema de distribución tomando las muestras de manera tal que estas sean representativas de todo el sistema. Esto implica que la toma de datos debe realizarse en diferentes puntos y que estos puntos estén variando constantemente. Es por esto que la recomendación fundamental, dado este particular, es que el equipo sea portátil, como ya se analizó anteriormente.

Existen varios métodos o vías para realizar la adquisición de los datos del medidor al computador. Usualmente pueden transmitir datos al PC de diferentes maneras, estas son; vía serial, vía módem (telefónico), vía ethernet y vía óptica. También entre ellas se pueden combinar para tener un sistema integrado de monitoreo y adquisición de datos, tal como se muestra en la [figura 4.2](#)

Por lo general el aparato de medición viene con un paquete básico de comunicación que incluye una o dos vías, los más básicos y baratos, generalmente RS-232. Adicionarle vías de comunicación al medidor implica un costo mayor. Incluso un equipo con todos los medios de comunicación puede tranquilamente doblar el precio del mismo medidor que tenga el paquete básico de comunicación.

Por estos motivos, es importante tener en cuenta lo expuesto para considerar un método de adquisición de datos que cumpla con las expectativas de la legislación, pero al mismo tiempo que sea lo estrictamente necesario para no encarecer los costos.

Además de esto daremos una breve descripción de los diferentes protocolos que pueden manejar estos aparatos de medición.

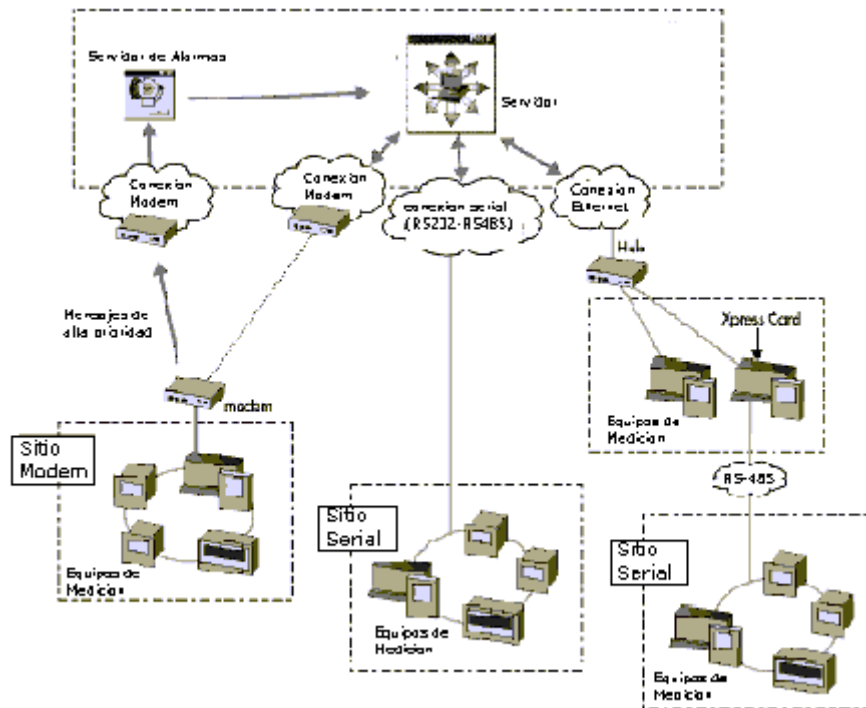


Figura 4.2.- Sistema de adquisición de datos integrado.

En este capítulo se explicarán las diferentes vías de comunicación, ventajas y desventajas entre ellas, costos relativos de implementación, etc. Es decir estableceremos los parámetros que servirán como criterios para el momento de toma de decisiones respecto a la adquisición de datos. Y sus protocolos de comunicación.

4.2 Vías de comunicación

Los medidores tienen muchas maneras de comunicarse con un dispositivo de almacenamiento de datos. Los más usados por estos aparatos son cuatro, principalmente:

- a. Comunicación Vía óptica
- b. Comunicación Vía Serial
- c. Comunicación Vía Módem
- d. Comunicación Vía Ethernet

Dependiendo de los requerimientos del usuario para la comunicación se puede usar una o más de estas vías.

Cada una tiene su tecnología de comunicación, la cual le permite tener variaciones entre sí de variables como; velocidades de transmisión de datos, distancias de comunicación, soporte de protocolos, compatibilidad de equipos, etc. Pero existen maneras de realizar combinaciones de acuerdo a las necesidades.

4.2.1 Comunicación vía óptica

Este tipo de comunicación se realiza a través de un puerto óptico/infrarrojo. Consiste en enviar la información a través de una luz infrarroja. Las mismas que son ondas electromagnéticas de mayor frecuencia que las de radio pero menor que las que se encuentran en el rango de visibilidad y las ultravioleta.

Este tipo de comunicación tiene la capacidad de transmitir los datos almacenados en el medidor y en tiempo real. Lo puede hacer en varios protocolos entre esos: Modbus, DNP 3.0, que son los mayormente usados, entre otros. Para poder recibir estos datos y poder posteriormente almacenarlos, se necesita un lector infrarrojo, mismo que se encuentra dispuesto en el panel frontal del equipo. (tal como muestra la [figura 4.3](#))

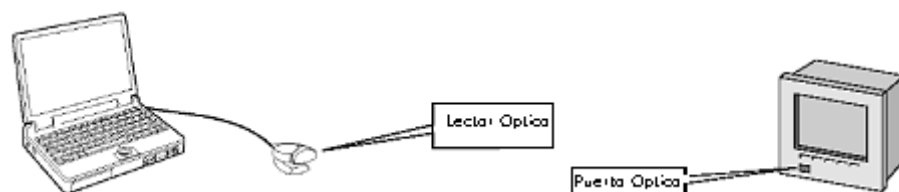


Figura 4.3.- Lector y puerto óptico

La velocidad de transmisión de datos varía entre las diferentes opciones que se encuentran en el mercado. Pero en promedio se puede decir que cuando se usa este sistema de comunicación se puede tener velocidades desde 9600 hasta 115.200 bps (bits por segundo).

Este tipo de comunicación es muy usada por las empresas eléctricas de distribución para poder obtener la información de los medidores que se encuentran ubicados en los distintos usuarios, generalmente industriales. Permite la facilidad de acercarse al medidor con una computadora portátil o un Hand-Held, pegar un lector óptico a la parte frontal del medidor, gracias a un pequeño imán y descargar la información (tal como muestra la [figura 4.4](#)).



Figura 4.4.- Lector óptico acoplado al medidor.

Por lo general, este tipo de comunicación con el medidor, se lo usa cuando el monitoreo puede realizarse únicamente en el sitio donde está dispuesto el medidor y no de manera remota.

4.2.2 Comunicación vía serial

Para la comunicación entre equipos es recomendable seguir ciertos estándares. La EIA (The Electronics Industry Association) ha establecido algunos tipos de estándares para la comunicación entre equipos, en los que se destacan los RS-232 y RS-485 (los más usados). Todos tienen el prefijo RS que significan Estándar Recomendado, por sus siglas en inglés. Básicamente son señales de voltajes, a manera de pulsos, con determinado valor y determinada frecuencia.

En estos tipos de comunicación la transmisión de datos se realiza en una sola dirección, es decir, que tanto un equipo como otro pueden solo recibir o enviar datos a la vez. La velocidad de transmisión de datos varía de acuerdo a las necesidades y van desde los 0.3 hasta 115.2 kbps para la RS-232 y desde 0.3 hasta 57.6 kbps (Kilo bits por segundo) para la RS-485.

Usualmente los computadores vienen con puertos seriales RS-232, los mismos que se muestran en la [figura 4.5](#), para comunicarse con una gran variedad de equipos, como pueden ser; otra computador, impresora, escáner, mouse, sensores, PLC's, etc. Es por eso que los medidores vienen con la opción de usar esta vía para comunicarse con el computador.

Los dos tipos de interfase tienen entre sí ventajas y desventajas. Por lo que se detallan los atributos de cada uno de ellos.

4.2.2.1 Interfase serial RS-232

Este tipo de interfase es el más usado comercialmente, es el estándar mas aceptado y viene como opción de comunicación en la mayoría de los computadores, o equipos de almacenamiento de datos.

Un cable de una interfase RS-232 es un cable multipar que en sus terminales vienen dispuestos con terminales DB-9 o DB-25 (tal como se muestra en la [figura 4.5](#)), macho o hembra, dependiendo de los conectores de los aparatos.

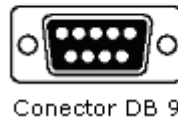


Figura 4.5.- Puerto serial RS-232 (de 25 y 9 pines).

La gran ventaja es la compatibilidad con la gran mayoría de aparatos para almacenar datos.

Puede comunicar equipos en conexión uno a uno. No permite la conformación de lazos. Lo cuál, en ciertos casos, puede considerarse como una desventaja para poder comunicar, monitorear, controlar o extraer datos a más de un equipo a la vez.

La velocidad de comunicación puede llegar hasta 115.20 kbps (kilo bits por segundo).

La máxima distancia entre dos equipos conectados bajo esta interfase es de 50 pies o 12.5 metros.

Un esquema típico de comunicación entre dos equipos se muestra en la [figura 4.6](#)

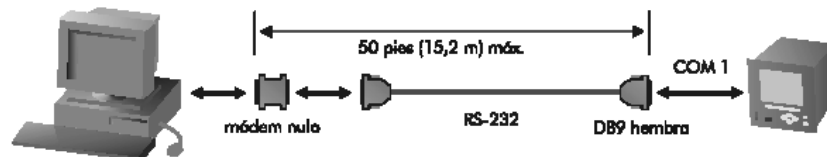


Figura 4.6.- Conexión entre medidor y computador vía RS-232.

Esta interfase se puede combinar con otras. Por ejemplo, un módem que disponga de entrada RS-232 puede servir para introducir este equipo a una red telefónica. Un ejemplo claro se muestra en la [figura 4.7](#)

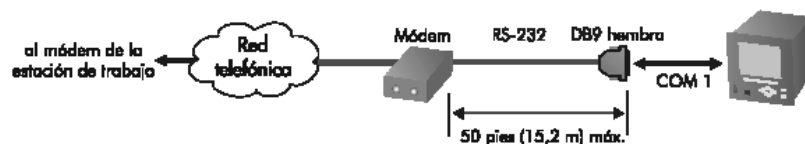


Figura 4.7.- Conexión por módem usando la interfase RS-232 del medidor.

Así mismo, esta red telefónica podría ser una celular, satelital o cualquiera en general. Lo que permite con facilidad que un medidor que dispone sólo de una interfase RS-232 pueda tener con el tiempo otras

funcionalidades. El costo importante podría representar el del módem o el de otro dispositivo de conversión.

4.2.2.2 Interfase serial RS-485

La interfase RS-485 fue desarrollada también por la EIA. En resumen es una versión mejorada de la interfase RS-232.

Permite la formación de lasos de hasta 32 equipos, lo cuál le da una enorme ventaja sobre la RS-232. Pueden disponerse en topologías anillo o en línea con ayuda de una resistencia al final de la línea. Como se muestra en [las figuras 4.8 y 4.9](#)

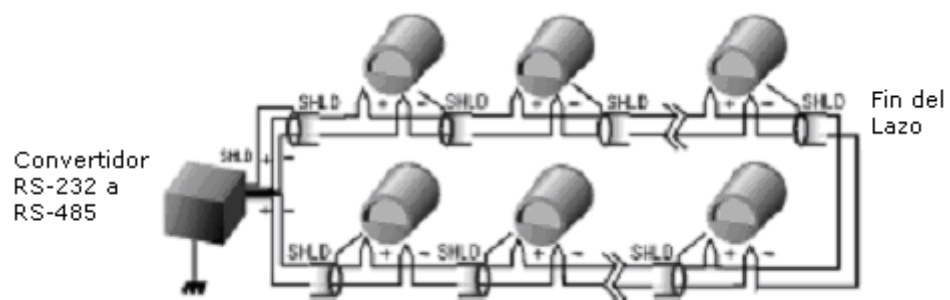


Figura 4.8.- Conexión RS-485 en lazo cerrado.

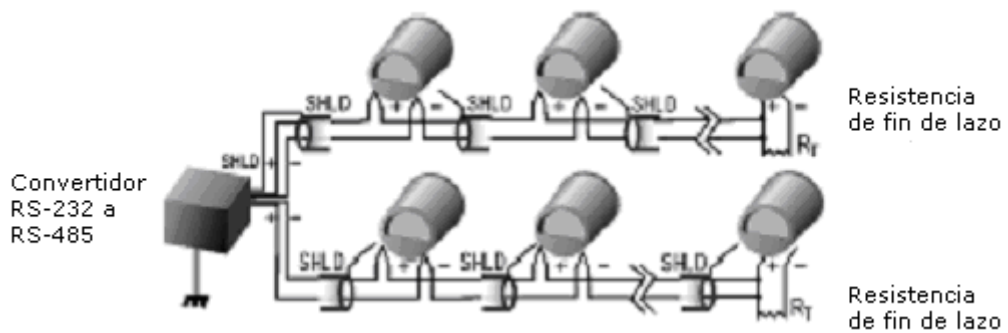


Figura 4.9.- Conexión RS-485 con resistor de fin de línea.

También la distancia que puede soportar se mejoró, esta interfase soporta hasta 1200 metros aproximadamente.

Consiste en un cable de un par con apantallamiento, esto hace que el cable de comunicación sea mucho mas barato que cualquier otro.

Pero este tipo de interfase es muy poco comercial y generalmente los dispositivos para almacenar los datos, como el caso de las computadoras, no lo disponen. Por este motivo es necesario usar un convertidor de RS-485 a RS-232 y después, por medio del RS-232 conectarse a la computadora. Tal como se muestra en la [figura 4.10](#)

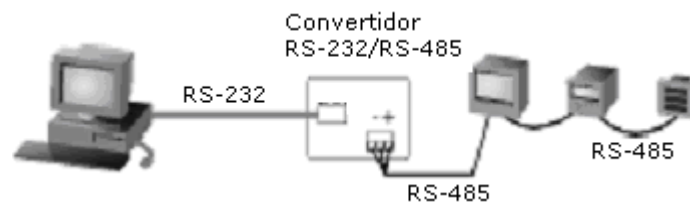


Figura 4.10.- Convertidor de RS-485 a RS-232.

Luego de que la señal se convierte en interfase RS-232, tiene los mismos beneficios de integrarse a sistemas más comunes, con la ayuda de un módem o algún otro convertidor puede integrarse a una red telefónica, por ejemplo. Un caso básico de la versatilidad se muestra en la [figura 4.11](#)

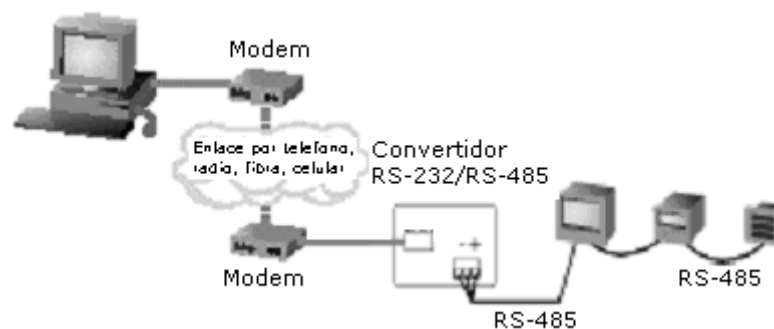


Figura 4.11.- Conexión por módem usando la interfase RS-485 del medidor.

Esta interfase, al permitir hasta 32 equipos conectados entre sí, es ideal para realizar sistemas de monitoreo integral.

Aplicado a la adquisición de datos de parámetros eléctricos, este tipo de monitoreo usualmente se realiza donde existen varios equipos de medición como es el caso de subestaciones donde existen varias alimentadoras a censar. Para este caso se realiza un lazo RS-485 con todos los medidores y con la ayuda de un solo convertidor se lleva la señal a interfase RS-232 para que se pueda adaptar al computador de monitoreo. Tal como se nota en [la figura 4.10](#).

4.2.3 COMUNICACION VIA MODEM

Modulator Demodulator. Es usado para permitir que los computadores y sus terminales (en nuestro caso los medidores) puedan comunicarse enviando datos a través de líneas telefónicas, canales inalámbricos, o fibra óptica usando señales analógicas o digitales. Normalmente se usa el conector RJ11, el mismo que se muestra en [la Figura 4.12](#).

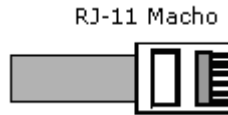


Figura 4.12.- Conector RJ11.

Usualmente pueden estar montados internamente en el computador o equipo y están conectados directamente a la línea telefónica [Figura 4.13](#). El MODEM también puede estar dispuesto en una unidad externa y se conecta al computador vía seríal usando una interfase RS-232.

Los módems pueden ser externos o internos a la computadora. Un módem externo se protege en una caja separada de la computadora. Un módem interno puede residir en una tarjeta o circuito integrado en una de las ranuras de expansión de la computadora.

Generalmente se prefieren los módems externos porque ellos tienen leds que indican cómo el módem está funcionando. El modem externo para comunicarse con el equipo, en este caso el medidor, utiliza una interfase RS-232.



Figura 4.13.- Comunicación de un medidor vía Módem.

Aun cuando se tenga un módem muy rápido, la proporción que el módem puede recibir los datos es limitado por la proporción a que el módem remoto puede transmitir los datos. Por ejemplo, si el módem remoto sólo opera a 1200 bps, su módem debe recibir los datos a la misma proporción.

Otro punto para considerar es que algunas líneas telefónicas no pueden transmitir los datos confiablemente a las proporciones altas como es el caso en la mayoría de líneas ecuatorianas. A altas velocidades de transmisión de datos se produce congestión en las líneas por lo que debe bajarse la velocidad de transmisión a 9.6 kbps o menos. Usualmente el promedio de la velocidad que existen en las redes telefónicas sudamericanas es 9.6 kbps, a mas de esa velocidad se produce interferencia entre los datos. Aunque no está por demás afirmar que existen líneas que soportan mayores velocidades que los 9.6 kbps referidos, especialmente las construidas con fibra óptica.

Otros beneficios que pueden tener los módems pueden ser:

- La auto respuesta: Permite que su equipo pueda recibir las llamadas en su ausencia.

- La compresión de datos: El módem puede comprimir la información en meno bits pero la información se envía intacta. El módem receptor debe poder descomprimir los datos usando la misma técnica de condensación como el módem que envía la información. Una desventaja con este proceso es que el riesgo del error de la trasmisión, con la compresión, se incrementa.

- Flash Memory: Esto le permite actualizar (upgrade) los protocolos de la transmisión sin tener que comprar un nuevo módem.

- CDPD: Datos del Paquete Digitales celulares o CDPD es una tecnología de la transmisión de datos desarrollado para el uso en las frecuencias telefónicas celulares. CDPD usa canales no usados por los celulares comunes (en el rango de 800 a 900 MHz) para transmitir los datos a manera de paquetes de

información. En esta tecnología las velocidades de transferencia de datos que se ofrecen son de hasta 19.2 Kbps, velocidades de conexión mas rápidas, y una buena corrección de errores usando módems en un canal celular analógico.

- **Módem inalámbrico:** permite el acceso a una red privada de transmisión de datos inalámbricos o a un sistema telefónico inalámbrico, como por ejemplo un sistema CDPD.

4.2.3. Tipos de comunicación vía módem

Existen en el mercado algunos tipos de módems con diferentes características entre si. De los más populares tenemos al DialUp, Celular, Radio y CDPD. A continuación mostramos una breve descripción de cada una de ellas y sus problemas potenciales¹. En base a esto se podría determinar su uso.

¹ Communications Modems and Scheduling. ION Enterprise Advanced Training, 2002

4.2.3.1 Módem DialUp

Son los comúnmente conocidos, los más usados sin duda. Usan la línea telefónica normal para su comunicación. Existen dos empresas en el mundo que lo fabrican: AT&T y Rockwell. Mayormente diseñada para conexión a internet.

Problemas Potenciales:

Puede tener ruido en las líneas.

Diferentes velocidades de comunicación de datos además son inexactas.

Excesivo tiempo de conexión.

No funciona bien con el protocolo MODBUS.

4.2.3.2 Módem Celular.

Básicamente son lo mismo que el anterior, pero no usan la línea telefónica normal, este módem lo hace mediante protocolo celular. Estos módems pueden venir con tecnología analógica o digital. Puede alcanzar

velocidades hasta 9600 Kbps si se lo usa con protocolos celulares y velocidades de 2400 Kbps si utilizan otros tipos de protocolos.

Problemas Potenciales:

Los protocolos celulares no son compatibles entre marcas diferentes.

Cada marca posee su propia tecnología.

Bajo nivel de recepción de datos.

El clima de la región y su posición geográfica lo pueden volver inestable.

4.2.3.3 Módem de Radio

Se necesita una licencia de frecuencia de radio. Permite conexiones punto a punto y multipunto.

Problemas Potenciales:

Cada marca de fabricante es incompatible con el resto.

El clima puede volverlo inestable.

Bajo nivel de recepción de datos.

4.2.3.4 Módem CDPD.

Este tipo de tecnología envía la información a manera de paquetes de información. La tarifa no depende del tiempo de conexión, mas bién depende de la cantidad (bites) de información transmitida. Además utiliza la banda de celular que normalmente no es utilizada por los usuarios, cerca del 30% según datos estadísticos. Este método es muy utilizado en áreas metropolitanas de U.S.A y Canadá.

Es una tecnología que empaqueta la información. No requiere de un canal específico para la conexión de este a una red. Usa canales compartidos similar a la Ethernet.

Problemas Potenciales.

Usa la misma banda celular asignada a los usuarios de telefonía celular, lo que hace que en una hora pico exista un congestionamiento de datos.

Puede ser extremadamente lento en determinadas condiciones.

Posee un alto costo de implementación.

4.2.4 Comunicación Vía Ethernet

Ethernet es una red de comunicación de datos inventada por Xerox y desarrollada juntamente por Xerox, Intel, y Digital Equipment Corporation. Su funcionamiento consiste en conectar físicamente varios nodos de un área local formando una red (LAN). Ethernet es una de las redes de más amplia implementación debido a que ofrece un buen balance entre velocidad (hasta 10 Mbps), costo y facilidad de instalación. Además se puede utilizar con casi todos los protocolos de comunicación más populares del mercado.

Al momento de implementar Ethernet se tiene que tomar en cuenta la estructuración física de los puentes de transmisión de datos, para eso se toma el modelo referencial OSI (Open System Interconnection) diseñado por la ISO (Organización Internacional para la Estandarización) y la ITU-T (Unión Internacional de telecomunicaciones- Sector de Estandarización). Este modelo

define la arquitectura de la red para la implementación de los protocolos de comunicación.

Una extensión de la Ethernet es la Fast Ethernet que puede operar hasta 100 Mbps. Entre las variaciones físicas de la Ethernet están:

- 10BaseF: Esta red utiliza cables de fibra óptica y se puede transmitir hasta 10Mbps. En esta variante también están incluidos el 10Base10FP, 10BaseFB, y 10BaseFL estándar, que abarcan varias topologías y distancias entre nodo y nodo (segmento).
- 10BaseT: Esta red utiliza cables apantallados de dos pares (UTP), Un par se utiliza para la transmisión y el otro para la recepción de datos. El Ethernet 10BaseT tiene una distancia límite de aproximadamente 100 metros por segmento.
- 100BaseT: Este es el Fast Ethernet que utiliza cable de comunicación multipar apantallado (UTP). Puede transmitir hasta 100 Mbps. Al igual que la tecnología del 10BaseT, el 100BaseT envía señales en forma de pulsos a través de la red, pero estos pulsos contienen más información que los del 10BaseT. El Fast Ethernet aumenta la capacidad de transmitir

datos en la Ethernet con sólo mínimos cambios en la estructura del cable existente. EL Gigabit Ethernet es una tecnología futura que promete transmisión de datos mucho más allá que la Fast Ethernet.

4.2.4.1 LANs y WANs

Una LAN (Local Area Network) es una red de computadoras, o en este caso medidores, que abarca una pequeña área geográfica. Las LANs transmiten los datos a su máxima velocidad cuando se utilizan líneas telefónicas para las comunicaciones, pero a distancias limitadas. La mayoría de las LANs están distribuidas en un edificio o serie de edificios. Una LAN puede ser conectada a otras LANs separadas por grandes distancias a través de líneas telefónicas y canales inalámbricos, formando una red de área extensa llamada WAN (Wide Area Network).

Una WAN tiene alcance global, conectando nodos de cientos de oficinas y miles de usuarios. Se pueden conectar entre países, inclusive.

4.2.4.2 Topologías de ethernet

Una topología de red es el arreglo de nodos y puentes (cable de comunicaciones) en una LAN. Las tres topologías principales son: estrella, barra y anillo. Las mismas que se detallan a continuación.

a) Topología en estrella

En una topología en estrella, todos los módulos (en este caso medidores), están conectados a un hub central que controla el acceso. La 10BaseT Ethernet y la Fast Ethernet usan esta topología. Una de sus principales ventajas es su confiabilidad. Esto se debe al hecho de que si una de sus segmentos punto a punto (puntas de la estrella) se corta, los otros segmentos siguen transmitiendo datos. Estas redes son fáciles de instalar, pero una de sus deficiencias es que se puede producir un congestionamiento de los datos cuando pasan por el hub (cuello de botella).



Figura 4.14.- Topología en estrella.

b) Topología en Barra

En una topología de barra, todos los componentes (en este caso medidores), están interconectados a través de cable largo o barra. Cada componente puede comunicarse con los otros a lo largo de la barra. Estas redes son relativamente baratas y fáciles de instalar, pero si se corta la barra en algún punto, se interrumpen las comunicaciones hasta que el corte sea reparado.

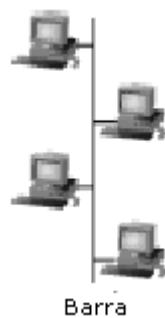


Figura 4.15.- Topología de barra.

c) Topología en Anillo

En una topología en anillo, todos los dispositivos están conectados formando un lazo cerrado. Estas topologías son relativamente caras y difíciles de instalar, pero a cambio ofrecen una amplia banda de transmisión de datos y soporta largas distancias.



Figura 4.16.- Topología en anillo.

4.2.4.3 Aplicación de Ethernet para sistemas de medición.

La ventaja que este tipo de comunicación ofrece a los sistemas de medición es muy grande. Empezando por la velocidad de comunicación, hasta 10 Mbps, y la casi totalidad de protocolos soportados por esta interfase.

Implementando de manera compuesta varios tipos de interfase, se puede construir un método de comunicación robusto y relativamente económico. Por ejemplo, un medidor conectado con una red ethernet y este a su vez conectado a un lazo serial conforma un sistema de comunicación que puede comunicarse a grandes velocidades. Figura 4.17

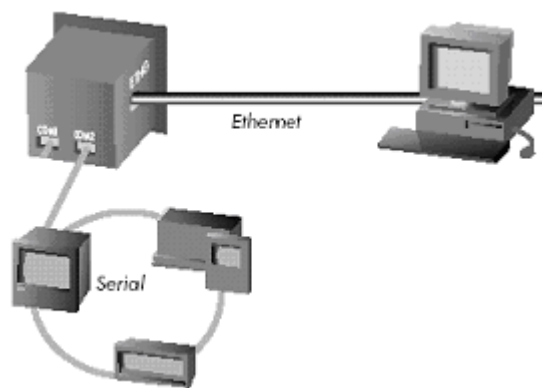


Figura 4.17.- Combinación de interfases serial y Ethernet.

Pero así mismo existen inconvenientes si comparamos este sistema de comunicación con las otras explicadas anteriormente como las seriales o módem, el más importante que podemos destacar es el muy alto precio de la implementación. Además de las limitantes con

respecto a la distancia máxima que puede soportar entre nodo o nodo.

El uso de ethernet para la comunicación de medidores sería factible siempre y cuando se disponga de una red existente que se pueda ampliar con facilidad. Esto evitaría un costo inicial elevado para poner en comunicación al equipo.

4.3 Recomendaciones para sistemas de monitoreo.

Para realizar sistemas de monitoreo integrados es necesario tener presente ciertas variables para su correcta implementación y el eficiente uso de recursos. Entre las más generales tenemos, las distancias entre los puntos de medición, la disponibilidad de vías de comunicación (telefónicas, inalámbricas, redes de computadoras), la justificación de las inversiones económicas, regulaciones, etc. Y entre las variables especiales tenemos, la seguridad de la zona a monitorear, tanto de seguridad eléctrica y delincriminal.

Estos son algunas de las muchas variables que se deben tener en consideración para instalar un sistema de adquisición de datos eléctricos.

En este punto se darán algunos ejemplos de sitios y situaciones que pueden ayudar a tener mejores criterios para la implementación de sistemas integrados de monitoreo.

4.3.1 Un solo punto de medición Variable (equipos portátiles)

Para esta situación lo recomendable es que el equipo solo disponga de un puerto serial RS232 u óptico. Como se parte de la premisa que es portátil, lo único que se necesita para descargar la información es llevar el equipo al PC y mediante conexión directa “bajar” la información del medidor al computador. Tal como se muestra en la [figura 4.18](#).

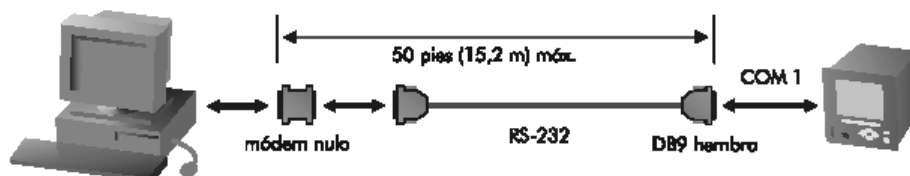


Figura 4.18.- Conexión de un equipo portátil para descargar información al computador.

Para este tipo de conexiones, no se necesita que el equipo tenga gran versatilidad de protocolos de comunicación, ya que solo tiene que comunicarse con la computadora. La misma que usualmente tiene un software, del medidor, que se encarga de sus propias comunicaciones. La distancia máxima es de 15 metros que es lo suficiente si consideramos que el equipo es portátil y se lo puede llevar hasta el computador.

4.3.2 Un solo punto de medición fijo (en panel)

Para este tipo de disposiciones entra en juego la distancia que está el equipo del computador. Si la distancia no supera los 15 metros, es suficiente que disponga de puerto RS232 y el monitoreo se lo realice tal como indica la [figura 4.18](#). Pero si esta distancia es superada, se recomiendan tres alternativas para descargar información del equipo.

La primera es usar un lector óptico y frecuentemente descargar la información con la ayuda de un computador portátil como se muestra en la [Figura 4.4](#). Esta manera es la que usualmente

usas las empresas de distribución ecuatorianas para descargar la información de los consumidores industriales.

La segunda es comunicarse con el medidor usando comunicación RS485. Para esto el medidor debe disponer de este puerto de comunicación, un convertidor RS232 y la distancia no debe superar los 1200 metros. Esto podría implementarse para evitar el uso de la computadora portátil. Es recomendable para monitorear el estado del medidor de manera continua (ya que siempre estará conectado) en las subestaciones para monitorear alimentadoras, por ejemplo. Esta es una de las maneras que muchos Grandes Consumidores Industriales usan en la actualidad para ver sus consumos en línea. La disposición de los equipos se muestra en la [figura 4.19](#)

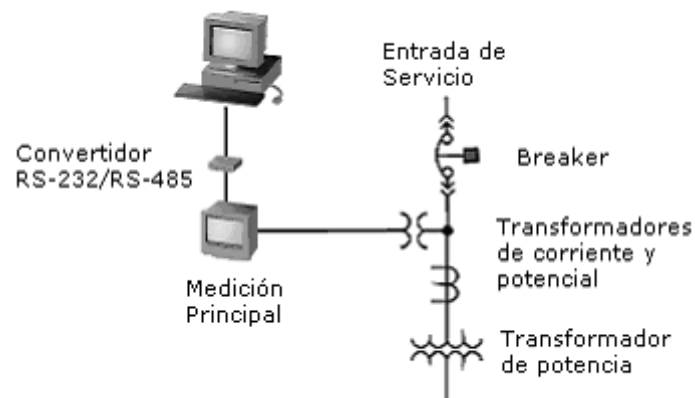


Figura 4.19.- Comunicación RS-485 en la entrada principal de una subestación.

Pero si el equipo que se desea monitorear se encuentra en un lugar lejano donde no se puede llegar con la frecuencia que la lectura por medio del óptico requiere, y lógicamente no se puede usar RS485 por la distancia. Una tercera opción recomendable es monitorear el equipo es vía módem. Para esto el equipo debe disponer de un módem externo o interno y una línea telefónica. Este método es el que siempre usa el CENACE para monitorear y descargar información de los medidores eléctricos de los Grandes Consumidores Industriales (los principales, no los redundantes), generadores y otros agentes del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano. Un esquema sencillo se muestra en la [figura 4.13](#).

4.3.3 Varios puntos de medición fijos (en panel)

Para este caso hay que separarlos en dos grandes situaciones. La primera es cuando los medidores a monitorear están dentro de un mismo SITIO como en el caso de una misma subestación o un patio de maniobras, por ejemplo. Y el segundo caso cuando estos SITIOS se necesitan enlazar a un solo centro de control, por ejemplo, cuando se desean monitorear todas las

subestaciones (con todas sus mediciones de las alimentadoras) de una misma empresa de distribución.

4.3.3.1 En un mismo SITIO

Cuando se necesita monitorear varios medidores dispuestos en una misma subestación, o en un mismo panel de instrumentación y se necesita monitorear constantemente, o en tiempo real (en línea), lo más práctico es usar interface serial RS485. Esta interfase, como ya se explicó, permite realizar lazos de hasta 32 medidores. Esto nos ayuda a monitorear 32 equipos a la vez, siempre y cuando la distancia del lazo no supere los 1200 metros (cosa bastante segura si hablamos de subestaciones o patios de maniobra). La [figura 4.20](#) muestra un diagrama donde se muestra un ejemplo básico de una subestación con medición principal y mediciones de cada alimentador, en este caso tres.

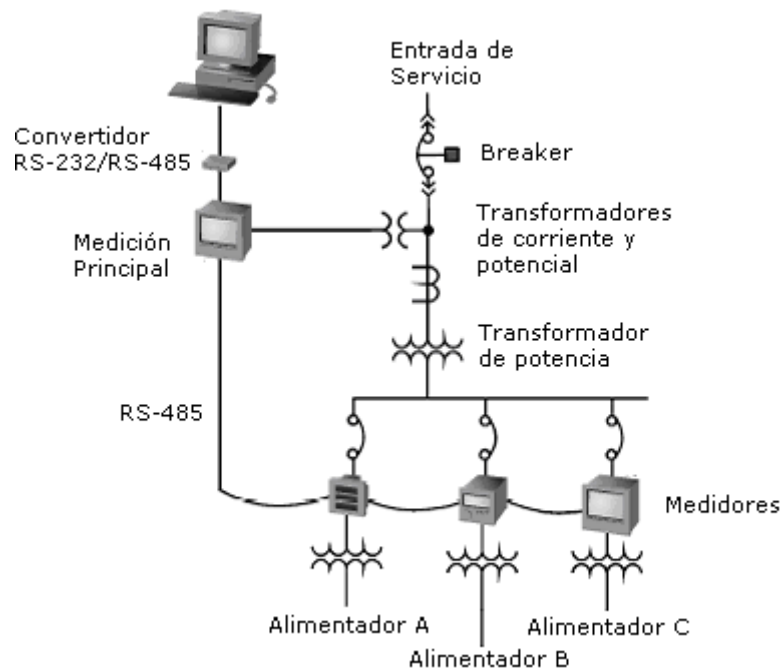


Figura 4.20.- Comunicación Integral de una serie de medidores que monitorean toda una subestación, usando interfase RS-485.

Una ventaja de este sistema de monitoreo requiere un solo convertidor RS232/RS485 para que el lazo se conecte con el computador. Algunas centrales de generación y subestaciones de empresas de distribución ecuatorianas presentan este tipo de esquema para el monitoreo.

4.3.3.2 Varios SITIOS a la vez.

Cuando se necesita un sistema de medición integral donde se tengan varios centro de acopio de información o SITIOS. Se necesita integrar todos estos SITIOS mediante comunicaciones más especiales que las seriales RS232 o RS485.

Un sistema de esta naturaleza necesita de vías de comunicaciones que permitan manejar la información a distancias, como es el caso del módem (de cualquier tipo) o ethernet (WAN). Cada uno de los SITIOS deberá disponer de protocolos que permitan a un medidor (generalmente el más sofisticado que usualmente es usado en la entrada principal) hacer las veces de “maestro” y a los demás “esclavos”, en las comunicaciones. Esto permitiría que el Punto Principal de Monitoreo vea a los SITIOS a través de un solo medidor.

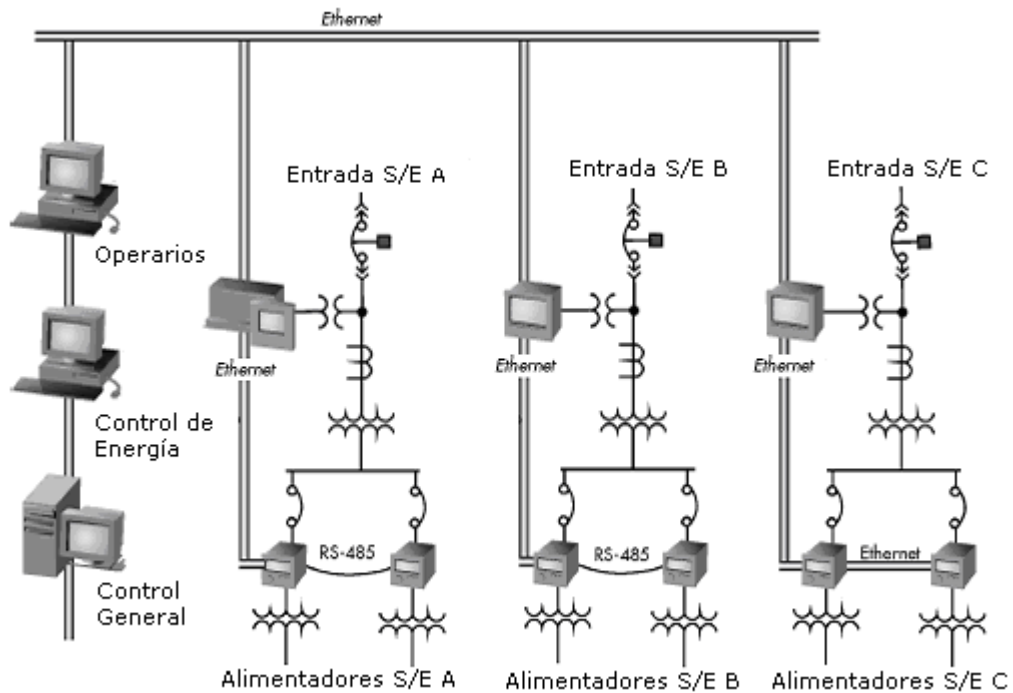


Figura 4.21.- Monitoreo de varias Subestaciones usando interfaces RS-485 y Ethernet. Integrando los datos a todo hacia una gran red Ethernet.

En la [figura 4.21](#), se muestra una figura donde se representa el monitoreo de tres subestaciones desde un mismo punto de control usando ethernet para la comunicación entre SITIOS. Una desventaja del uso de ethernet, es su alto costo de implementación. Pero la ventaja de las altas velocidades de transmisión de los datos y el hecho de que se puede compartir la información de los medidores con la red de

computadoras de la empresa de distribución le da un valor agregado importante que justificaría esta inversión. Ya que la información de los medidores podría ayudar a detectar alimentadoras donde existan pérdidas por robo de energía, cruzando información con el departamento de contabilidad, por ejemplo.

CAPITULO 5

5. Programa de verificación del cumplimiento de la calidad del producto de la regulación CONELEC-004/01

5.1 Introducción

Una vez que se han establecido los métodos de adquisición de datos, se tienen que procesar los mismos para determinar si se cumple con los parámetros de la Calidad del Producto de la Regulación CONELEC-004/01.

Esta regulación determina valores cada 10 minutos, 24 horas al día, 7 días consecutivos de 128¹ variables de calidad. Lo que da un total de 1,008 datos por cada variable. Por lo que tendríamos 129,024 datos por punto de medición. Debido a esta enorme cantidad de datos se debe implementar herramientas que faciliten el manejo de los mismos.

Los medidores de calidad de energía analizados en el capítulo 3 tienen su respectivo software de monitoreo que generan reportes predefinidos, tales como; Facturación, Energía y Demanda, Perfil de carga, Cumplimiento de la Norma EN50160, etc. Pero el costo de estos programas es elevado y se necesitaría personalizar estos generadores de reportes para cumplir con la Regulación de Calidad del Producto del CONELEC, lo cuál implicaría un costo adicional al programa.

Por estas razones en este capítulo se presenta un programa, llamado *CUMPLIMIENTO*, que facilita el manejo de estos datos y permite la verificación del estado de la Calidad del Producto.

5.2 Forma de adquisición de datos

¹ Para este programa se adquieren 133 no 128 parámetros ya que se han adicionado; voltaje promedio, frecuencia, factor de potencia por fase. Lo que suma 5 parámetros a los necesarios. Esto se lo hace para

De acuerdo a lo recomendado en la sección 2.4 se tiene que monitorear la calidad del producto en; las subestaciones, los consumidores de alto y medio voltaje y en los bornes de bajo voltaje de los transformadores de distribución. Bajo los criterios de selección expuestos en la misma sección. A continuación expondremos un esquema de adquisición de datos desde la subestación de transformación luego las alimentadoras y finalmente los bornes de bajo voltaje.

Subestaciones.-

En las subestaciones se deberán tener medidores fijos en cada alimentadora de salida. Estos medidores deberán estar comunicados entre sí y un computador central mediante interfase RS-485 para poder tener un monitoreo en tiempo real. Además de esta forma no es necesario que cada medidor disponga de mucha memoria ya que continuamente se estaría descargando la información mediante el lazo RS-485 al computador. Un esquema se muestra en la figura 5.1 Cabe recordar que el computador necesitaría disponer de un puerto de comunicación RS-232 para poder comunicarse con el lazo RS-485 con la ayuda de un convertidor RS-232/RS-485.

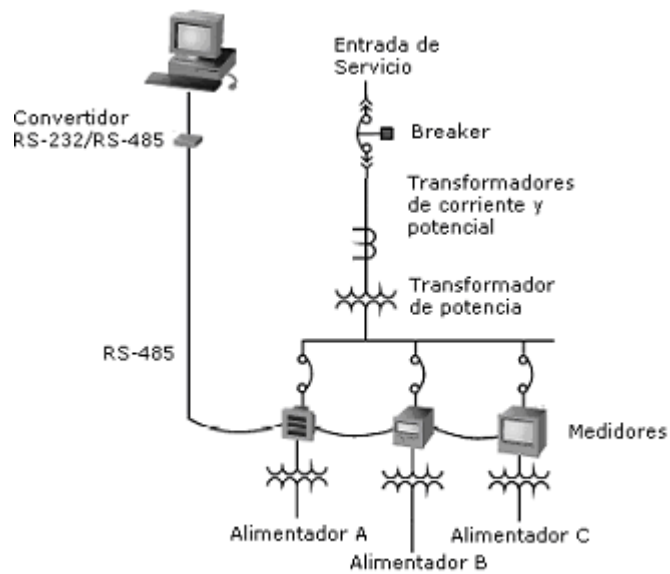


Figura 5.1.- Diagrama unifilar de la comunicación de los medidores en una subestación.

En un diagrama unifilar expuesto en la figura 5.1 se muestra la disposición de los equipos de medición en un sistema global de distribución.

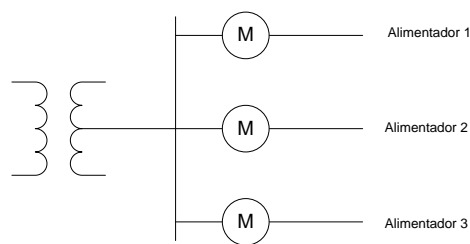


Figura 5.2 Diagrama unifilar de una subestación con medición de calidad del producto.

El equipo que se necesita para poder realizar este monitoreo se detalla a continuación:

1. Transformadores de Potencial de relación 8400/120 V para la medición ya que normalmente se tiene voltajes de línea a neutro en el orden de 7620 a 7960 V en las alimentadoras y el voltaje de entrada de los equipos de medición está en el orden de 120 a 240 V, (con auto rango). Y precisión ANSI 0.3
2. Transformadores de corriente precisión ANSI 0.3. La relación dependerá de la carga de la alimentadora, pero el secundario del transformador deberá ser de 5 amperios ya que normalmente la entrada de corriente de los equipos de medición vienen con este nivel de entrada. Una alimentadora que tenga un consumo de 6 MVA necesitará transformadores de relación 400/5 A, por ejemplo.
3. Medidor que tenga la capacidad de censar; energías, voltajes, corrientes y distorsiones totales de armónicos de voltajes. La distorsión total de armónicos sirve para tener una referencia del comportamiento de la alimentadora.

Consumidores a Alto y Medio Voltaje.-

Para estos consumidores el criterio de selección sugiere que los medidores se ubiquen en la mitad de las alimentadoras donde se encuentren consumidores con características especiales de carga, como: hornos de arco, grandes rectificadores, variadores de velocidad, etc.

Para este tipo de medición se recomienda que se usen equipos portátiles ya que estos permiten la facilidad de variar el punto de medición. Los medidores solo necesitan un puerto RS-232 para poder descargar la información al computador. Así mismo el computador de almacenamiento debe tener un puerto de comunicación RS-232 para comunicarse de manera directa. Si el mismo computador también es usado para realizar el monitoreo de la subestación, es necesario que se disponga de dos puertos RS-232, uno para el monitoreo de la subestación y otro para descargar la información de los portátiles.

Un diagrama unifilar que describe la ubicación punto de medición en relación al sistema global de distribución se muestra en la figura 5.3

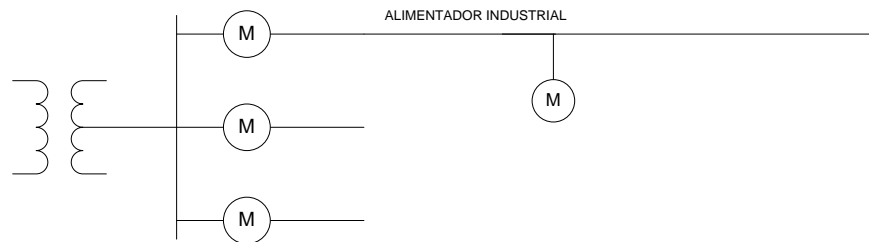


Figura 5.3.- Punto de medición de calida del producto a media tensión

El equipo que se necesita para poder realizar este monitoreo se detalla a continuación:

1. Transformadores de Potencial para medición de relación 8400/120 V ya que normalmente se tiene voltajes de línea a neutro en el orden de 7620 a 7960 en las alimentadoras. Y precisión de acuerdo a las normas ANSI 0.3
2. Transformadores de corriente precisión ANSI 0.3. La relación dependerá de la carga del punto de medición, pero el secundario del transformador deberá ser de 5 amperios ya que normalmente la entrada de corriente de los equipos de medición vienen con este nivel de entrada. Un punto de medición que tenga un consumo de 6 MVA necesitará transformadores de relación 400/5, por ejemplo.
3. Medidor que tenga la capacidad de censar: factor de potencia, energías, voltajes, corrientes y distorsiones totales e individuales de voltaje y corriente (hasta el armónico 42) de armónicos de voltajes.

Bornes de bajo voltaje.-

Para estos consumidores se establece que el número de puntos de medición se reparta a lo largo del sistema de distribución dando prioridad a los lugares donde se concentren cargas especiales como; centros de cómputos, centros de fotocopiados, grandes concentraciones de iluminación fluorescente, etc.

Para este tipo de medición se recomienda que se usen equipos portátiles ya que estos permiten la facilidad de variar el punto de medición. Los medidores solo necesitan un puerto RS-232 para poder descargar la información al computador. De igual manera el computador de almacenamiento debe tener un puerto de comunicación RS-232 para comunicarse de manera directa. Si el mismo computador también es usado para realizar el monitoreo de la subestación, es necesario que se disponga de dos puertos RS-232, uno para el monitoreo de la subestación y otro para descargar la información de los portátiles.

Un diagrama unifilar que describe la ubicación del punto de medición dentro del sistema global de distribución se muestra en la figura 5.4

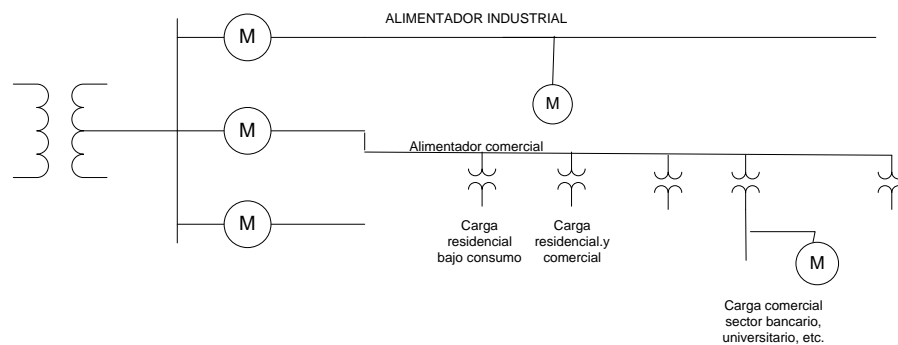


Figura 5.4.- Punto de medición de calidad del producto en los bornes de bajo voltaje

El equipo que se necesita para poder realizar este monitoreo se detalla a continuación:

1. Transformadores de corriente precisión ANSI 0.3. La relación dependerá de la carga del transformador de distribución, pero el secundario del transformador de corriente deberá ser de 5 amperios ya que normalmente la entrada de corriente de los equipos de medición vienen con este nivel de entrada. Un transformador de distribución que tenga un consumo de 15 KVA necesitará transformadores de relación 75/5, por ejemplo.
2. Medidor que tenga la capacidad de censar; energías, voltajes, corrientes, distorsiones totales e individuales (hasta el armónico 40)

de armónicos de voltajes y parpadeo. Cabe indicar que este medidor puede ser el mismo que el que se usa en la subestación, pero con la ventaja de que en este caso no se necesita transformadores de potencial. Ya que en bajo voltaje la medición se puede hacer directamente de la línea

Luego de realizar la adquisición de los datos, de acuerdo a lo especificado en la sección 2.4, y tener los datos en la memoria del equipo. Estos datos son los que se van a tomar a consideración para el programa que va a determinar el cumplimiento de la Regulación del CONELEC de la calidad del Producto que se va a desarrollar en el presente capítulo.

Para que este programa sea usado de manera general con cualquier equipo de medición se han tomado los datos de una base elemental y común para todos, como lo es una hoja de cálculo de Excel. El único requisito que se necesita para que el programa funcione correctamente es que el medidor exporte los datos a una hoja de Excel con un orden específico, el mismo que se describe en la tabla mostrada en el anexo 4. Este orden generalmente es configurable en el propio medidor.

5.3 Parámetros de adquisición

Los parámetros de adquisición de este programa son los listados en la Regulación CONELEC-004/01. Estos se detallan en el anexo 4 con el orden que necesita que se encuentren en la hoja de Excel para el buen funcionamiento del programa. Además se muestra el nombre de la columna, la descripción, y los límites que describe la regulación.

5.4 Estadística de los parámetros

En la Regulación CONELEC-004/01 el único criterio estadístico que se considera para la determinar si cada parámetro se encuentra dentro del rango permisible es que cada uno debe de estar menos del 5% del total de las mediciones fuera del rango válido. Esto en determinado caso no refleja claramente el comportamiento de los parámetros.

Para un tener un mejor criterio del comportamiento de los parámetros se han calculado por medio del programa *CUMPLIMIENTO*, variables estadísticas que ayudarán a una mejor evaluación. Estas estadísticas ayudarán a comprender el comportamiento del parámetro. Las mismas se detallan a continuación.

Media Aritmética.- Se define como la suma de todos los valores dividido para el número de muestras. Este parámetro ayuda a determinar como se comporta el parámetro medido en su mayor parte del tiempo. Por ejemplo, la media aritmética del factor de potencia podría ayudar a determinar si este valor se encuentra la mayor parte del tiempo sobre o bajo el valor nominal.

Valores Máximos y Mínimos.- Nos ayudará a determinar el rango de fluctuaciones de los parámetros. Por ejemplo, estos valores nos ayudaran a tener mejor información las fluctuaciones de voltaje.

Varianza.- Se define como un valor que permite saber el rango de desviación que tiene un parámetro con respecto al promedio. Permitiría conocer el rango de desviación que tiene determinado armónico con respecto a su valor promedio. La varianza de una muestra de n valores viene dada por la fórmula siguiente;

$$\frac{n\sum x^2 - (\sum x)^2}{n(n-1)}$$

, donde n es el número de muestras y x es el valor de cada muestra.

5.5 Descripción del programa

A continuación se presenta la estructura lógica en la que se desenvuelve el programa, con los detalles del desarrollo y utilización del mismo.

CUMPLIMIENTO consiste una macro de Excel, escrita en Visual Basic y luego visualizada en la interfase que es desarrollado en VISUAL C++. Cabe anotar que todos los medidores que existen en el mercado tienen la capacidad de descargar sus registros en Excel. Esto representa una gran ventaja para nuestro programa, ya que lo vuelve independiente de la marca del medidor.

El funcionamiento es sencillo, empieza en la memoria del medidor. Para poder utilizar los datos es necesario descargar los mismos de la memoria del medidor al disco duro del computador. Específicamente los datos se guardan como archivo de Excel. Una vez descargados los datos en Excel, se procede a correr la macro que se encarga de identificar los datos en primer lugar y luego verificar si cumplen con la norma establecida con el CONELEC. *CUMPLIMIENTO* presenta una lista donde listan los parámetros y si cumple o no con lo descrito en la regulación de calidad del producto.

Luego se extraen todos estos parámetros y los ordena para presentarlo en un ambiente de windows. El programa *CUMPLIMIENTO* también tiene la capacidad de graficar el parámetro en un cuadro donde se presenta la variable versus el tiempo. En la misma gráfica se dibuja el límite que da la norma mediante una línea paralela al eje del tiempo. De tal manera que al observar gráficamente la variación del parámetro con respecto al tiempo se puede identificar el día y la hora en que el parámetro está fuera de los límites. Así puede tener idea de cual es la causa del disturbio, y poder tomar alguna medida para remediarlo.

5.5.1 Diagrama de flujo.

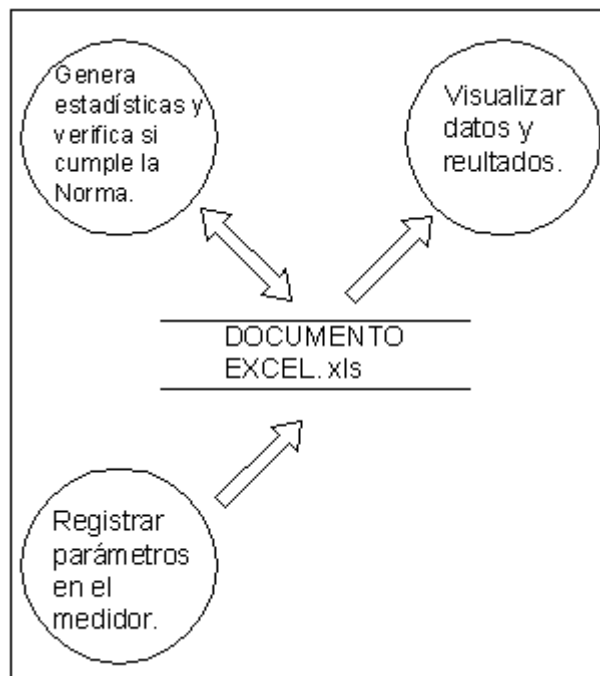


Figura 5.5.- Flujo de Datos del Programa

El diagrama representa el flujo de datos a través del programa. Posee como referencia central la hoja de Excel en la cual se desarrollan la mayor parte de funciones. En primer lugar se depositan sobre esta hoja, los datos de la memoria del medidor que contiene todas las mediciones. Sobre esta hoja, trabaja la Macro del programa que se encarga de determinar si las mediciones están dentro de los límites que estipula la Norma. Esta Macro también realiza operaciones matemáticas para determinar los datos estadísticos que se detallan en la sección 5.4. La segunda Macro se encarga de recoger los datos de la hoja de Excel, y presentarlos, en orden predeterminado, dentro de una tabla.

Luego estos datos son llevados al programa principal desarrollado en VISUAL C++ el mismo que tiene la capacidad presentarlos y de graficar individualmente cada parámetro. Los parámetros se grafican en un plano cartesiano de magnitud vs. tiempo. En el eje se puede apreciar los límites que establece la regulación actual que exige el CONELEC.

5.5.2 Descripción de las macros usadas.

Se usa una sola macro, la misma que en primer lugar realiza la identificación de cada parámetro a través de la posición que el registro ocupa en la hoja de Excel. Luego se encarga de determinar promedios, valores máximos, mínimos, varianza y porcentaje de incumplimiento de cada columna.

En el caso de los voltajes se usaron condicionales anidados para establecer si estaban o no dentro del rango. Para los demás valores se usa un condicional sencillo. Cuando uno o mas valores se encuentran fuera de los niveles permitidos se determina la energía en ese intervalo de tiempo y la acumula para determinar al final la energía de mala calidad del punto de medición.

Una vez determinados estos valores, en la misma macro se procede a fijar cuál o cuales de los parámetros se encuentran sobre el 5% del total de mediciones.

5.5.3 Resultados del programa

CUMPLIMIENTO se nutre de los datos tomados del medidor y luego de los procesos explicados presenta una tabla de cumplimiento de la Regulación Calidad del Producto del CONELEC-004/01.

Los resultados se pueden presentar de tres maneras diferentes; todos los parámetros, los que no cumplen con la regulación de calidad de producto del CONELEC y los que si cumplen con ella. Se puede escoger el modo de presentación desde el Menú Principal del programa.

En cualquiera de las tres presentaciones se muestra la energía de mala calidad del punto. Y en cada parámetro se muestra el límite que debe cumplir y su porcentaje de incumplimiento. Además de este porcentaje presenta los valores; promedio, máximo, mínimo y varianza cada parámetro.

También presenta la opción de bosquejar un gráfico de cualquiera de los parámetros con relación al tiempo.

5.6 Ejemplo del funcionamiento del programa tomando datos reales

Para efectos prácticos se muestra el funcionamiento del programa tomando datos de una medición realizada en los bornes de bajo voltaje de un transformador de distribución que alimenta a una industria de mediana capacidad ubicada en el sector norte de Guayaquil.

Se usó un medidor ION 7600 y se descargó los datos a una hoja de Excel, tal como se muestra en la figura 5.6.

Una vez descargado los datos se procede a correr la macro para posteriormente llamar a este archivo de Excel desde el programa.

5.6.1 Cumplimiento del punto de medición

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled "Lista de Datos.xls". The spreadsheet contains a table with 13 columns and 34 rows of data. The columns are labeled as follows: A: Fecha, B: kWh_del, C: Vin_a, D: Vin_b, E: Vin_c, F: Vin_avg, G: PF_sign_a, H: PF_sign_b, I: PF_sign_c, J: PF_sign_tot, K: V1_Total_HD, L: V2_Total_HD, M: V3_Total. The data rows show a consistent pattern of measurements over time, with the date column showing dates from 26/01/2003 to 26/02/2003. The kWh values range from 123 to 187, and the power factor values are mostly 0.95, with some 0.85 values. The total power values are mostly 2, with some 3 values.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
	Fecha	kWh_del	Vin_a	Vin_b	Vin_c	Vin_avg	PF_sign_a	PF_sign_b	PF_sign_c	PF_sign_tot	V1_Total_HD	V2_Total_HD	V3_Total
1													
2	26/01/2003 0:00	123	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
3	26/01/2003 0:00	125	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
4	27/01/2003 0:00	127	120	120	120	130	0,85	0,9	0,96	0,903333333	3	2	
5	28/01/2003 0:00	129	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	4	2	
6	29/01/2003 0:00	131	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
7	30/01/2003 0:00	133	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
8	31/01/2003 0:00	135	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
9	01/02/2003 0:00	137	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
10	02/02/2003 0:00	139	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
11	03/02/2003 0:00	141	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
12	04/02/2003 0:00	143	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
13	05/02/2003 0:00	145	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
14	06/02/2003 0:00	147	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
15	07/02/2003 0:00	149	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
16	08/02/2003 0:00	151	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
17	09/02/2003 0:00	153	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
18	10/02/2003 0:00	155	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
19	11/02/2003 0:00	157	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
20	12/02/2003 0:00	159	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
21	13/02/2003 0:00	161	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
22	14/02/2003 0:00	163	120	120	120	130	0,85	0,9	0,96	0,903333333	3	2	
23	15/02/2003 0:00	165	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
24	16/02/2003 0:00	167	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
25	17/02/2003 0:00	169	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
26	18/02/2003 0:00	171	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
27	19/02/2003 0:00	173	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
28	20/02/2003 0:00	175	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
29	21/02/2003 0:00	177	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
30	22/02/2003 0:00	179	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	3	2	
31	23/02/2003 0:00	181	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	
32	24/02/2003 0:00	183	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	1	2	
33	25/02/2003 0:00	185	120	120	120	130	0,85	0,9	0,96	0,903333333	2	2	
34	26/02/2003 0:00	187	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96	0,936666667	2	2	

Figura 5.6.- Datos descargados del Medidor a Excel

Se presenta la figura 5.6 que muestra una hoja de Excel, una vez que se han descargado la memoria del medidor de calidad de producto. Se puede apreciar que se registra la fecha en que se realiza cada medición. Y que los parámetros están clasificados por columnas.

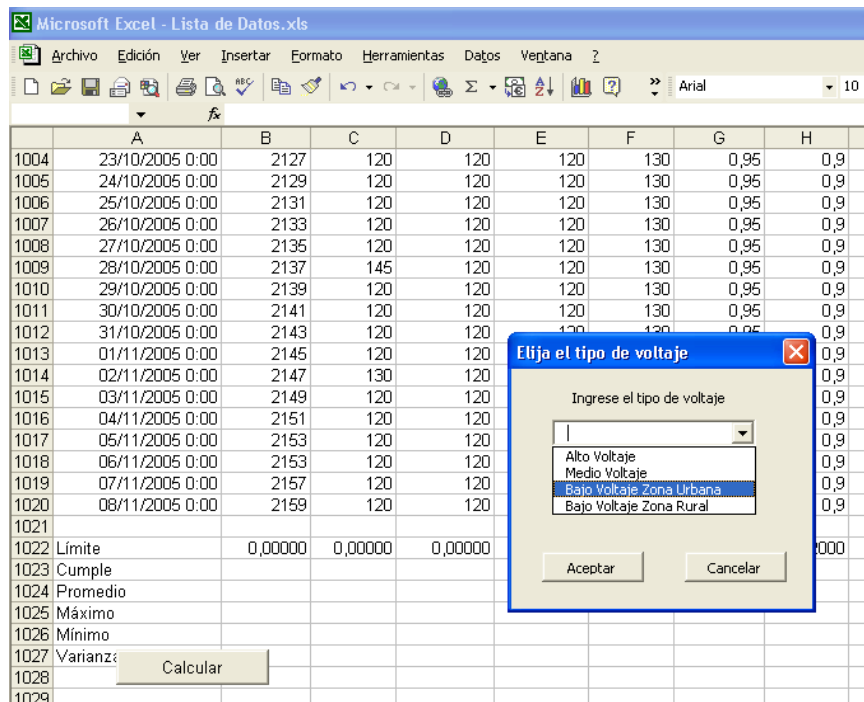


Figura 5.7.- Consulta de la Macro de Excel para definir el nivel de voltaje

Una vez descargados los archivos. Se procede a correr el programa Macro de Excel. Lo primero que el programa va a realizar es consultar el nivel de voltaje en que fueron hechas estas mediciones. El programa permite elegir el nivel de voltaje a través de una ventana que se muestra en la figura 5.7. La ventana posee las siguientes opciones: Alto voltaje, Medio voltaje, Bajo voltaje Zona Urbana, Bajo voltaje Zona Rural. Se debe elegir la opción adecuada y proceder a correr el programa bajo el nivel de voltaje elegido.

Durante la ejecución de la macro, esta realiza los cálculos para determinar si las mediciones están dentro o no, de los límites que establece la Norma. Además efectúa las operaciones matemáticas necesarias para calcular los parámetros estadísticos de la media, varianza, máximo y mínimo valor. Luego muestra estos resultados en una tabla que la ubica en la parte inferior al lugar donde fueron grabadas las mediciones del equipo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1005	24/10/2005 0:00	2129	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1006	25/10/2005 0:00	2131	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1007	26/10/2005 0:00	2133	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1008	27/10/2005 0:00	2135	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1009	28/10/2005 0:00	2137	145	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1010	29/10/2005 0:00	2139	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1011	30/10/2005 0:00	2141	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1012	31/10/2005 0:00	2143	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1013	01/11/2005 0:00	2145	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1014	02/11/2005 0:00	2147	130	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1015	03/11/2005 0:00	2149	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1016	04/11/2005 0:00	2151	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1017	05/11/2005 0:00	2153	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1018	06/11/2005 0:00	2153	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1019	07/11/2005 0:00	2157	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1020	08/11/2005 0:00	2159	120	120	120	130	0,95	0,9	0,96
1021		FIELD_2	FIELD_3	FIELD_4	FIELD_5	FIELD_6	FIELD_7	FIELD_8	FIELD_9
1022	Limite	2036,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,92000	0,92000	0,92000
1023	Cumple	0,00000	0,05201	0,00000	0,00000	0,00000	0,94897	0,00000	1,00000
1024	Promedio	1140,99804	121,56526	120,00000	120,00000	130,00000	0,94360	0,90000	0,96000
1025	Máximo	2159,00000	150,00000	120,00000	120,00000	130,00000	0,95000	0,90000	0,96000
1026	Mínimo	123,00000	120,00000	120,00000	120,00000	130,00000	0,82000	0,90000	0,96000
1027	Varianza	6,01964	44,23223	0,00000	0,00000	0,00000	0,00077	0,00000	0,00000
1028		Calcular							
1029	PARAMETRO	LIMITE	CUMPLE	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	VARIANZA		
1030	Energia de mala calidad	2036,00000	0,00000	1140,99000	2159,00000	123,00000	346456,01000		
1031	Voltaje A	0,00000	0,05000	121,56000	150,00000	120,00000	44,23000		
1032	Voltaje B	0,00000	0,00000	120,00000	120,00000	120,00000	0,00000		
1033	Voltaje C	0,00000	0,00000	120,00000	120,00000	120,00000	0,00000		
1034	Voltaje Promedio	0,00000	0,00000	130,00000	130,00000	130,00000	0,00000		
1035	Factor de Potencia A	0,92000	0,94000	0,94000	0,95000	0,82000	0,00000		
1036	Factor de Potencia B	0,92000	0,00000	0,89000	0,90000	0,90000	0,00000		
1037	Factor de Potencia C	0,92000	1,00000	0,96000	0,96000	0,96000	0,00000		
1038	Factor de Potencia Total	0,92000	0,94000	0,93000	0,93000	0,89000	0,00000		

Figura 5.8.- Resultados de la Macro de Excel

5.6.2 Lista del estado de calidad de todos los parámetros eléctricos.

Una vez corrida la macro de Excel del archivo a analizar el programa Cumplimiento necesita abrir este archivo para poder realizar la presentación de los resultados, tal como se muestra en la figura 5.9. Su propósito es ordenar los parámetros que analiza la Norma a manera de columnas.

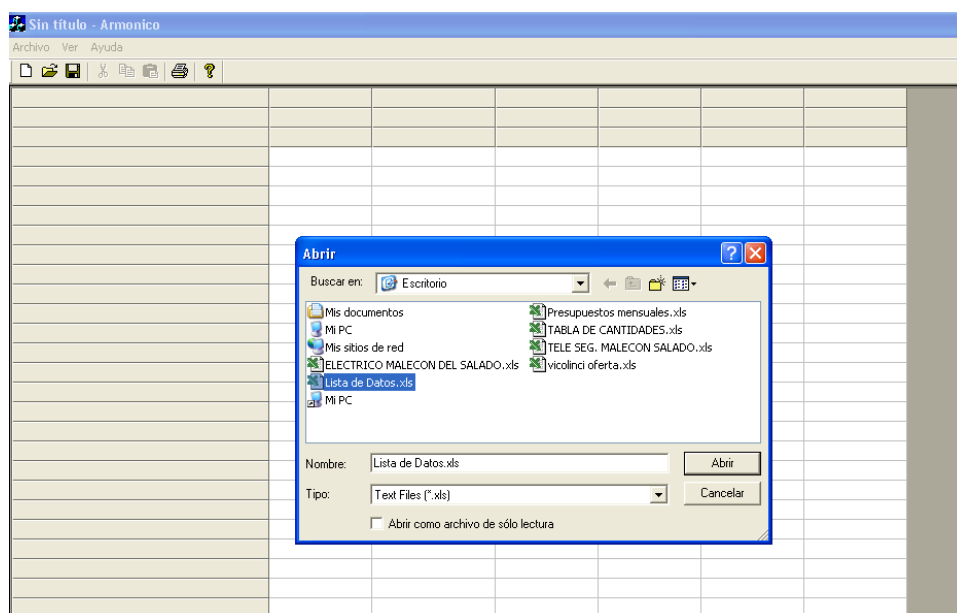


Figura 5.9.- Elección del archivo para ser presentado por el programa.

Analizador basado en la Norma de Calidad del Producto CONELEC 004/01 TODOS LOS PARAMETROS

Archivo Ver Ayuda

NORMA ELECTRICA CONELEC No.004/01			Fecha de inicio: 2003-01-26 00:00:00			
Energia de mala calidad en KWh 2036.000000			Fecha fin: 2005-11-08 00:00:00			
PARAMETROS	LIMITE	PORCENTAJE FALLAS	PROMEDIO	MAXIMO	MINIMO	VARIANZA
THD de Voltaje B	8.000000	0.000000	2.000000	2.000000	2.000000	0.000000
THD de Voltaje C	8.000000	0.000000	1.870000	4.000000	1.500000	0.170000
Frecuencia	60.000000	0.000000	60.000000	60.000000	60.000000	0.000000
Flicker Fase A	1.000000	0.220000	0.560000	1.300000	0.100000	0.180000
Flicker Fase B	1.000000	0.000000	0.190000	0.200000	0.200000	0.000000
Flicker Fase C	1.000000	0.000000	0.380000	0.750000	0.150000	0.040000
Armónico 2 Fase A	1.500000	0.690000	2.180000	4.000000	1.000000	0.950000
Armónico 3 Fase A	5.000000	1.000000	7.180000	9.000000	6.000000	0.950000
Armónico 4 Fase A	1.000000	0.690000	2.180000	4.000000	1.000000	0.950000
Armónico 5 Fase A	6.000000	1.000000	9.370000	13.000000	7.000000	3.820000
Armónico 6 Fase A	0.500000	1.000000	2.180000	4.000000	1.000000	0.950000
Armónico 7 Fase A	5.000000	1.000000	7.180000	9.000000	6.000000	0.950000
Armónico 8 Fase A	0.500000	1.000000	4.180000	6.000000	3.000000	0.950000
Armónico 9 Fase A	1.500000	1.000000	8.270000	11.000000	6.500000	2.150000
Armónico 10 Fase A	0.500000	1.000000	2.180000	4.000000	1.000000	0.950000
Armónico 11 Fase A	3.500000	1.000000	7.180000	9.000000	6.000000	0.950000
Armónico 12 Fase A	0.200000	0.690000	1.180000	3.000000	0.000000	0.950000
Armónico 13 Fase A	3.000000	1.000000	5.180000	7.000000	4.000000	0.950000
Armónico 14 Fase A	0.200000	0.690000	1.180000	3.000000	0.000000	0.950000
Armónico 15 Fase A	0.300000	1.000000	5.180000	7.000000	4.000000	0.950000
Armónico 16 Fase A	0.200000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
Armónico 17 Fase A	2.000000	0.000000	1.450000	2.000000	1.000000	0.000000
Armónico 18 Fase A	0.200000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
Armónico 19 Fase A	1.500000	0.000000	1.450000	2.000000	1.000000	0.000000
Armónico 20 Fase A	0.200000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000
Armónico 21 Fase A	0.200000	1.000000	1.450000	2.000000	1.000000	0.000000
Armónico 22 Fase A	0.200000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	0.000000

Preparado NUM

Figura 5.10.- Presentación principal del programa Cumplimiento

Una vez elegido los datos. El programa presenta los resultados de todos los parámetros, donde se puede apreciar el porcentaje de falla, límite permitido, media, varianza, máximo y mínimo de cada parámetro. Los parámetros que no cumplen con la regulación se somborean para poder ubicarlos fácilmente. Esta es la pantalla principal del programa, tal como se lo representa en la figura 5.10.

Se puede escoger la presentación de los parámetros por cumplimiento. Es decir los parámetros que si cumplen con la

Norma y los parámetros que no cumplen con la Norma. Para poder elegir cualquiera de estos dos grupos, el programa ofrece la opción ver en la barra de menú. El programa presenta un grupo a la vez o todos los parámetros en orden, tal como se muestra en la figura 5.11

	LIMITE	PORCENTAJE FALLAS
2036.000000		
Voltaje A	129.600000	0.050000
Voltaje B	129.600000	0.000000
Voltaje C	129.600000	0.000000
Voltaje Promedio	129.600000	0.000000
Factor de Potencia A	0.920000	0.940000
Factor de Potencia B	0.920000	0.000000
Factor de Potencia C	0.920000	1.000000
Factor de Potencia Total	0.920000	0.940000
THD de Voltaje A	8.000000	0.000000
THD de Voltaje B	8.000000	0.000000
THD de Voltaje C	8.000000	0.000000
Frecuencia	60.000000	0.000000

Figura 5.11.- Criterios de presentación de parámetros

5.6.3 Gráficos

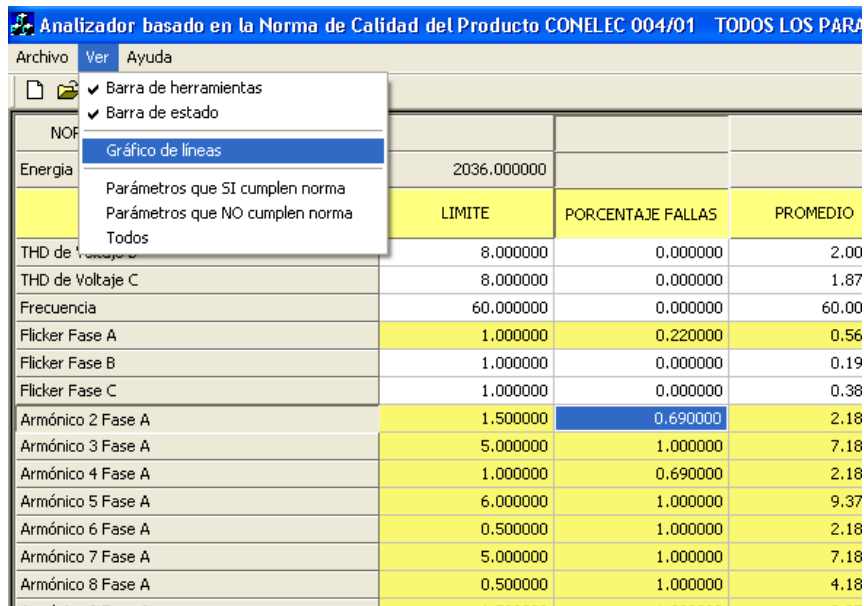


Figura 5.12.- Procedimiento para visualizar los gráficos de los datos

Para finalizar el programa también puede presentar cada parámetro en un plano cartesiano, cuyos ejes son la magnitud versus el tiempo. Para poder visualizar el gráfico, se debe elegir la opción Ver en la barra de Menú Principal. Cada indicar que el programa grafica un parámetro a la vez.

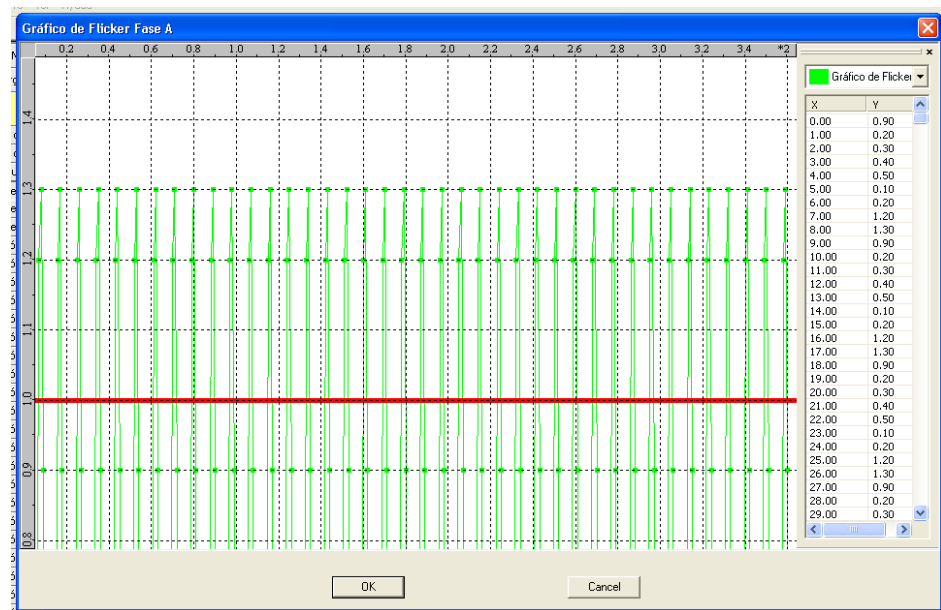
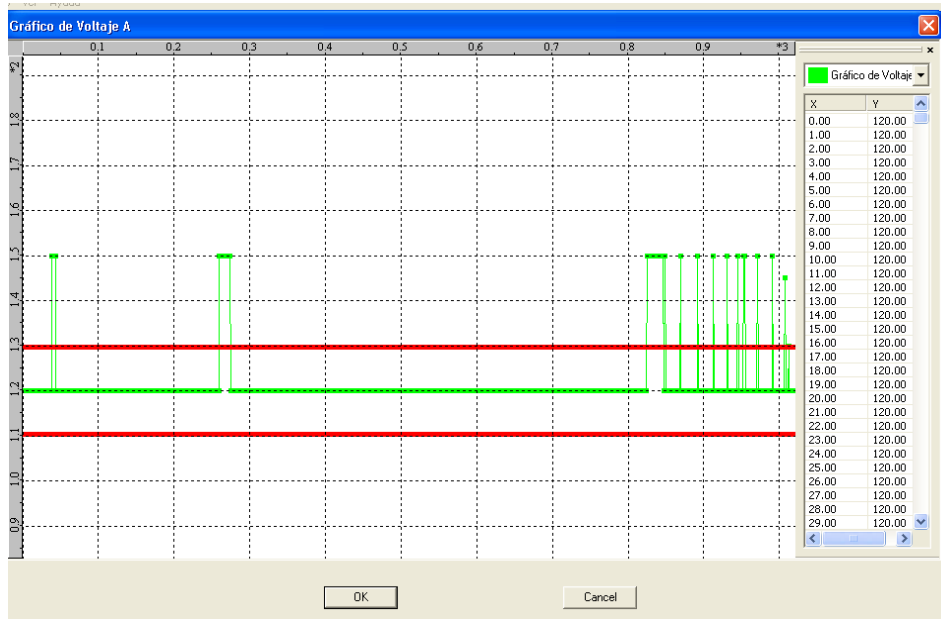


Figura 5.13.- Visualización del gráfico del comportamiento de parámetros

El gráfico se presenta en una ventana aparte de la tabla principal.
Posee en un costado la lista del valor de todas las mediciones
que se hicieron durante el periodo de observación.

CAPÍTULO 6

Conclusiones y Recomendaciones

El aprovechamiento de la electrónica de potencia de las últimas décadas tanto de los usuarios de energía eléctrica industriales como de los residenciales, ha traído como consecuencia que exista por todo el sistema eléctrico ondas de voltaje y corriente deformadas por el hecho de tener cargas de comportamiento no lineal. Se presentan por estos motivos efectos no deseables que son las variables de la Calidad de Energía, tales como; fluctuaciones de voltaje, parpadeos, armónicos, interarmónicos, etc.

El CONELEC ha emitido la Regulación No. CONELEC-004/01 “CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION” para reglamentar los

límites permisibles de las variables de calidad del producto, de servicio técnico y servicio comercial. En la parte de Calidad del Producto se establecen procedimientos para la adquisición de datos y establecer estadísticas básicas de estas variables. Dicha regulación, como se ha demostrado en este trabajo, presenta deficiencias de forma y de fondo.

En la parte de la regulación ecuatoriana que trata sobre la Calidad del Producto, que ha sido el objeto principal de este estudio, se han notado ausencias de criterios para los equipos de medición, penalizaciones, puntos de medición de armónicos, parpadeos y factor de potencia. A lo largo de este documento se han hecho recomendaciones para el mejoramiento de su estructura y la sugerencia de inclusión de nuevos parámetros en la Regulación No. CONELEC-004/01.

También se ha realizado un análisis para determinar los equipos más idóneos para monitorear los parámetros que requiere la regulación de la Calidad del Producto. Notándose que en el país no se distribuyen muchos medidores de calidad de energía, en realidad son pocas las empresas que se especializan en comercializar este tipo de equipos. También se establecen los criterios que debe tener la empresa de distribución para la adquisición de estos equipos de monitoreo.

El sistema de adquisición de datos que se debe implementar para cumplir con las necesidades de la Regulación No. CONELEC-004/01, en su parte de Calidad de Producto, no exige a las empresas tecnificar sus sistemas de adquisición de datos. En este estudio se muestra una guía de sistemas de adquisición de datos más completos con los que se pueden monitorear mejor el sistema y aprovechar lo más posible a los equipos de medición.

Además se muestra un programa que ayuda a determinar el estado de calidad de la energía del sistema. Este programa puede acoplarse a cualquier tipo de medidores y permite tener datos estadísticos más completos de los que exige en CONELEC.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) JOSEP BALCELLS. Instrumentos de última generación para medida de calidad del suministro eléctrico. Departament d'Enginyeria Electrònica UPC, Secció Terrassa. Montevideo Uruguay.
- 2) JOSEP BALCELLS. Calidad De la red eléctrica: ¿Cómo medirla?. Departament d'Enginyeria Electrònica UPC, Secció Terrassa. Montevideo Uruguay.
- 3) DANIEL SLOMOVITZ, ¿Están las empresas eléctricas computando correctamente el factor de potencia a sus usuarios?. Laboratorio de UTE, Montevideo, Uruguay, 1999.
- 4) TOM SHAUNGHNESSY, Factor de Potencia, Armónicos y Filtros Armónicos. Revista Power Quality. Junio 1999.

- 5) MARIO BRUGNONI, Los componentes armónicos de la demanda y sus efectos sobre las redes de distribución eléctricas, Grupo Energía y Ambiente (GEA), Dpto. de Electrotécnia, Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires.

- 6) EXERT, Disturbios eléctricos, causas, síntomas y soluciones.
Tomado de la página de internet
http://www.exert.com.ar/inf_tec/Disturbios%20electricos.html

- 7) MICHAEL Z. LOWENSTEIN, Harmonic current and voltage distortion, Newspaper PQ CORNER, EC&M, November 2002.
Pag: 24-30

- 8) UNLP, Potencia nominal y sobrecarga de transformadores,
Tomado de la página de internet
<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/cme/vol-05/1capit8/cm-08a.htm>

9) RICARDO DEL RÍO Y HORTENSIA ANARÍS, Medidores de “flicker” Evolución y perspectivas, revista Perspectiva, 2001, Pág 16-19.

10) CRISTÓBAL MERA Ph.D., Monitoreo de la calidad de potencia. (Guayaquil, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Noviembre 2001).

11) CRISTÓBAL MERA Ph. D., Armónicos en los sistemas de distribución. (Guayaquil, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Mayo 2002).

12) JORGE ARAGUNDI Msc., Qualidade de energia fundamentos e conceitos básicos, mestre em Ciências da Engenharia Elétrica. Itahuba, Brazil.

13) JIM LUCY, Harmonics, Newspaper Market Update, june 1994, Pág: 9-13

14)POWER MEASUREMNT Ltda., EN50160_Compliance. Product and Application Guide, 2002

15)POWER MEASUREMNT Ltda., Desing_Handbook. Product and Application Guide, 2002

16)POWER MEASUREMNT Ltda., Power & Networking Terminology, Product and Application Guide, 2002.

17)POWER MEASUREMNT Ltda., Communications Modems and Scheduling. ION Enterprise Advanced Training, 2002

18)PÁGINAS WEB:

✓ <http://www.ieee.org>

✓ <http://www.cenelec.org>

✓ <http://www.iec.org>

✓ <http://www.conelec.gov.ec>

- ✓ <http://powerstandards.com/tutor.htm>
- ✓ <http://www.cnee.gob.gt>
- ✓ <http://www.osinerg.org.pe/osinerg/homepage.jsp>
- ✓ <http://www.siemens.com>
- ✓ <http://www2.ing.puc.cl/power/>
- ✓ <http://www.arcelect.com/>
- ✓ <http://www.pml.com>
- ✓ <http://www.lem.com>

ANEXOS

ANEXO 1

**Características Generales de los equipos de medición
de calidad de producto.**



Resumen de aplicaciones

Control del cumplimiento de la normativa

Utilice el 7600 ION para obtener mediciones detalladas de calidad de energía con indicadores simples del tipo aprobado/no aprobado. Verifique el cumplimiento de la normativa EN50160 o configure el medidor de conformidad con otras normativas específicas de la industria tales como IEEE 519/1159 y CBEMA/ITIC.

Análisis de disturbios

Entradas dinámicas de carácter único mantienen la precisión en el rango de medición regular al mismo tiempo que captan las interferencias a gran escala que otros medidores no detectan. Descubra las fuentes de eventos de calidad de energía y armónicos así como de los pandeos y las dilataciones de voltaje. Analice los problemas y evite las interrupciones recurrentes.

Asignación de costos y facturación

Determine los centros de costo, identifique las oportunidades de control de demanda y revise las patrones de consumo de energía.

Control de demanda y del factor de potencia

Evite cualquier tipo de penalización mediante la separación automatizada de la carga, los planes de programación, la reducción de los picos y el control de los bancos de condensadores.

Estudios sobre la carga y optimización del circuito

Determine la capacidad de su red eléctrica y opere siempre con una eficacia de pico. Analice las tendencias de carga.

Monitoreo y control del equipo

Mejore el rendimiento de los procesos y alargue la vida de sus equipos. Mida los servicios de gas, vapor, agua...

Mantenimiento preventivo

Configure las alarmas para que le adviertan de problemas pendientes. Registre los eventos y las alarmas de todos los estados críticos.

Resumen de funciones

Mediciones

- Precisión superior a la Clase 0.2
- Voltaje, corriente, frecuencia y factor de potencia instantáneos
- Energía: bidireccional, absoluta, neta, tiempo de uso y compensación de pérdidas
- Demanda: ventana móvil, demanda previsible y térmica
- Armónicos: distorsión armónica individual y total hasta el armónico 127 (con software)
- Detección de transitorios y detección de pandeos y dilataciones

Comunicaciones

- Modem opcional integrado con ModemGate™ que permite acceder con el modem a 31 dispositivos adicionales
- Puerto opcional Ethernet 10Base-T o 10Base-FL con EtherGate™ para la transmisión directa de datos de Ethernet al RS-485.
- Dos puertos RS-485, uno con opción RS-232
- Un puerto óptico del panel frontal
- Soporte para los protocolos Modbus™ RTU y DNP 3.0

Almacenamiento de datos

- Almacenamiento programada o por ocurrencia de eventos hasta 640 parámetros
- Secuencia de eventos y almacenamiento mínimos/máximos

Ajuste de setpoints para control y activación de alarmas

- Setpoints en cualquier parámetro o condición
- Operación de 1 segundo o 1/2 ciclo

Entradas y salidas digitales

- 8 entradas digitales para las funciones de estado/contador
- 7 salidas de rele para las funciones de control/pulso

7500 ION 7600 ION

Medidor de energía trifásico de alta visibilidad y monitoreo de calidad de energía

Utilizado en la industria, instalaciones comerciales, distribuidores de energía y empresas de suministro de energía, el 7600 ION y el 7500 ION ofrecen un valor, una funcionalidad y facilidad de uso sin comparación.

El 7600 ION incorpora todas las funciones del 7500 ION además de otras funciones adicionales para el análisis de la calidad de energía. Una pantalla brillante de alta visibilidad e interfaces intuitivas ofrecen un acceso rápido a información crítica sobre su sistema de distribución de alimentación. Ambos medidores cuentan con una amplia selección de pantallas de datos preconfiguradas y de mediciones que le permiten utilizarlos directamente de la caja y personalizarlos para que se adapten a sus necesidades particulares.

Integre estos dispositivos con nuestro software PEGASYS(u otros sistemas de gestión de energía o sistemas SCADA mediante el uso de numerosos canales y protocolos de comunicación.

Consulte la sección de opciones de pedido para obtener una descripción de las diferencias existentes entre las funciones del 7500 ION y el 7600 ION

Pantalla de energía

Energy Rec/Del		01/09/2000 18:30:23	
kWh rec	294.34		
kWh del	15160.79		
← TOU		TOU Exp	TOU Dmd1
		TOU Dmd2	Energy 2

Demanda pico con registro de fecha y hora

Peak Demand Del		01/09/2000 18:54:04	
kW sd mx del	294.34		
Updated at:	01/09/2000	18:45:00	
kVAR sd mx del	129.52		
Updated at:	01/09/2000	18:15:00	
kVA sd mx del	321.23		
Updated at:	01/09/2000	18:45:00	
← Demand1		Pk Dmd1	V Bar
		I Bar	P Bar

Visualice los datos de tiempo de uso en el panel frontal

TOU Energy Del		01/09/2000 18:46:31	
kWh del A	32360.10		
kWh del B	12240.72		
kWh del C	6264.88		
kWh del D	0.00		
← TOU		TOU Exp	TOU Dmd1
		TOU Dmd2	Energy 2

Las pantallas configurables ofrecen un acceso rápido a información crítica

Volts and Amps THD				01/08/2000 18:47:00			
V1 Total HD	1.12	I1 Total HD	5.87				
V2 Total HD	1.00	I2 Total HD	5.29				
V3 Total HD	1.36	I3 Total HD	5.73				
V4 Total HD	0.00	I4 Total HD	32.30				
		I5 Total HD	0.00				
← THD		V1 Harm	V2 Harm	V3 Harm	V4 Harm		

Pantalla en panel frontal

Los medidores disponen de pantallas LCD únicas, fáciles de leer de 3½ x 4½ pulgadas (87 x 112 mm) con iluminación posterior brillante y contraste ajustable. Estos medidores ofrecen una medición del tiempo de uso (TOU), registros de eventos, diagrama fasorial, armónicos y todos los parámetros eléctricos instantáneos.

Una amplia gama de tamaños de caracteres mejoran la visibilidad en situaciones de iluminación difícil o a largas distancias. Ofrece una interface fácil de usar con un sistema de menús basados en la pantalla para configurar los parámetros del medidor y una extensa selección de pantallas de visualización preconfiguradas para aplicaciones comunes.

Medición

Ambos medidores proporcionan una medición completa, de alta precisión así como funciones de registro.

Energía

Ambas unidades son totalmente bidireccionales y miden la energía en los cuatro cuadrantes. Ofrecen todos los parámetros de energía tradicionales activos, reactivos y aparentes y pueden integrar cualquier parámetro de potencia instantánea para ofrecer mediciones del tipo voltio-hora, amperios-hora, etc. Los registros de energía pueden introducirse automáticamente en un programa planificado.

- kWh producidos
- kWh recibidos
- kWh neto (entregados - recibidos)
- kWh total (entregados + recibidos)
- kVARh, kVAh entregados
- kVARh, kVAh recibidos
- kVARh, kVAh neto (entregados - recibidos)
- kVARh, kVAh total (entregados + recibidos)
- Voltios-hora
- Amperios-hora
- Integración de cualquier medición instantánea

Demanda

Las unidades ofrecen soporte para cualquier método estándar de cálculo de la demanda, incluida la demanda en bloque, la demanda en ventana móvil (intervalo rotatorio), térmica (exponencial) y previsible. Pueden configurarse de modo que midan la demanda en cualquier valor instantáneo y registrar la demanda pico (máxima) y mínima con registro de fecha y hora. Los registros de la demanda pico pueden reajustarse manualmente (protegidos por contraseña) o bien introducirse y reajustarse automáticamente tomando como base un programa planificado.

- Demanda kW, min./max
- Demanda kVAR, min./max
- Demanda kVA, min./max
- Demanda de amperios, min./max
- Demanda de voltios, min./max
- Demanda de cualquier medición instantánea

Tiempo de uso

Los medidores ofrecen una completa medición del tiempo de uso (TOU) adaptable prácticamente a cualquier estructura de tarifas de suministros. Pueden registrar automáticamente los valores TOU en intervalos especificados por el usuario, en fechas y horas predeterminadas o en el momento de producirse eventos internos y externos. Los registros TOU pueden reconfigurarse manualmente (protegidos por contraseña) o según un programa preestablecido.

- Medición del tiempo de uso de la energía activa, reactiva y aparente
- Medición del tiempo de uso de la demanda activa, reactiva y aparente
- Registro automático de la demanda máxima (pico) durante cada periodo tarifario
- Calendario de 20 años con año bisiesto automático y ajuste de tiempo para las tarifas de ahorro diurno
- Calendario dividido en las cuatro estaciones del año
- Ofrece soporte para 5 perfiles diarios por estación del año
- Ofrece soporte para 4 periodos de tarifas por perfil diario (A, B, C, D)
- Ofrece soporte para cambiar automáticamente a estructuras de tarifas de media temporada

Instantáneo

Ambas unidades ofrecen una extensa gama de mediciones instantáneas (en tiempo real) que incluyen la opción de mediciones de alta precisión, de 1 segundo o alta velocidad y de ½ ciclo así como RMS verdaderos por fase y totales de:

- Voltaje
- Corriente
- Potencia activa (kW)
- Potencia reactiva (kVAR)
- Potencia aparente (kVA)
- Factor de potencia
- Frecuencia
- Desbalance de voltaje y corriente
- Inversión de la fase

Compensación de pérdidas en transformadores y líneas de transmisión

- Métodos de compensación flexibles
- Configuración fácil
- Actualización cada segundo
- Disponible a través de todos los protocolos soportados

Medición de la calidad de energía

Control del cumplimiento*

- Control de cumplimiento de la norma EN 50160
- Norma IEC 61000-4-7 de armónicos e interarmónicos
- Norma IEC 61000-4-15 de fluctuaciones
- CBEMA/ITIC
- IEEE 519 e IEEE 1159

Registro de las formas de onda

Los medidores pueden captar simultáneamente todos los canales de voltaje y de corriente.

- Captura de interferencias en subciclo
- Registro de formas de onda adosadas durante varios segundos
- Visualiza y compara varias formas de onda en el software PEGASYS
- El 7600 ION registra hasta 7 ciclos a 256 muestras/ciclo a través de 96 ciclos a 16 m/c
- El 7500 ION registra hasta 14 ciclos a 128 muestras/ciclo a través de 96 ciclos a 16 m/c

Detección de interrupción del servicio eléctrico

Las avanzadas funciones de ajuste permiten detectar, registrar y producir informes en tiempo real sobre las interrupciones del servicio eléctrico, incluida la duración, la fecha, la hora y la relación con otras condiciones del sistema.

Detección fuera de límite

Los medidores proporcionan funciones de ajuste precisas y fiables para la detección, el registro y la generación de informes en tiempo real sobre las variaciones de frecuencia, desbalance de voltaje y corriente, la pérdida de fases de voltaje o corriente, variaciones del factor de potencia, etc.

Indicadores del rendimiento

Los medidores pueden configurarse para que midan una extensa gama de indicadores del rendimiento de los suministros, entre los que se encuentran:

- Tiempo total de interrupción del suministro eléctrico (en segundos)
- Duración fuera de los límites de tolerancia de la distorsión armónica total, de voltaje, frecuencia, factor de potencia así como muchos otros índices adicionales.

Medición de distorsión armónicas

Medición de la distorsión armónica total, registro y generación de informes en tiempo real hasta el armónico 63 (127 en el caso del 7600 ION con el software PEGASYS), para todas las entradas de voltaje y corriente.

- Armónicos individuales, (incluida la magnitud, la fase y los interarmónicos para el 7600 ION)
- Armónicos pares totales
- Armónicos impares totales
- Armónicos totales (pares e impares)
- Factor K, factor de cresta

Medición de los componentes simétricos*

Secuencias cero, positivas y negativas así como la fase y magnitud para entradas de voltaje y corriente. Identificación los desbalances de voltaje y corriente perjudiciales que pueden dañar equipos.

Detección de disturbios

Los puntos de ajuste de alta velocidad permiten detectar y registrar de forma fiable eventos, secuencias de eventos y condiciones de alarma, incluida la magnitud, duración y estado del equipo. Los registradores de formas de onda son configurables y pueden registrar todas las entradas de voltaje y corriente simultáneamente.

Control del número de ciclos registrados antes y después de los eventos. Activación del registro de formas de onda con eventos, entradas externas o control manual.

Detección de pandeos/dilataciones

El 7600 ION y el 7500 ION incorporan una función de detección de pandeos/dilataciones que puede utilizarse para analizar la gravedad de los mismos y su impacto potencial.

- Datos sobre la magnitud y duración adecuados para el trazado de las curvas de tolerancia de voltaje
- Inicidores por fase para el registro de formas de onda u operaciones de control

Captura de transitorios*

- El 7600 ION puede detectar y registrar transitorios de subciclos que sean tan cortos como 65 μs @ 60 Hz, (78 μs @ 50 Hz)
- Análisis de los transitorios mediante el trazado de una curva de tolerancia de voltaje (por ej. CBEMA) utilizando el software PEGASYS® para PC

Registro de datos y eventos

El 7600 ION cuenta con 4 MB (hasta 8 MB opcional) de memoria no volátil para el almacenamiento de formas de onda, eventos y registros, mientras que el 7500 ION dispone de 1 MB. La memoria puede asignarse en función de las necesidades garantizando que no se pierdan datos importantes

Perfil de carga

El 7600 ION incorpora 640 canales a través de 40 registradores de datos, mientras que el 7500 ION proporciona 320 canales a través de 20 registradores de datos.

La asignación de los canales es configurable para obtener un registro de las tendencias históricas de la potencia, la demanda, el voltaje, la corriente, la calidad de la potencia o de cualquier otro parámetro medido. Los registradores pueden activarse en función de intervalos de tiempo, un programa de calendario, condiciones de alarma/eventos o bien manualmente.

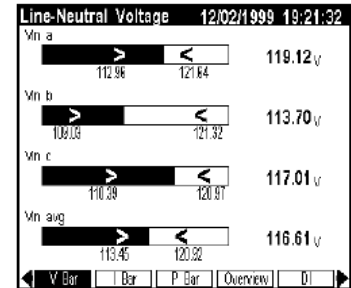
Registro de datos de alta velocidad

El registro de alta velocidad (con una rapidez de intervalos de hasta 1/2 ciclo) almacena características específicas sobre interferencias o interrupciones del suministro eléctrico. El registro puede activarse mediante un punto de ajuste definido por el usuario o un equipo externo. El registro con desconexión intermitente solo introduce datos durante el evento crítico a fin de conservar la memoria.

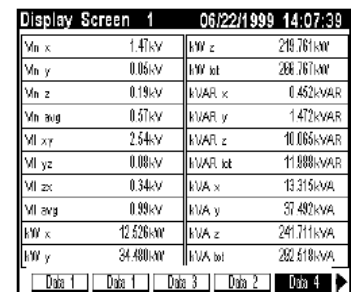
Registro coincidente min./máx.

Registre los valores de los parámetros clave o las condiciones del equipo que coinciden con una condición extrema así como la fecha/hora. Por ejemplo, registre todas las voltajes y las corrientes del dispositivo de alimentación cuando se produzca una condición de demanda pico.

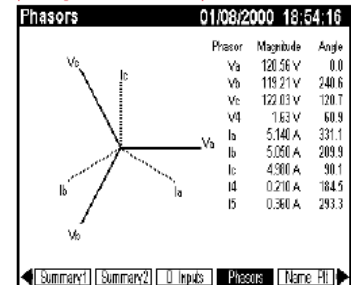
Numerosos formatos de pantalla disponibles, incluidos gráficos de barras con indicadores min./máx.



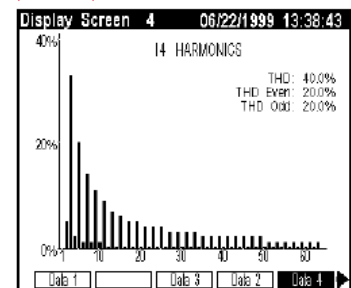
Muestra una completa gama de parámetros de potencia



El diagrama fasorial con ángulo de magnitud y de fase puede ayudar a reducir el tiempo de instalación



Visualización de THD y armónicos individuales en la pantalla del panel frontal.



* Disponible solo con el 7600 ION

Sincronización de tiempos y GPS

Un reloj de tiempo real permite fechar y registrar la hora de los eventos internos y de los registros de datos con una diferencia de milisegundos.

Sincronice los medidores con cualquiera de estas tres fuentes:

- El cristal interno del medidor (+/- 50 ppm)
- La frecuencia de línea de la red eléctrica medida
- Un receptor GPS externo con una precisión de +/- 1 milisegundo.

Al utilizar una sincronización de tiempos GPS, el puerto serial preseleccionado está exclusivamente dedicado a ser una entrada sincronizada GPS.

Lógica, matemáticas y control

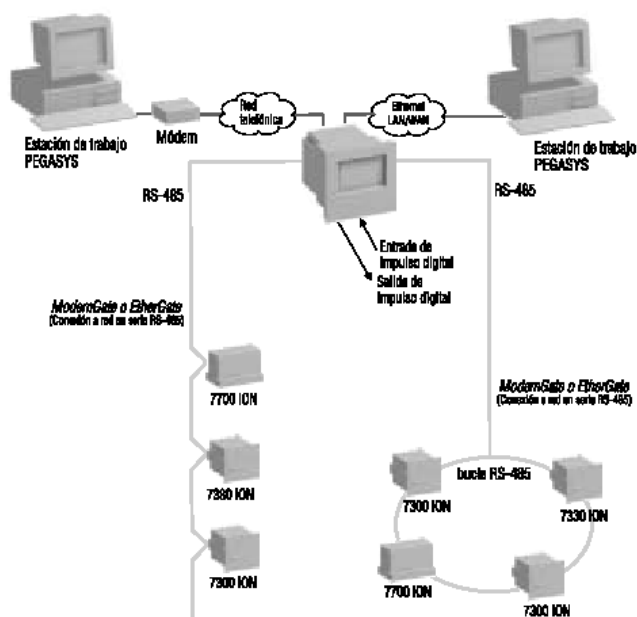
Sofisticadas funciones lógicas y matemáticas le permiten realizar cálculos sobre cualquier valor medido. Calcule cantidades reales a partir de las entradas de impulsos (por ej. cálculos BTU) y los valores de compensación de pérdida del transformador. También puede implementar programas de facturación en tiempo real.

Funciones matemáticas

Personalice las fórmulas utilizando los siguientes operadores:

- Aritméticos (+, x, -, ÷)
- Comparativos (>, <, =, ≥, ≤, ≠)
- Lógicos (Y, O, NO, VERDADERO, FALSO, SI)
- Trigonométricos (SENO, COSENO, TANGENTE, ASENO, ACOSENO, ATANGENTE)
- Matemáticos (PI, RAÍZ CUADRADA, POTENCIA, SUMA, SUMA CUADRADA, MEDIA, RAÍZ CUADRADA MEDIA, LOG10, LN, MÁX., MÍN.)

Comunicaciones multipuerto



Lógica programable y control de setpoints

24 setpoints configurables para operaciones de 1 segundo o ½ ciclo que pueden activarse por cualquier condición superior o inferior. Los puntos de ajuste pueden activar:

- Las alarmas acústicas (a través del software) y visuales
- La función de rellamada del módem/buscapersonas
- La entrada de datos
- El registro de formas de onda con control sobre la captura antes y después de los eventos
- Control de los relés
- Las funciones de borrado y reinicialización
- Setpoints relativos

Integración del software

Gracias a sus amplias funciones de comunicación, ambos medidores pueden integrarse fácilmente en sistemas de control de gestión y automatización de sistemas de distribución.

PEGASYS

Ambos medidores son compatibles con el software de monitoreo de energía PEGASYS, el cual opera en ambiente Windows NT. PEGASYS muestra datos en tiempo real y registrados e incorpora funciones de control/configuración. PEGASYS permite compartir datos en todo el ámbito de la empresa en un entorno de red seguro.

Comunicaciones

Acceso multipuerto, multiprotocolo

La comunicación simultánea hasta con 4 puertos proporciona una compartición segura de los datos con diversos sistemas de gestión de la energía mediante una selección de normas y protocolos de comunicación.

Puerto RS-232/RS-485

Seleccionable entre RS-232 y RS-485:

- Protocolos: ION, DNP 3.0, Modbus RTU, MV-90 o GPS
- Velocidad en baudios: 300 bps a 115,200 bps

Puerto RS-485

- Protocolos: ION, DNP 3.0, Modbus RTU o GPS
- Velocidad en baudios: 300 bps a 57,600 bps

Puerto de datos infrarrojos:

Puerto de datos infrarrojos en el panel frontal compatible con IrDA puede descargar datos en tiempo real a un PC portátil

- Protocolos: ION, Modbus RTU y DNP 3.0
- Velocidad en baudios: Hasta 115,200 bps

Módem interno

El módem interno de teléfono ofrece una conexión rápida, ModemGate™, así como una función de interconexión que permite compartir el módem interno del medidor a través de los puertos seriales con hasta 31 dispositivos adicionales. (El IrDA y el módem interno no pueden funcionar de forma simultánea)

- Protocolos: ION, Modbus RTU y DNP 3.0
- Velocidad en baudios: Hasta 33,6 kbps.

Puerto Ethernet

El puerto opcional 10Base-T o 10Base-FL ofrece acceso directo a través de una LAN/WAN de Ethernet e incorpora EtherGate™, un sistema que permite transferir datos directamente desde una red Ethernet a un máximo de 62 dispositivos a través de los dos puertos seriales del medidor.

- Protocolos: TCP/IP, ION, Modbus RTU, Telnet
- Velocidad en baudios: Hasta 10Mbps.

Interoperabilidad

La capacidad de comunicación simultánea mediante diversos protocolos permite utilizar las funciones avanzadas del modo para ampliar un Modbus, DNP o una red PEGASYS ya existente. Además, los medidores son soportados por IUTS MV-90™.

Firmware basado en un sistema flash

Realiza actualizaciones mediante las comunicaciones sin retirar la unidad del emplazamiento.

Entradas/Salidas

E/S digitales estándar y analógicas opcionales le permiten monitorear un rango amplio de condiciones, como índices de flujo, RPM, niveles de fluidos, presión de aceite y temperatura de transformadores. Se puede enviar por las salidas pulsos de energía a una RTU o realizar operaciones de control de equipos.

Entradas/Salidas Digitales

- 8 entradas digitales que pueden monitorear estados o contar pulsos que provienen de contactos seco "libres de potencial"
- 4 relés de estado sólido y 3 relés en el medidor pueden ser controlados automáticamente por setpoints internos o manualmente por algún puerto de comunicación

Entradas/Salidas Analógicas

Cualquiera de los medidores puede ser equipado con una tarjeta de E/S analógicas opcionales con las siguientes características:

- 4 entradas analógicas de 0-1mA o 1-20mA (con opción de escala de 4-20mA)
- 4 salidas analógicas de -1 a 1mA o 0-20mA (con opción de escala de 4-20mA)
- 4 entradas analógicas de 0-20mA y 4 salidas analógicas de 0-20mA
- 4 entradas analógicas de 0-1mA y 4 salidas analógicas de -1 a 1mA

El poder de ION

Los medidores se basan en la tecnología ION® patentada, que garantiza la longevidad de su solución de medición porque puede adaptarse a sus necesidades cambiantes y le permite aprovechar las ventajas de nuestros continuos avances tecnológicos.

Las mediciones y el resto de funciones de las dos unidades son proporcionadas por los módulos ION. Puede agregar o reorganizar rápidamente las funciones con iconos de arrastrar y soltar y haciendo clic con el ratón. Imagine nuevas funciones y hagalas realidad con ION.

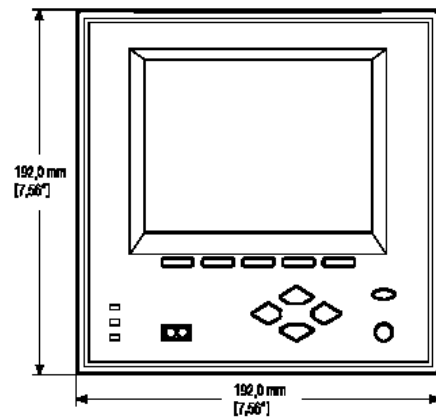
Montaje

El 7600 ION y el 7500 ION pueden montarse en panel en una abertura DIN de 184 mm x 184 mm.

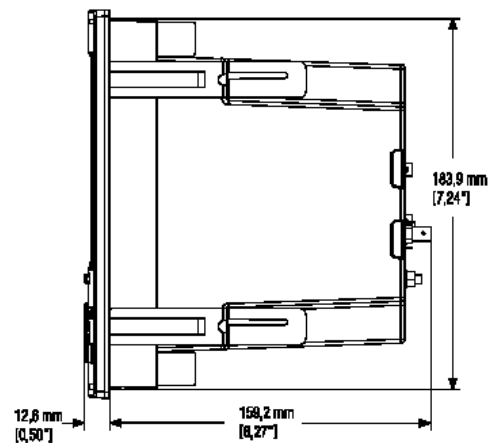
- Tamaño del marco: 192 x 192 mm (DIN)
- Es necesaria una distancia de 160 mm (6 1/2 pulgadas) detrás del panel
- Placa adaptadora disponible para facilitar la conversión de los medidores de la serie 3000 al 7600 ION y el 7500 ION. Para más información, póngase en contacto con nosotros.

Dimensiones

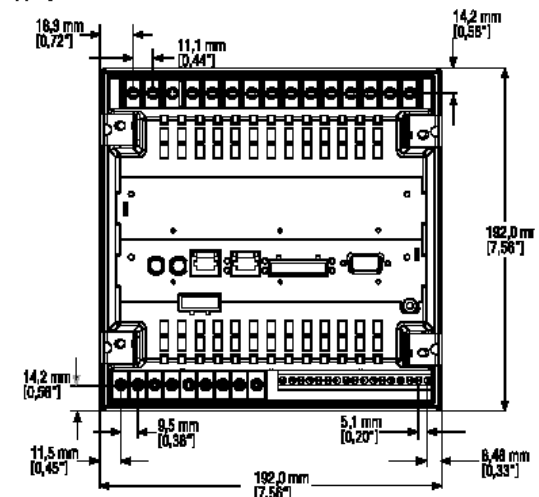
Vista frontal



Vista lateral

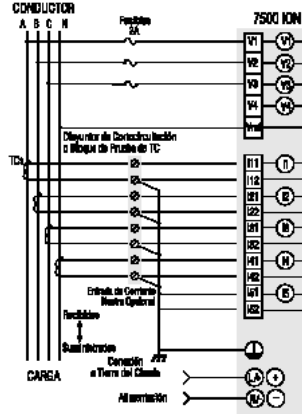


Vista posterior

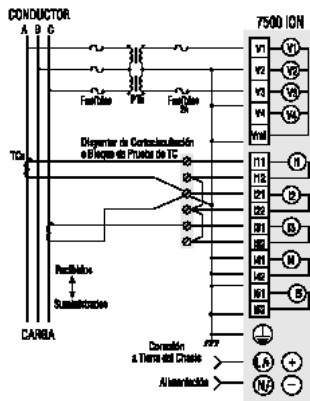


Ejemplos de conexiones

Conexión en Y de 4 cables (conexión directa)



Conexión en Delta de 3 cables (2 TP y 2 TC)



Conexiones

Instalación

- Sistemas en Y de 4 cables, en Y de 3 cables, en delta de 3 cables, en delta directos y monofásicos
- 4 entradas de voltaje y 5 entradas de corriente
- Todas las entradas cumplen con los requisitos de las pruebas de resistencia a sobretensiones y a transitorios rápidos de la norma ANSI/IEEE C37.90-1989.

Entradas de voltaje y corriente

- De 57 a 347 entradas autorrango de conductor a neutro/600 entre conductores
- No se requieren TP para los sistemas en Y hasta 347/600 VCA
- Entradas de corriente estándares de 5 a 20 amp

Potencia de control

El 7600 ION y el 7500 ION están equipados con una fuente de alimentación de 85 a 240 VCA o de 110 a 330 VCC que puede activarse desde una fuente de alimentación con fusibles dedicada.

Especificaciones de medidas

Parámetro	Precisión ± (%lectura)	Limites de registro
	1 segundo	1 segundo
Voltaje (L-L) (L-n)	0,1%	0 a 1x10 ⁶ V
Frecuencia	0,01%	47 a 63 Hz
Corriente (I1, I2, I3)	0,1%	0 a 1x10 ⁶ A
Corriente (I4, I5)	0,4%	0 a 1x10 ⁶ A
KW, kVAR, KVA*	class 0,2*	0 a ± 3,3x10 ⁷
KWh, kVARh, kVAh*	class 0,2*	0 a ± 10 ²⁷
Demandas KW, KVA	class 0,2*	
Factor de potencia @ Unidad PF	0,5%	-0,01 a -100,00, 100,00 a 0,01
Armónicos (hasta el 63)	1% escala total	0,0001 a 100,00
Factor K	5% escala total	0 a 1x10 ⁶
Factor de cresta	1% escala total	0 a 10

*Consulte la sección de cumplimiento en la página 7

La resolución de pantalla cumple o supera el valor de precisión.

Capacidad de registro programable por el usuario

Ejemplos de configuraciones:

	7500 ION				7600 ION (equipado con 8MB de memoria)			
Registro de eventos	500 eventos				500 eventos			
Registro de datos	74 días ^A	300 días ^B	35 días ^A	140 días ^B	1,8 años ^A	7,5 años ^B	1,3 años ^A	5,4 años ^B
Registro de formas de onda	6 ^C	6 ^C	24 ^B	24 ^D	24 ^C	24 ^C	100 ^D	100 ^D

^A 16 parámetros registrados cada 15 minutos

^B 16 parámetros registrados cada hora

^C 6 canales @ 128 muestras por ciclo durante 14 ciclos

^D 6 canales @ 16 muestras por ciclo durante 22 ciclos

Especificaciones

Entradas de voltaje

- Entradas: V1, V2, V3, V4, VREF
- Entrada nominal: 347 LN/600 LL VCA RMS
- Sobrecarga: 1500 VCA RMS continuo
- Resistencia dieléctrica: 3250 VCA RMS, 60Hz durante 1 min.
- Impedancia: 5 MΩ/fase
- Captación de fallos: 1400 V/pico

Entradas de corriente

- Entradas: I1, I2, I3, I4, I5
- Entradas nominales: 20A RMS, Voltaje máximo: 600V RMS
- Captación de fallos: 50A RMS/70A pico.
- Sobrecarga: 500A RMS durante 1 segundo, no recurrente
- Resistencia dieléctrica: 3250 VCA RMS, 60Hz durante 1 min.
- Corriente de inicio: 0,005 A RMS
- Carga: 0,15 VA

Registro de formas de onda

- Velocidad de muestreo: 7600 ION, 256 muestras/ciclo a 47-63 Hz
- Rango dinámico: Entradas de voltaje: 14 bits efectivos (V1, V2 y V3)
- Entradas de corriente: 18 bits efectivos (I1, I2, I3)
- Velocidad de muestreo: 7500 ION, 128 muestras/ciclo

- Las ondas para las opciones de registro oscilan entre 16 muestras/ciclo (96 ciclos) a 128 muestras/ciclo (14 ciclos)

Entradas digitales

- 8 entradas: S1-S8, SCOM autoexcitación, detección de contactos en seco, no requiere voltaje externo.
- Ancho mínimo del impulso: 1 ms
- Velocidad máxima de impulsos: 20 impulsos/seg.
- Tiempo de escaneado: ½ ciclo
- Resolución de temporización: 1ms
- Aislamiento: 300 Vpico durante 10s, 60 Hz

Relés

- Relés: R1 - R3
- Contactos: Forma C
- Voltaje nominal: 250 VCA / 30 VCC
- Voltaje max.: 380 VCA, 125 VCC
- Carga nominal @ 10 A CA/CC resistiva, Voltaje nominal: 7,5 A (CA) / 5 A (CC) Inductiva (p.f. = 0,4)
- Carga en el caso más desfavorable de conmutación: 2500 VA resistiva, 1875 VA inductiva (p.f. = 0,4)
- Tiempo de conexión: 15 ms máx
- Tiempo de desconexión: CA: 10 ms máx., CC: 5 ms máx.
- Aislamiento: 5000 VCA durante 1 minuto
- Vida útil: 10.000.000 operaciones (sin carga), 100.000 operaciones (voltaje nominal y carga)
- Tiempo de actualización: ½ ciclo o 1 segundo

Salidas de estado sólido

- 4 salidas de estado sólido: D1-D4
- Contactos: Forma A
- Voltaje máximo: 30 V
- Corriente máxima: 100 mA
- Aislamiento: Aislamiento óptico. Máx. aislamiento 5000 Vrms (UL:E64380)
- Tiempo de escaneado: 1/2 ciclo o 1 segundo

Fuente de alimentación

- Entradas nominales: CA: 85 - 240 VCA (+/-10%), 47-63 Hz CC: 110 - 330 VCC (+/-10%)
- Resistencia dieléctrica: 2000 VCA RMS, 60Hz durante 1 minuto
- Carga: Típica: 10 VA, Máx: 20 VA
- Interrupciones soportadas: Mín: 100 ms (6 ciclos @60Hz @96 VCA), 200 ms (12 ciclos @60Hz @120 VCA), 800 ms (48 ciclos @60Hz @240 VCA)

Comunicaciones**COM 1**

- Interface: RS-232E DTE (conector macho DB9) o RS-485 (conector de cable capturado)
- Duplex: Pleno (RS232E), medio (RS485)
- Aislamiento: Óptico

COM 2

- Interface: RS-485 (conector de cable capturado)
- Duplex: Medio
- Aislamiento: Óptico

COM 3

- Interface: Compatible con IrDA o con módem interno de 33,6 kbps
- Duplex: medio
- Distancia: 0 - 1 metro
- Rango óptico: +/- 15 grados (mín.), +/- 30 grados (máx.)
- Ubicación: Parte frontal del medidor (IrDA), Tarjeta Comunicaciones (MODEM)

COM 4 (RED)

- Interface: IEEE 802.3 RS-485, ISO/IEC 8802-3:1993 (Ethernet) 10Base-T o 10Base-FL (opcional)
- Cableado: 10Base-T cable trenzado no blindado, 0,5 mm (24 AWG). Long. máx.: Cable de fibra óptica de 100 metros 10Base-FL, 62,5/125 nm nominal; longitud de onda: 820 nm. Longitud máx: 2000 metros
- Conectores: RJ45 10Base-T ST 1 (10Base-FL)
- Aislamiento: 10Base-T: Transformador aislado. Voltaje de aislamiento mín.: 1500 VCA RMS/2250 VCC 10Base-FL: Óptico
- Protocolos: TCP/IP, Telnet, ION, Modbus RTU

Módem Interno

- Velocidad de transmisión de datos: 300 bps-33,6 kbps (V.34, V.32 bis, V.32, V.22 bis, V.22 A/B, V.23, V.21, Bell 212A, Bell 103) Detección automática de velocidad de transmisión de datos soportada
- Corrección de error: V.42 LAPM, MNP 2-4, MNP 10
- Compresión de datos: V.42 bis/MNP 5
- Interface: RJ11 (punta y anillo)
- Autorización gubernamental: FCC Parte 68 (EE.UU.), Industria de Canadá CS-03 (CAN)

- Módem CE: CTR21 (Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza y Reino Unido)

Condiciones ambientales

- Temperatura de func.: 20°C a +70°C (sin formación de hielo) (-4°F a 158°F)
- Almacenamiento: -40 a +85 C (-4°F a 185°F)
- Humedad: 5%-95% sin condensación

Transporte

- 7,1 libras / 3,2 kg
- 17 x 10 x 11 pulgadas (0,98 pies³)
- 40,8 x 24 x 27,9 cm (0,0235 m³)

Pantalla

- Tipo: pantalla de cristal líquido (LCD) FSTN
- Resolución: 320 x 240 píxeles (1/4 VGA)
- Temperatura: Pantalla operativa de -20°C a +60°C
- Luz de fondo: Iluminación fluorescente (CCFT)

Cumplimiento de la normativa**Cumplimiento IEC687: ***

- Cumple la norma IEC687 S0.2

Cumplimiento ANSI: *

- Cumple la norma ANSI C12.20 CA0.2

* Los productos cumplen o superan los requisitos de precisión de las normas mencionadas. Todos los productos son sometidos a prueba internamente por Power Measurement. Algunos productos son sometidos a prueba por un laboratorio de terceros. Debido al factor de forma de algunos medidores, es posible que no sean aplicables todas las pruebas de cumplimiento ANSI/IEC. Para obtener más información al respecto, póngase en contacto con Power Measurement.

Seguridad/Diseño

- IEC1010 (EN61010-1) Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medición, control y de uso en laboratorio
- CSA C22.2 n° 1010-1 Asociación de Normas Canadienses
- UL3111-1 Equipo de medición, pruebas y generación de señales

Inmunidad electromagnética

- IEEE C.37-90.1-1989: Pruebas de capacidad estándar de resistencia al sobrevoltaje (SWC) para relés de protección y sistemas de relé (ANSI) (Todas las entradas salvo el puerto de comunicaciones de red).
- IEC1000-4-2 (EN61000-4-2/IEC801-2): Descargas electrostáticas (B).
- IEC1000-4-3 (EN61000-4-3/IEC801-3): Inmunidad de campos EM radiados (A).
- IEC1000-4-4 (EN61000-4-4/IEC801-4): Transitorios eléctricos rápidos (B).
- IEC1000-4-5 (EN61000-4-5/IEC801-5): Inmunidad al sobrevoltaje (B).
- IEC1000-4-6 (EN61000-4-6/IEC801-6): Inmunidad conducida.

- ANSI C62.41: Inmunidad al sobrevoltaje.
- IEC 1000-3-2 (EN61000-3-2) Límites para las emisiones de corrientes de armónicos (corriente de entrada del equipo < 16 amps por fase)
- IEC1000-3-3 (EN61000-3-3) Limitación de las fluctuaciones de voltaje en sistemas de bajo voltaje para equipos con una corriente nominal < 16 amps.
- ENV51040 Inmunidad ante campos magnéticos radiados (A)
- ENV51041 Inmunidad ante campos magnéticos conducidos (A)
- EN50082-2 Compatibilidad electromagnética, inmunidad

Emisión electromagnética

- FCC Parte 15 Subparte B, Dispositivo Digital de Clase A, Emisiones Radiadas²
- EN55011 (CISPR 11) Emisiones radiadas/conducidas 2 (Grupo 1, Clase A)
- EN55022 (CISPR 22) Emisiones radiadas/conducidas (Clase A)
- EN50081-2 Compatibilidad electromagnética, emisiones²

Emisión electromagnética

- FCC Parte 15 Subparte B, Dispositivo Digital de Clase A, Emisiones Radiadas
- EN55011 (CISPR 11) Emisiones radiadas/conducidas (Grupo 1, Clase A)
- EN55022 (CISPR 22) Emisiones radiadas/conducidas (Clase A)
- EN50081-2 Compatibilidad electromagnética, emisiones

**Marcas**

ISO 9002-94
Registration Cert# 002188

Otros

Garantía de calidad: ISO 9002-1994

Garantía

3 años piezas y mano de obra

Información de pedido

Tipo medidor	Cód. 1	Cód. 2	Cód. 3	Cód. 4	Cód. 5	Cód. 6	Cód. 7	Cód. 8	Cód. 9
P7X00	X X	X	0	B	X	X X	A	X	0
	Factor de forma	Entradas int.	Entradas voltaje	Alimentación	Frecuencia	Comunic.	E/S	Seguridad	Pedido especial

Medidor P7500 7500 ION con: 1MB de memoria de grabación, 10 módulos de registro de datos (160 canales), 128 muestras/ciclos de registros de formas de onda y armónicos hasta el 63.

P7600 7600 ION, con todas las funciones del 7500 ION más: 4MB de memoria de grabación estándar, 20 módulos de registro de datos (640 canales), 256 muestras/ciclos de registros de formas de onda y armónicos hasta el 127.

Factor de forma del 7500 ION

Cód. 1	A 0	7500 ION estándar con pantalla integrada y 1MB de memoria de registro
Cód. 1	A 0	Pantalla integrada, con 4MB de memoria de registro
	B 0	Pantalla integrada, con 8MB de memoria de registro
Cód. 2	C	Estándar (entrada de corriente nominal de 5 Amp y 20 Amp a plena escala)
	E	Entrada de corriente nominal de 1 Amp y 10 Amp a plena escala
Cód. 3	0	Autorange (57 a 347 VCA)
Cód. 4	B	Estándar (85-240 VCA, ± 10%/47-63Hz/110-330 VCC, ±10%)
	5	Calibrado para sistemas de 50 Hz
Cód. 5	6	Calibrado para sistemas de 60 Hz
	A 0	Comunicaciones estándares: 1 puerto RS-232/485 (COM1), 1 puerto RS485 (COM2), puerto óptico frontal (COM3)
Cód. 6	C 1	Estándar más Ethernet (10BaseT), módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	C 4	Igual que C1 pero con módem compatible con CTR21*
	D 1	Estándar más Ethernet (10BaseT, 10BaseFL), módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	D 4	Igual que D1 pero con módem compatible con CTR21*
	E 0	Estándar más Ethernet (10BaseT)
	F 0	Estándar más Ethernet (10BaseT, 10BaseFL)
	M 1	Estándar más módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	M 4	Igual que M1 pero con módem compatible con CTR21*
Cód. 7	A	Ninguno
	D	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro entradas analógicas de 0 a 1mA
	E	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro entradas analógicas de 0 a 20mA
	H	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro salidas analógicas de -1 a 1mA
	K	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro salidas analógicas de 0 a 20mA
	N	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro entradas y salidas analógicas de 0 a 20mA
	P	Tarjeta de amplificación estándar con cuatro entradas analógicas de 0 a 1 y cuatro salidas analógicas de -1 a 1mA
Cód. 8	0	Estándar (protección con contraseña, sin bloqueo ni sellado)
	1	Protección con contraseña y bloqueable por hardware (activación/desactivación bloqueo mediante cable de conexión o tarjeta de comunicaciones)
	2	Cumple con los requisitos de bloqueo de la industria de Canadá
	3	Cumple con los requisitos de bloqueo de la industria de Canadá y sellado en fábrica (solo para envíos en Canadá)
Cód. 9	A	Ninguno
	C	Aplicación del tratamiento de tropicalización

* FCC Parte 68 (USA), aprobación de la Industria de Canadá CS03 (CAN)

* Compatible con CTR21 - Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Islandia, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza, Países Bajos y Reino Unido. El módem compatible con CTR21 es operativo en los países mencionados. Verifique sus requisitos locales para garantizar que el uso del producto está homologado en su país.

Opciones de comunicación de actualización retroactiva

E/S	Cód. 1
P760C	X X

Opciones comunic.

Cód. 1	A 0	Comunicaciones estándares: 1 puerto RS-232/485 (COM1), 1 puerto RS485 (COM2), puerto óptico frontal (COM3)
Cód. 1	C 1	Estándar más Ethernet (10BaseT), módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	C 4	Igual que C1 pero con módem compatible con CTR21*
Cód. 1	D 1	Estándar más Ethernet (10BaseT, 10BaseFL), módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	D 4	Igual que D1 pero con módem compatible con CTR21*
Cód. 1	E 0	Estándar más Ethernet (10BaseT)
	F 1	Estándar más Ethernet (10BaseT, 10BaseFL)
Cód. 1	M 1	Estándar más módem interno 33.6k (RJ11; aprobado por FCC; comparte COM3)
	M 4	Igual que M1 pero con módem compatible con CTR21*

Conozca al líder mundial

Power Measurement lleva más de dos décadas suministrando sistemas eficaces de monitoreo, análisis y control de la energía a sus clientes de todo el mundo, entre los que se encuentran empresas de suministro eléctrico, empresas comerciales e industriales y los principales fabricantes de equipos originales. Contamos con la certificación oficial ISO 9002. Permita que nuestra empresa de amplia experiencia le ofrezca una solución de gestión completa que superará todas sus expectativas.

Sede mundial

POWER MEASUREMENT LTD.
2195 Keating Cross Rd., Saanichton, BC
Canada V8M 2A5
Tel: 1-250-652-7100
Fax: 1-250-652-0411
email: sales@pml.com

Europa y Oriente Medio

POWER MEASUREMENT EUROPE
Bayreuther Strasse 6
D-91301 Forchheim, Germany
Tel. +49-9191-700525
Fax +49-9191-700520
email: pme@pml.com

Asia y el Pacífico

POWER MEASUREMENT AUSTRALIA
7/16 Ledger Road, Balcatta, Perth
Western Australia 6021
Tel: +61-8-9345-3866
Fax: +61-8-9345-3899
email: pma@pml.com



www.pml.com

Fecha de revisión: 30 de diciembre de 2000

© Power Measurement Ltd. Todos los derechos reservados.
Impreso en Canadá 70100-0135

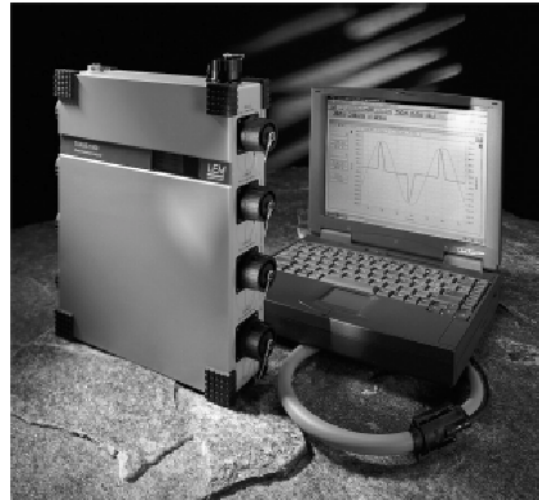
Todas las marcas son propiedad de sus respectivos propietarios. Esta expresamente prohibida la reproducción o retransmisión total o parcial de esta obra sin la autorización previa de Power Measurement Ltd. Para obtener la autorización de los derechos de copyright, póngase en contacto con la sede central de Power Measurement. La información aquí contenida podrá modificarse sin previo aviso.

**SU REPRESENTANTE
LOCAL**

Power Network Analyser TOPAS 1000

Effecting measurement tasks in medium and low voltage networks faster and with a single tool:

- ◆ Analyse disturbances and their causes
- ◆ Determine load capacity reserves at the transformer or its outputs
- ◆ Acquire and analyse transient events
- ◆ Monitor voltage quality according to EN 50160
- ◆ Detect interfering mains feedback and expensive power peaks
- ◆ Check the functioning of the ripple control system



General

TOPAS 1000 is a Power Network Analyser that can be used to detect interference sources and evaluate mains voltage quality in compliance with the applicable standards. The extremely robust mechanical construction (IP65) of TOPAS 1000 proves the unit's worth especially in dirty or wet conditions. The large data memory (appr 1 GB) provides a method of effecting long-term recordings. These recordings are the basis for detailed evaluations and analyses to assess disturbances and the mains voltage quality. The following measurements can be effected with TOPAS 1000:

- ◆ Disturbance source detection
- ◆ Voltage, current and power analysis
- ◆ Load and energy measurements
- ◆ Transient analysis
- ◆ Signalling voltage analysis
- ◆ Mains voltage quality analysis as per EN 50160

Mains voltage quality measurement as per EN 50160

- ◆ Harmonics
- ◆ Interharmonics
- ◆ Flicker
- ◆ Voltage variations
- ◆ Imbalance
- ◆ Frequency

Measurement with adjustable time resolution from 20ms ... 24h

- ◆ RMS voltage
- ◆ RMS current
- ◆ Active power
- ◆ Apparent power
- ◆ Power factor
- ◆ Energy

Oscilloscope

- ◆ Voltage
- ◆ Current

Frequency spectrums

- ◆ Voltage
- ◆ Current
- ◆ Active power
- ◆ Reactive power
- ◆ Symmetrical components

Interference source detection

- ◆ Evaluation of flicker sources
- ◆ Detect causes for voltage dips
- ◆ Detect causes of distortion
- ◆ Analysis of resonances

Analysis of signalling voltage

- ◆ Measurement of signalling voltage on 3 voltage channels
- ◆ Measurement of signalling frequency
- ◆ Level measurement
- ◆ Telecontrol representation

Transients

- ◆ Recording in 4 voltage channels
- ◆ 100 kHz to 10 MHz sampling rate per channel
- ◆ 20 ms to 2s recording time
- ◆ Triggering at voltage level of high-frequency signal components
- ◆ 6 kV input voltage range

Hardware

- ◆ 8 identical potential-free channels
- ◆ Synchronised sampling
- ◆ Safe plastic housing
- ◆ Housing dust and splash-proof to IP65
- ◆ Large memory for long-term measurements
- ◆ Buffer battery for 5 minutes

Communication and data transfer

- ◆ Ethernet
- ◆ Serial interface
- ◆ Modem

TOPAS 1000 was developed in conjunction with energy supply companies with a view to field application and the requirements of operating electrical energy supply plants.

ELMES • HEME • NORMA



Measuring Functions

The measuring instrument can act as a data logger collecting measuring data over a longer period of time (months) and transferring them online to an analysis computer (typically a notebook). Measuring data can be called for during data logger operation without interrupting the measurements via one of the existing interfaces. An online display is also available.

TOPAS 1000 measures 4 currents and 4 voltages or, as an alternative, can also record 8 voltages.

The tables below give you an overview of all the measuring functions currently available.

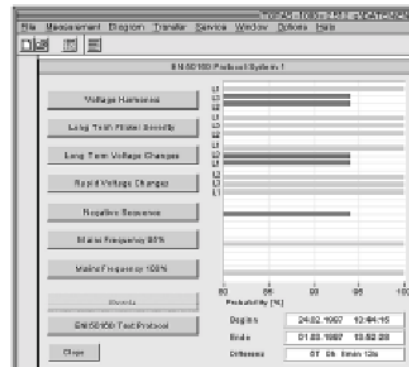
Week	Mains quality	
Day	Daily average 10	
Hour	Hourly average	
10 min	Minute average	
Events	Events	
3 sec	3 seconds average	
RMS	RMS values 10 ms – 1 week	
Oscilloscope	Oscilloscope 6.4 kHz / channel	
Transients	Transients 100 kHz – 10 MHz / channel	
Ripple control	Ripple control telegrams	
	Online measurements	Oscilloscope Transients Events

Measuring Data Analysis

The measuring results are displayed graphically as variation in time and cumulative frequency functions. The data can be superimposed in a diagram. Every data point can be selected by mouse-controlled cursor and its coordinates displayed in numerical fields. All the sections of a diagram can be exported as a text table. This table can be used to "Cut & Paste" in Windows via Clipboard or the measured data saved as text file. The table's format allows for importing into spreadsheet programs. Any number of analysis windows can be opened simultaneously. The analysed data is maintained until the respective window is closed again.

EN 50160 Analysis

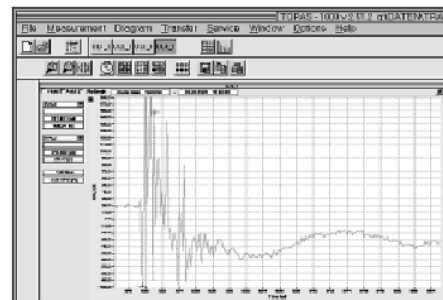
This analysis provides a rapid overview of the supply quality. Using the red and green bars it is possible to decide on the spot whether further tests are required.



A multitude of supplementary measuring functions are available in addition to this overview. It is only with these extended evaluation procedures that the cause of these limit violations can be determined.

Transients

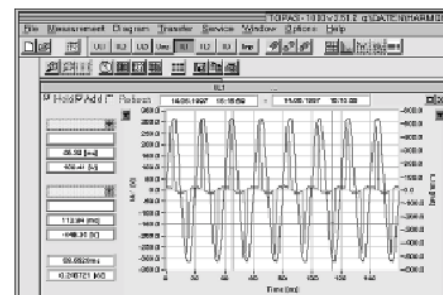
Transient switching or lightning surges can destroy electronic devices due to the high level of voltage. It is only by monitoring these pulses by means of transients analysis that such influences can be explained.



Electronic devices can also be the cause of such interferences. These influences with fairly low voltage levels are frequently the cause of computer crashes or malfunctioning devices. Finding these interference sources is only possible with fast-sampling transient analysis.

Oscilloscope

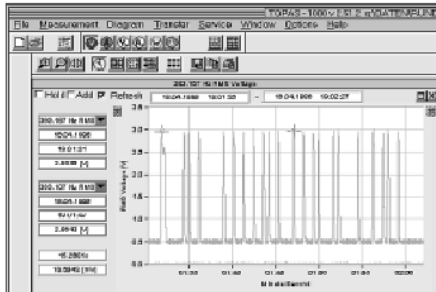
The oscilloscope function is used to evaluate current and voltage forms. Highly distorted voltages cause thermal overloads of neutral wires and transformers.



This function can also be used to represent amplitude spectrums of voltages, currents and power.

Ripple control analysis

Some equipment such as street lighting and heating are switched centrally by means of signalling voltage. Multi-tariff meters can also be switched with these signals. Interference may result in comprehensive, time-consuming analysis and damage to equipment.



This function provides a simple tool to detect the source of interference. All quantities which could influence these signals are analysed and displayed.

Events list

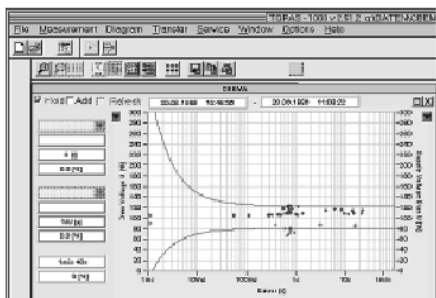
The events list provides a compact overview of all events that occurred. This representation is particularly compact. Thirty thousand events occupy only 1MB memory. This list can be transferred without problems even with slow modem connections.

Type	Date	Event	Cause	Device value
Over Voltage	02.08.1999	UC-00-35	100.00000	0.00
Under Voltage	02.08.1999	UC-00-36	100.00000	0.00
Over Voltage	02.08.1999	UC-00-37	100.00000	0.00
Under Voltage	02.08.1999	UC-00-38	100.00000	0.00
Over Current	02.08.1999	UC-00-39	100.00000	0.00
Under Current	02.08.1999	UC-00-40	100.00000	0.00
Over Voltage	02.08.1999	UC-00-41	100.00000	0.00
Under Voltage	02.08.1999	UC-00-42	100.00000	0.00
Over Current	02.08.1999	UC-00-43	100.00000	0.00
Under Current	02.08.1999	UC-00-44	100.00000	0.00
Over Voltage	02.08.1999	UC-00-45	100.00000	0.00
Under Voltage	02.08.1999	UC-00-46	100.00000	0.00
Over Current	02.08.1999	UC-00-47	100.00000	0.00
Under Current	02.08.1999	UC-00-48	100.00000	0.00
Over Voltage	02.08.1999	UC-00-49	100.00000	0.00
Under Voltage	02.08.1999	UC-00-50	100.00000	0.00

With the sorting functions it is possible to select and analyse the most prominent incidents. From this list you can make an easy and rapid selection of data required for further analysis.

CBEMA curve

The events list data can also be displayed in the CBEMA curve. In this list the events are evaluated according to their level and duration.



This graph provides an excellent overview of events at the point of connection.

Configuration

Before starting measurements as a data logger the measuring instrument must be configured via a computer. Configuration files can be stored, loaded and compiled with menu-guidance. The configuration menu provides for the following settings:

Descriptive text

A descriptive text can be entered into a text box with information on the measurement.

Nominal values and limit values

All the limits complying with EN 50160 can be set.

Interharmonics

The rms value of the interharmonics is measured. When a certain level is exceeded oscilloscopes are recorded and the intermediate frequency is determined. All the intermediate frequency (IF) signals can be acquired by the means of this method.

Measuring time

The beginning, the end and a measuring and pause time can be entered. By defining measuring and pause times it is possible to measure at precise times (e.g. midday peak from 12 am to 2 pm daily).

Memory management

It is possible to limit the hard disk memory for the various types of files. This will avoid the hard disk being filled unintentionally e.g. with instantaneous values. The memory management can be circular or linear. In the case of linear storage no more data is stored on reaching the memory limit. In the case of circular storage the oldest data records are overwritten.

Trigger conditions

TOPAS 1000 can select the trigger thresholds automatically. This operating mode requires no settings. The trigger thresholds can also be set manually by the user. When the trigger thresholds are exceeded harmonics, rms values and powers, oscilloscopes of current and voltage, transients and signalling voltage can be recorded. It is also possible to trigger upon exceeding one or more harmonics (1 – 50). For all channels it is possible to trigger on upper or lower violation of oscilloscopes or rms values.

Hardware settings

Current and voltage sensors can be connected to any channels. The assignment "measured quantity – channel" and the setting of the measuring range are effected during configuration. Certain measuring ranges or sensors can be predefined. If the wrong sensor is connected in that case the measuring instrument will react by flashing the LED of the respective channel. An additional scaling factor can be entered for each channel. With this it is possible to take into account the transformer ratio of current or voltage transformers.

Calibration

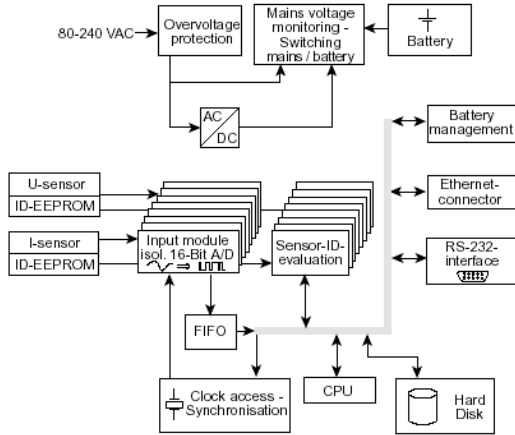
The calibration menu shows the calibration factors of all eight analogue channels and of the connected sensors. This menu can be used to calibrate channels and sensors and check the error limits with appropriate reference measuring instruments and signal sources.

Self-test

TOPAS 1000 features comprehensive functions for system diagnosis. The hard disk, input channels, sensors, interfaces and battery are tested and a diagnosis protocol is output. The analogue channels especially are tested by measuring the noise voltage and the offset voltage and the resulting data is compared with reference data.

Hardware

Block diagram



Analogue inputs

The instrument features 8 galvanically separated analogue inputs which can be configured for either current or voltage measurements.

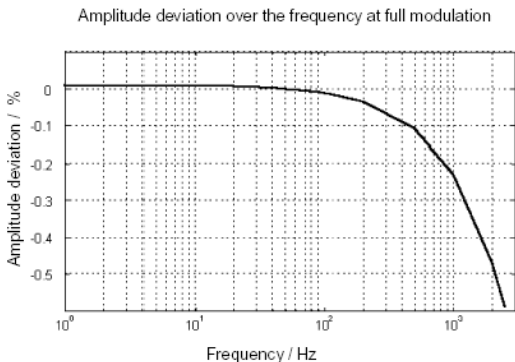
Each channel is equipped with a passive low-pass filter as protection against voltage transients and to limit build-up speeds, an anti-aliasing filter and a 16-bit A/D converter. All channels are sampled synchronously based on a joint, quartz-controlled clock pulse.

The filter structure of the analogue inputs lowers the frequency components and especially the noise voltage component above half the sampling rate of the A/D converter by 80dB, thus achieving very small measuring errors in an exceptionally large amplitude range. Nor will this small measuring error be exceeded under extreme operating conditions such as transient voltage swells at the output of converters.

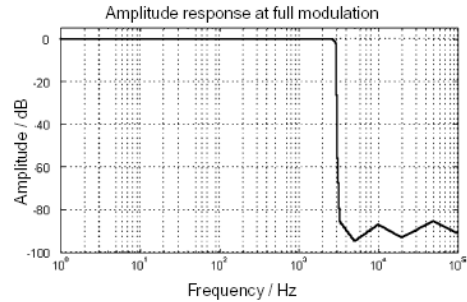
The instrument effects narrow-band measurements with precisely defined frequency response. Between the 3dB limit frequency at 0.45-fold sampling frequency and the 1.2 higher frequency the amplitude response falls 80dB below the A/D converter's resolution. Within the range of this amplitude fall particular attention is paid to mostly identical phase responses of the analogue inputs in order to avoid errors during power measurement.

Frequency response

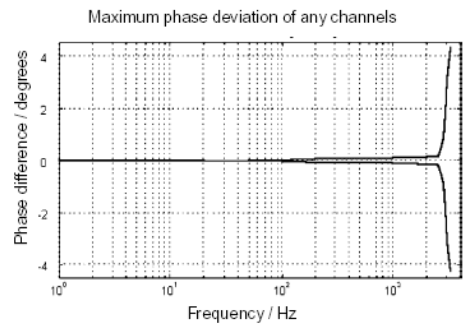
At a sampling rate $f_s = 6400\text{Hz}$ the amplitude deviation goes from 0Hz to 2500Hz.



Amplitude response from 0 Hz to 100 kHz

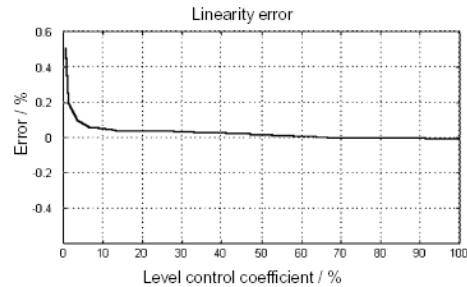


Phase difference of any analogue channels from 0-0.54 fa



Linearity

At a sampling rate $f_s = 6400\text{Hz}$ the measured value error at 50 Hz amounts to:



Measuring error total

The total measuring error including voltage or current sensor is far below the error as per Class 0.5 and Harmonic Class A of standard EN 61000-4-7. The actual total error results from the specification of the analogue part and the corresponding sensor. The error values indicated apply to the warmed up instrument at 25°C ambient temperature. The error limits indicated apply up to the maximum voltage build-up speed.

The instrument is basically suited for current, voltage and power measurements at the output of frequency converters. Direct current measurements at the converter with shunts are also possible. Taking into account the maximum voltage slew rate the same error indications apply as on the mains.

Total error for rms values $< 0.5\%$ of measured value at $f < 2500\text{Hz}$, full scale, ambient temperature 25°C, averaging time $> 10\text{ms}$.

Total error for rms values $< 0.1\%$ of measured value at $f = 50\text{Hz}$, full scale, ambient temperature 25°C, averaging time $> 10\text{ms}$.

Total error for powers at $f < 2500\text{Hz}$, accuracy $< 1\%$ of full scale, ambient temperature 25°C, averaging time $> 10\text{ms}$; $< 2.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f < 2500$ Hz, full modulation, ambient temperature 25°C , averaging time $> 10\text{ms}$: $< 1.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f = 50$ Hz, accuracy $< 1\%$ of full scale, ambient temperature 25°C , averaging time $> 10\text{ms}$: $< 1\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.

Total error for powers at $f = 50$ Hz, full modulation, ambient temperature 25°C , averaging time $> 10\text{ms}$: $< 0.2\%$ of measured value at $\cos\phi = 1$.
(The errors of connected sensors are not taken account of).

Common mode rejection

Common mode rejection between 0 Hz and 100 kHz: -130 dB of measuring range.

Temperature drift

Change of amplification through temperature: $< 150\text{ ppm/K}$.

Ageing

Change of amplification through ageing: $< 0.06\%$ / year.

Noise

Noise voltage at short-circuit input: $< 20\text{ mV}$.
Spectral noise voltage density: $0.4\mu\text{V}/\sqrt{\text{Hz}}$.

Nominal data

Input resistance $1\text{ M}\Omega$
Input capacitance 5 pF
Measuring range (peak value) 280 mV
Overload capacity 1000 V cont.
Maximum voltage slew rate: $15\text{ kV}/\mu\text{s}$

Sampling

The sampling rate is synchronised to mains frequency and will be 6400 Hz typically on a 50 Hz network. Synchronisation is possible in the range from $45\text{--}65\text{ Hz}$ with a resolution of 10 ppm . The absolute error limit for frequency measurement is 200 ppm .

Measuring cycles

As per EN 61000-4-7:
Frequency 10 s , 3 s , 10 mn , 1 h , 24 h
RMS voltage 10 s , 3 s , 10 mn , 1 h , 24 h
Harmonics $160 / 320\text{ ms}$
As per EN 60868:
Flicker 20 ms , 10 mn , 2 h

Data memory

The measuring instrument is equipped with a 1 GB hard disk.

Interfaces

The instrument is accessed with an MS-Windows compatible computer (Windows 3.11, Windows 95, Windows NT) and the network software included in these operating systems, preferably Ethernet. For this, the instrument can be integrated into any Ethernet system. For 10 base 2 (twisted pair) the integration is direct, for 10 base T (coaxial cable and BNC connector) via an adapter available as an accessory. As an alternative, it is also possible to communicate with the instrument via serial interface (RS 232) or modem.

Voltage supply

The instrument is supplied from a wide range power supply and can be operated with the following voltages:
● Alternating current, 45 Hz to 65 Hz , 100 V – 240 V and
● Direct current, 100 V to 375 V

In the case of a power supply failure an integrated battery takes over the supply of the measuring instrument for 5 minutes. After that, or when the battery hasn't got enough capacity, the measuring instrument switches off and continues with the last settings valid after re-establishment of the voltage supply.

Safety

TOPAS 1000 conforms with CE Marking requirements and complies with EN 61010 "Safety regulations for electric measuring, control, automatic control and laboratory instruments". The housing and connectors of **TOPAS 1000** are made exclusively of non-conducting materials.

Protective system

With closed interface cover **TOPAS 1000** complies with protective system IP65 (dust and splash proof).

Operating temperature range

$0 \dots 40^{\circ}\text{C}$ ambient temperature.

The instrument was developed on the condition that instrument's temperature upon power ON would be between 0°C and 40°C , with enough heat to operate at ambient temperatures down to -20°C . The only component which cannot be specified for operation down to -20°C is the hard disk.

Dimensions and weight

H x W x D: $300 \times 325 \times 65\text{ mm}^3$
Weight: approx. 4 kg

Display

TOPAS 1000 features 9 LEDs as status displays. The mains LED shows the power supply's status. There is a separate LED for each channel providing information on accuracy and possible faults for the respective channel.

Mains LED

- Permanent light means uninterrupted power supply.
- Flashing light means supply via battery in the case of failure of mains supply.

Channel LEDs

- Brief light ON means too a low or no measuring signal
- Brief light OFF means overload
- Permanent light means "channel o.k."
- Rapid flashing means "sensors incorrectly connected".

Probes

Voltage probes for various ranges between 200 mV and 660 V are available for operating **TOPAS 1000**.

Current ranges for direct current measurement (shunts) are available for any ranges between 20 mA and 5 A .
Passive current clamps (AC only) are available in ranges with 1 A and 1000 A (switchable current clamp). An active high-precision current sensor (AC and DC) with two switchable measuring ranges of 100 A and 1000 A is available as a special accessory.

All the probes feature a memory for calibration factors and serial number which is read automatically by the measuring instrument. Current clamp and high-precision current probes additionally feature a software-controlled measuring range toggle.

Basically, any measuring data recorder whose outputs supply currents and voltages in the available ranges can be used on **TOPAS 1000**.

Technical data

Inputs

Isolated (each input separate), 600 V CAT III
Rated input voltage 0.2 V rms
One 16-bit A/D converter with anti-aliasing filter per channel
Accuracy <1 % from 0 ... 2.5 kHz
Precision class A to EN 61000-4-7

Measurement

Sampling rate typ. 6.4 kHz at 50 Hz mains frequency synchronizes to fundamental frequency automatically
45-65 Hz (error <10 ppm)
Transients 100 kHz ... 10 MHz/channel
Measurement intervals: 10 ms, 0.16 s, 0.32 s, 3 s (10 s), 10 min, 1 h, (2 h), 24 h, 1 week

Logging mode

Mains statistics to EN 50160, rms values, max. values, flicker level, voltage dips, overvoltages, supply interruptions, (short and long-term), harmonics, interharmonics, THD, voltage imbalance, signal voltages, harmonic power by magnitude and phase, Ripple control signal analysis, Transients

On-line mode

Oscilloscope current and voltage, FFT of time functions, distortion factors, active and reactive power spectra, rms values, mean values, active power, power factors, positive sequence, negative sequence and zero phase sequence systems.

Interfaces

Ethernet (compatible with Windows 3.11, Windows 95 and Windows NT)
Serial Interface (RS 232)
Modem

Memory

> 540 MB hard disk

Dimensions and weight

H x W x D: 300 x 325 x 65 mm³
Weight: approx. 4 kg

Protection class

IP 65

Operating temperature range

0 ... 40 °C
optionally -20 ... 50 °C

Order References TOPAS 1000

Order Reference

TOPAS 1000 basic package
Option trigger functions
Option transients analysis
Option ripple control signal analysis
Carrying case
Current clamp 1000/100 A
Current clamp 500/50 A
Current clamp 100/10 A
Flexible current probes LEM-flex 2000A
Shunt 1A
Shunt 5A
Voltage probes 400 V
Voltage probes 100 V
Safety adapter

Order No.

A 550 5100 10
A 550 5001 10
A 550 5002 10
A 550 5003 10
A 550 5004 10
A 680 5010 52
A 680 5010 51
A 680 5010 50
A 680 5010 53
A 680 5010 54
A 680 5010 55
A 680 5020 02
A 680 5020 01
A 680 5020 03



TOPAS 1000

Distributor



LEM NORMA GmbH
Palmerstraße 2
A-2351 Wiener Neudorf
PHONE: +43(0)2236 691-0
FAX: +43(0)2236 63 080
E-mail: lno@lem.com

LEM UK LTD
Geneva Court, 1 Penketh Place, West Pimbo
Skelmersdale, Lancashire WN8 9QX
PHONE: 01695 - 720 777
FAX: 01695 - 507 04
E-mail: luk@lem.com

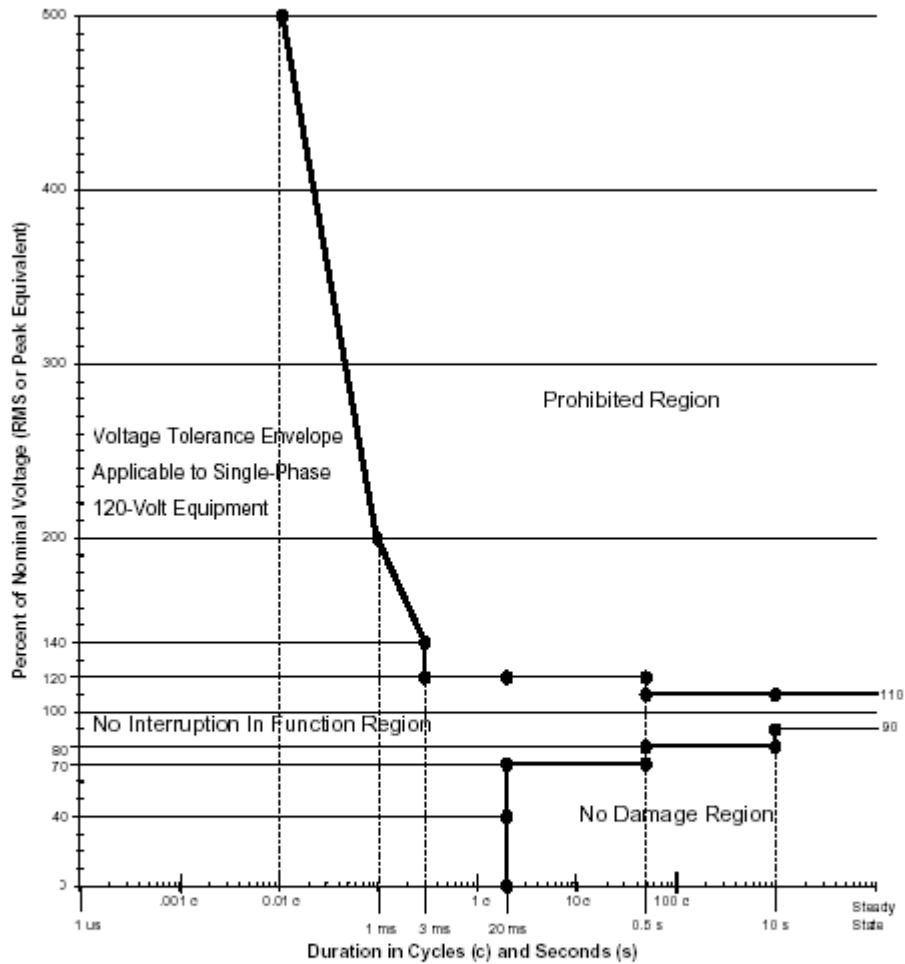
Printed in Austria.
Technical modifications reserved.
Publication A 98480 E (11.98 · 5 · GD)

LEM Instruments Inc.
23822 Hawthorne Boulevard #100
Torrance, CA 90505
PHONE: 1-310-373-0966
FAX: 1-310-373-9056
E-mail: liu@lem.com

ANEXO 2

Curva CBEMA/ITIC

ITI (CBEMA) Curve
(Revised 2000)



Published by:

Information Technology Industry Council (ITI)
1250 Eye Street NW Suite 200 Washington DC 20005
202-737-8888
<http://www.itic.org>

May be reprinted with permission.

Se presenta la curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturers Association). Esta curva brinda información sobre la sensibilidad de los equipos a las variaciones de voltaje. Se establece que en general los equipos pueden soportar variaciones desde el 90% hasta el 110% del voltaje nominal en estado estable.

ANEXO 3

Clasificaciones IP y NEMA para aislamiento

Clasificación NEMA (EE.UU.)

NEMA (Asociación nacional de fabricantes de electricidad) prepara las normas que definen un producto, proceso o procedimiento referente a uno o varios de los siguientes términos: nomenclatura, composición, construcción, dimensiones, tolerancias, seguridad, características de funcionamiento, rendimiento, calidad, capacidad eléctrica, pruebas y servicio para el que está diseñado.

Esta norma proporciona grados de protección para Cerramientos para equipo eléctrico (1000 voltios máximo) similar a los del estándar IEC 529. En el momento de la impresión de este paquete informativo, este contenía la información más reciente de la Publicación de las Normas NEMA.

Locales no peligrosos

Los cerramientos (cajas) tipo 1, diseñados para utilización en interiores, sirven para proporcionar un grado de protección contra el contacto con equipo adjunto.

Los cerramientos tipo 3, diseñados para utilización en exteriores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra el polvo y la lluvia transportados por el viento, aguanieve y formación externa de hielo.

Los cerramientos tipo 4, diseñados para utilización en interiores o exteriores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra el polvo y lluvia transportados por el viento, salpicaduras de agua y agua directa procedente de una manguera.

Los cerramientos tipo 4X, diseñados para utilización en interiores o exteriores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra la corrosión, polvo y la lluvia transportados por el viento, salpicaduras de agua y agua directa procedente de una manguera.

Los cerramientos tipo 6, diseñados para utilización en interiores o exteriores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra la intrusión de agua durante una sumersión temporal producida a una profundidad limitada.

Los cerramientos tipo 6P, diseñados para utilización en interiores o exteriores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra la intrusión de agua durante una sumersión prolongada a una profundidad limitada.

Los cerramientos tipo 12, diseñados para utilización en interiores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra el polvo, la superposición de suciedad y el goteo de líquidos no corrosivos.

Los cerramientos tipo 13, diseñados para utilización en interiores, sirven para proporcionar un grado de protección (estanquidad) contra el polvo, salpicaduras de agua, aceite y fluido refrigerante no corrosivo.

Nota: En general, los cerramientos se basan en las amplias definiciones enumeradas en las normas NEMA. Por lo tanto, será necesario decidir qué cerramiento en concreto es el adecuado en función de las condiciones específicas que puedan existir en las aplicaciones deseadas. A menos que sea notificado, todas las referencias a los productos referentes al tipo de cerramiento NEMA están basados en la evaluación de Honeywell y en las pruebas realizadas por Underwriter's Laboratory (UL).

La Publicación de las Normas NEMA prueba los productos bajo condiciones del ambiente tales como corrosión, oxidación, hielo, aceite y fluidos refrigerantes. La norma IEC 529 no lo hace, y no especifica el grado de protección contra los daños mecánicos al equipo. Por esta razón, y porque las pruebas y evaluaciones para otras características no son idénticas, las Designaciones de la clasificación de cerramientos IEC para la clasificación de cerramientos no pueden igualarse exactamente con los Números NEMA de tipo de cerramientos.

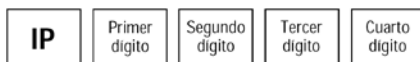
Grado de protección (estanquidad)

Clasificación IP

La norma IEC 529 describe un sistema para la clasificación del grado de protección, o estanquidad, proporcionado por los cerramientos (las cajas) de los equipos eléctricos.

El grado de protección (estanquidad) proporcionado por los cerramientos se indica por medio del código IP.

Este sistema de código utiliza las letras "IP" (Protección Internacional) seguidas hasta cuatro dígitos, de los cuales normalmente sólo se emplean dos.



Primer dígito	Protección contra el ingreso de objetos sólidos
IP	PRUEBA
0	no protegido
1	protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 50 mm
2	protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 12 mm
3	protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 2,5 mm
4	protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 1 mm
5	protegido contra ingreso limitado de polvo (sin depósitos nocivos)
6	totalmente protegido contra el polvo

Segundo dígito	Protección contra el ingreso de agua
IP	PRUEBA
0	no protegido
1	protegido contra las caídas verticales de gotas de agua
2	protegido contra caídas verticales de gotas de agua cuando el cerramiento tiene una inclinación máxima de 15 grados
3	protegido contra el agua en forma de lluvia con inclinación máxima de 60 grados
4	protegido contra las salpicaduras de agua desde todas las direcciones; ingreso limitado, sin efectos perjudiciales
5	protegido contra los chorros de agua a baja presión desde todas las direcciones; ingreso limitado permitido
6	protegido contra los chorros de agua a alta presión desde todas las direcciones; ingreso limitado permitido
7	protegido contra los efectos de la inmersión temporal en agua

El primer dígito es numérico e indica el grado de protección (estanquidad) dentro del cerramiento contra la entrada de objetos extraños sólidos y el acceso de personas a partes peligrosas.

El segundo dígito también es numérico e indica el grado de protección (estanquidad) contra el ingreso de **AGUA** en el cerramiento.

El tercer dígito es una letra e indica el grado más alto de protección de personas contra el acceso a partes peligrosas.

El cuarto dígito también es una letra y se emplea en casos excepcionales para información suplementaria.

Cuando no sea necesario especificar el primer o segundo dígito, se sustituirá por la letra "X" ("XX" si no se requieren los dos dígitos).

Aunque las tablas siguientes sirven como directriz para el grado de protección (estanquidad), Honeywell recomienda a los clientes que consulten las Normas IEC oficiales para obtener las definiciones exactas. Si surge alguna duda acerca del grado de protección requerido para una aplicación particular, consultar al representante oficial local de Honeywell.

Nota: La norma IEC 529 no se refiere a la protección contra la oxidación, la corrosión, el hielo o los disolventes corrosivos (por ejemplo, líquidos de corte) y ese producto codificado IP 67 no tiene que cumplir necesariamente con los requisitos IP 66.

ANEXO 4

Listado y orden de parámetros de medición

No de Columna	Nombre de columna	Descripción	Límite
1	KWh del	Energía	No limite
2	VIn a	Voltaje A	± 8% o ±10% según el punto
3	VIn b	Voltaje B	± 8% o ±10% según el punto
4	VIn c	Voltaje C	± 8% o ±10% según el punto
5	VIn avg	Voltaje Promedio	± 8% o ±10% según el punto
6	PF sign a	F. de Potencia A	0,92
7	PF sign b	F. de Potencia B	0,92
8	PF sign c	F. de Potencia C	0,92
9	PF sign tot	F. de Potencia Total	0,92
10	V1 Total HD	Distorsión Total de Voltaje A	8
11	V2 Total HD	Distorsión Total de Voltaje B	8
12	V3 Total HD	Distorsión Total de Voltaje C	8
13	Freq mean	Frecuencia	60
14	V1-Flick Pst	Parpadeo de corta duración A	1
15	V2-Flick Pst	Parpadeo de corta duración B	1
16	V3-Flick Pst	Parpadeo de corta duración C	1
17	V1 HD 2	2º Armónico A	1,5
18	V1 HD 3	3º Armónico A	5
19	V1 HD 4	4º Armónico A	1
20	V1 HD 5	5º Armónico A	6
21	V1 HD 6	6º Armónico A	0,5
22	V1 HD 7	7º Armónico A	5
23	V1 HD 8	8º Armónico A	0,5
24	V1 HD 9	9º Armónico A	1,5
25	V1 HD 10	10º Armónico A	0,5
26	V1 HD 11	11º Armónico A	3,5
27	V1 HD 12	12º Armónico A	0,2
28	V1 HD 13	13º Armónico A	3
29	V1 HD 14	14º Armónico A	0,2
30	V1 HD 15	15º Armónico A	0,3
31	V1 HD 16	16º Armónico A	0,2
32	V1 HD 17	17º Armónico A	2
33	V1 HD 18	18º Armónico A	0,2
34	V1 HD 19	19º Armónico A	1,5
35	V1 HD 20	20º Armónico A	0,2
36	V1 HD 21	21º Armónico A	0,2
37	V1 HD 22	22º Armónico A	0,2
38	V1 HD 23	23º Armónico A	1,5
39	V1 HD 24	24º Armónico A	0,2

40	V1 HD 25	25° Armónico A	1,5
41	V1 HD 26	26° Armónico A	0,2
42	V1 HD 27	27° Armónico A	0,2
43	V1 HD 28	28° Armónico A	0,2
44	V1 HD 29	29° Armónico A	1,3
45	V1 HD 30	30° Armónico A	0,2
46	V1 HD 31	31° Armónico A	1,2
47	V1 HD 32	32° Armónico A	0,2
48	V1 HD 33	33° Armónico A	0,2
49	V1 HD 34	34° Armónico A	0,2
50	V1 HD 35	35° Armónico A	1,1
51	V1 HD 36	36° Armónico A	0,2
52	V1 HD 37	37° Armónico A	1
53	V1 HD 38	38° Armónico A	0,2
54	V1 HD 39	39° Armónico A	0,2
55	V1 HD 40	40° Armónico A	0,2
56	V2 HD 2	2° Armónico B	1,5
57	V2 HD 3	3° Armónico B	5
58	V2 HD 4	4° Armónico B	1
59	V2 HD 5	5° Armónico B	6
60	V2 HD 6	6° Armónico B	0,5
61	V2 HD 7	7° Armónico B	5
62	V2 HD 8	8° Armónico B	0,5
63	V2 HD 9	9° Armónico B	1,5
64	V2 HD 10	10° Armónico B	0,5
65	V2 HD 11	11° Armónico B	3,5
66	V2 HD 12	12° Armónico B	0,2
67	V2 HD 13	13° Armónico B	3
68	V2 HD 14	14° Armónico B	0,2
69	V2 HD 15	15° Armónico B	0,3
70	V2 HD 16	16° Armónico B	0,2
71	V2 HD 17	17° Armónico B	2
72	V2 HD 18	18° Armónico B	0,2
73	V2 HD 19	19° Armónico B	1,5
74	V2 HD 20	20° Armónico B	0,2
75	V2 HD 21	21° Armónico B	0,2
76	V2 HD 22	22° Armónico B	0,2
77	V2 HD 23	23° Armónico B	1,5
78	V2 HD 24	24° Armónico B	0,2
79	V2 HD 25	25° Armónico B	1,5
80	V2 HD 26	26° Armónico B	0,2
81	V2 HD 27	27° Armónico B	0,2

82	V2 HD 28	28° Armónico B	0,2
83	V2 HD 29	29° Armónico B	1,3
84	V2 HD 30	30° Armónico B	0,2
85	V2 HD 31	31° Armónico B	1,2
86	V2 HD 32	32° Armónico B	0,2
87	V2 HD 33	33° Armónico B	0,2
88	V2 HD 34	34° Armónico B	0,2
89	V2 HD 35	35° Armónico B	1,1
90	V2 HD 36	36° Armónico B	0,2
91	V2 HD 37	37° Armónico B	1
92	V2 HD 38	38° Armónico B	0,2
93	V2 HD 39	39° Armónico B	0,2
94	V2 HD 40	40° Armónico B	0,2
95	V3 HD 2	2° Armónico C	1,5
96	V3 HD 3	3° Armónico C	5
97	V3 HD 4	4° Armónico C	1
98	V3 HD 5	5° Armónico C	6
99	V3 HD 6	6° Armónico C	0,5
100	V3 HD 7	7° Armónico C	5
101	V3 HD 8	8° Armónico C	0,5
102	V3 HD 9	9° Armónico C	1,5
103	V3 HD 10	10° Armónico C	0,5
104	V3 HD 11	11° Armónico C	3,5
105	V3 HD 12	12° Armónico C	0,2
106	V3 HD 13	13° Armónico C	3
107	V3 HD 14	14° Armónico C	0,2
108	V3 HD 15	15° Armónico C	0,3
109	V3 HD 16	16° Armónico C	0,2
110	V3 HD 17	17° Armónico C	2
111	V3 HD 18	18° Armónico C	0,2
112	V3 HD 19	19° Armónico C	1,5
113	V3 HD 20	20° Armónico C	0,2
114	V3 HD 21	21° Armónico C	0,2
115	V3 HD 22	22° Armónico C	0,2
116	V3 HD 23	23° Armónico C	1,5
117	V3 HD 24	24° Armónico C	0,2
118	V3 HD 25	25° Armónico C	1,5
119	V3 HD 26	26° Armónico C	0,2
120	V3 HD 27	27° Armónico C	0,2
121	V3 HD 28	28° Armónico C	0,2
122	V3 HD 29	29° Armónico C	1,3
123	V3 HD 30	30° Armónico C	0,2

124	V3 HD 31	31º Armónico C	1,2
125	V3 HD 32	32º Armónico C	0,2
126	V3 HD 33	33º Armónico C	0,2
127	V3 HD 34	34º Armónico C	0,2
128	V3 HD 35	35º Armónico C	1,1
129	V3 HD 36	36º Armónico C	0,2
130	V3 HD 37	37º Armónico C	1
131	V3 HD 38	38º Armónico C	0,2
132	V3 HD 39	39º Armónico C	0,2
133	V3 HD 40	40º Armónico C	0,2

Para adquirir estos datos de cualquier medidor en este orden se debe configurar la grabación de los mismos en este orden. Por lo general estos medidores disponen de un software básico que permite, por medio de “queries”, ordenar los parámetros a grabar y el orden que se los va a descargar al computador.

Normalmente todos los medidores pueden bajar sus registros a un archivo de texto compatible con EXCEL. De aquí parte el funcionamiento del programa *CUMPLIMIENTO*.

