

**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**

DONACION



RECIBIDO

27 NOV 2000

CALIDAD DE LA ENERGÍA, PARÁMETROS DE MEDICIÓN

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Lord I. Rengifo S.
Roddy Acosta N.

Valencia, Septiembre de 2000

**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**

CERTIFICADO DE APROBACIÓN

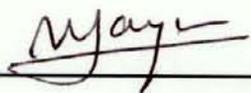
Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado "**Calidad de la Energía, Parámetros de medición**", realizado por los bachilleres: Lord Rengifo cédula de identidad: 10.633.290 y Roddy Acosta, cédula de identidad: 81.959.332, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.



Prof. Cesar Ruiz
Presidente



Prof. Eduardo Clamens
Jurado



Prof. Nelson Laya
Jurado

Valencia, Septiembre de 2000

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de investigación ha sido posible gracias a la colaboración de numerosas personas a quienes queremos expresar nuestro agradecimiento.

Al personal de Eleoccidente, específicamente al departamento de planificación por la valiosa información que nos suministró para la elaboración de este trabajo.

A la institución FUNDELEC quien gentilmente suministró información esencial referente a las normas y sanciones en América Latina así como datos de la empresa SENECA y su reglamento actual, con los cuales se pudo elaborar y cumplir satisfactoriamente con todos los objetivos propuestos.

Queremos expresar especial agradecimiento en general a los profesores del departamento de potencia, haciendo especial mención de nuestro tutor el Prof. Cesar Ruiz por su valiosa colaboración y apoyo en el desarrollo de este tema que es totalmente novedoso en el país.

A la Prof. Rosednell Perdomo por habernos suministrado gentilmente el laboratorio de potencia donde pudimos elaborar este trabajo.

A los Profs. Egilda Perez y Manuel Merida quienes desinteresadamente nos brindaron su cálido apoyo durante la ultima etapa de nuestro trabajo.

También a todos los que indirectamente colaboraron y nos apoyaron durante el desarrollo de este tema damos nuestras más sinceras, Gracias.

Dedicatoria

Cuantas cosas son verdaderamente importantes para el ser humano, pocas en realidad. Todo lo que necesitamos quedó expuesto en las palabras de un sabio rey de la antigüedad que tuvo el tiempo y la sabiduría necesarios para meditar en las actividades que rodeaban la vida del hombre, *“La conclusión del asunto habiendo oído todo es: teme al Dios verdadero y guarda sus mandamientos porque este es todo el deber del hombre”*. Que lástima que a veces nos olvidemos del papel del Creador en nuestras vidas o no lo reconozcamos, aquel que nos ha dado la oportunidad de aún siendo tan poco poder llegar tan lejos. Gracias sería muy poco para expresar mi agradecimiento por haberme dado las fuerzas y el valor para acometer esta tarea y haberla terminado con éxito, por tener unos padres maravillosos que con esfuerzo y dedicación me han ayudado y apoyado sin reservas a lo largo de toda esta trayectoria. Por tantas otras cosas, Gracias.

A mis padres también estoy muy agradecido, además a mi hermano y al resto de mi familia por haber estado a mi lado en los más difíciles momentos y haber vencido juntos los más grandes obstáculos, ahora también juntos disfrutaremos este momento de logro sobre las metas y objetivos planteados.

R. A.

DEDICATORIA

A Dios, por recordarme que esta siempre a mi lado.

A mis padres, Olga y Antonio por creer en mi.

A mi hermano Angel, por saber comprenderme.

A mi familia, por apoyarme.

A mis compañeros de estudios por haber compartido este esfuerzo.

A mi compañero Roddy, por haber compartido este proyecto.

A Sra. Rosa por haberme permitido ser su inquilino.

A mi compañero Gerardo, por estar en las buenas y en las malas.

A mis compañeros de residencia.

A mis amigos y compañeros que de una y otra forma contribuyeron a lograr este éxito, también de Uds.

Lord

Glosario

ANSI (American National Standard Institute) Instituto nacional norteamericano
para el desarrollo de estándares

ASD (Adjustable Speed Drives) Variadores de velocidad

BIL (Basic Impulse Level) Nivel básico de aislamiento

CBMA (Computer and Bussines Manufacturer Association) Asociación de fabricantes
y comercializadores de computadores

CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) Comité Europeo
para el desarrollo de estándares técnicos

CNEE Comisión Nacional de Energía Eléctrica

EMTP (Electromagnetic Transient Program) Software para el análisis de transitorios y
fenómenos electromagnéticos

EPRI (Electrical Power Research Institute) Instituto de investigación eléctrica en el
área de potencia

EPRI DPQ Project (EPRI Distribution Power Quality Project) Proyecto de calidad de
la potencia eléctrica en redes de distribución realizado por EPRI

FUNDELEC Fundación para el desarrollo eléctrico

HVDC (High Voltage DC)	Sistemas de alta tensión DC
IEC (International Electrotechnical Commission)	Comisión electrotécnica internacional
IEEE (Institute of Electric and Electronic Engineers)	Instituto de Ingenieros electricistas y electrónicos
ITIC (Information Technology Industry Council)	Consejo de la industria de la tecnología de la información
NEMA (National Electric Manufacturer Association)	Asociación nacional de fabricantes de equipos eléctricos
NIST (National Institute of Standards and Technology)	Instituto nacional de estándares y tecnología
PCC	Punto de Conexión Común
SENECA	Sistema Eléctrico de Nueva Esparta C.A
TDT	Tasa de Distorsión Total
THD (Total Harmonic Distortion)	Distorsión armónica total
UL	Underwriters Laboratories Inc
UPS (Uninterruptible Power Supply)	Sistemas de alimentación eléctrica continua

Contenido

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. TÉRMINOS Y DEFINICIONES	
1. Calidad de la energía, términos y definiciones	4
1.1 Transitorios	7
1.1.1 Impulso transitorio	8
1.1.2 Transitorio oscilatorio	10
1.2 Variaciones de la tensión de corta duración	14
1.2.1 Bajas de tensión de corta duración	14
1.2.2 Subidas de la tensión	18
1.2.3 Interrupciones	20
1.3 Variaciones de la tensión de larga duración	21
1.3.1 Sobretensiones	22
1.3.2 Caídas de la tensión	22
1.3.3 Interrupciones sostenidas	23
1.4 Desbalance de tensiones	23
1.5 Distorsión de la forma de onda	25
1.5.1 DC offset	25
1.5.2 Armónicos	26
1.5.2.1 Origen del problema: Fuentes Armónicas	27
1.5.2.2 Análisis matemático (Fourier)	30
1.5.2.3 Consecuencias de las Armónicas	32
1.5.3 Interarmónicos	35
1.5.4 Notching	35
1.5.5 Ruido	38

1.6 Fluctuaciones de la tensión	39
1.7 Variaciones de la frecuencia	41

CAPÍTULO 2. CAUSAS Y CONSECUENCIAS

2. Razones por las que algunos equipos son una fuente de problemas para la Calidad de la Energía	42
2.1.1 Estudio de equipos generadores de perturbaciones	47
2.2 Consideraciones básicas acerca de los equipos sensibles	51
2.3 Efecto de la Calidad de la Energía en los PC y sistemas de computación	54
2.4 Calidad de la Energía en las estaciones de generación	60
2.5 Calidad de la Energía en los sistemas de transmisión	61

CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

3. Ejecución de un estudio de Calidad de la Energía	63
3.1.1 Preparación del estudio de Calidad de la Energía	64
3.1.2 Inspección del sitio	66
3.1.3 Monitoreo de la fuente de alimentación	68
3.1.4 Análisis de los resultados del monitoreo y datos de inspección	68
3.1.5 Aplicación de soluciones correctivas	71
3.1.6 Reglas principales	71
3.2 Equipos de monitoreo	72
3.2.1 Equipos de monitoreo portátiles	73
3.2.2 Equipos de monitoreo no portátiles	77
3.3 Ejemplo práctico de un estudio de Calidad de la Energía	83

CAPÍTULO 4. NORMAS Y RECOMENDACIONES

4. Introducción a los estándares	91
4.1 Por qué es necesario comprender el problema	92
4.2 El papel de los estándares	93
4.3 Repaso de algunos estándares	98
4.3.1 Normas para regulación de tensión y desbalances	100
4.3.2 Normas para fluctuaciones de tensión (flicker)	103
4.3.3 Normas para las caídas de tensión e interrupciones transitorias	104
4.3.4 Caracterización de la sensibilidad de equipos frente a variaciones transitorias	105
4.3.5 Evaluación del sistema	108
4.3.6 Evaluación del impacto de corrientes armónicas en transformadores	110
4.3.7 Evaluación del conductor neutro debido a corrientes armónicas ..	112
4.3.8 Evaluación de los armónicos sobre el sistema	114
4.3.8.1 Evaluación de armónicos para usuarios individuales	115
4.4 Normas de Calidad de la Energía en América Latina	120
4.5 Normas sobre Calidad de la Energía en Venezuela	140
4.5.1 Calidad del producto técnico	142
4.5.2 Calidad del servicio técnico	149
4.5.3 Calidad en el alumbrado público	161
4.5.4 Calidad del servicio comercial	161
4.6 El papel de la nueva ley eléctrica	164
 CONCLUSIONES	 166
BIBLIOGRAFÍA	170
 ANEXOS	

Introducción

La calidad de la energía eléctrica no es un tema desconocido actualmente. Hasta la fecha se han realizado gran cantidad de estudios orientados a identificar los problemas que se presentan en este importante recurso. La razón por la que se han llevado a cabo grandes esfuerzos es sencilla, una mala calidad de la energía eléctrica genera inconvenientes que no pueden ser tolerados por los usuarios del servicio eléctrico ni por el sistema de potencia mismo. La gran mayoría de las aplicaciones encontradas en la industria moderna, se encuentran automatizadas en procesos que se han hecho cada vez más dependientes de dispositivos electrónicos de elevada integración, tales como PLC, variadores de velocidad, microprocesadores, entre otros, los cuales pueden ser afectados incluso por variaciones de muy corta duración en el suministro de energía eléctrica.

En Venezuela la Calidad de la Energía nunca se ha visto sometida a un estudio serio. Las empresas eléctricas, las cuales son directamente responsables de la energía entregada al consumidor, apenas están cambiando su punto de vista sobre los usuarios del servicio eléctrico y la energía que manejan. Tal situación sin embargo, no ha ocurrido por iniciativa propia de las empresas sino más bien ha sido inducida por los nuevos reglamentos obligatorios que se vislumbran para las distribuidoras eléctricas, los cuales pretenden elevar el recurso eléctrico nacional a la altura de valores internacionales. Por esta razón, la mayoría de las empresas involucradas se están adelantando a planificar la realización de estudios que les permitan de alguna manera conocer su situación actual y tratar de ajustarla para cumplir con estas normas que se le vienen encima. No obstante, se debe reconocer que los estudios apresurados generalmente no aportan soluciones importantes, más aún cuando se ha descuidado el recurso eléctrico por tantos años. Para llevar a la práctica correcciones realmente importantes en la Calidad de la Energía, primero es vital entender con claridad los fenómenos involucrados y sus posibles causas, así como la manera eficaz de estudiar cada fenómeno. A esto debe seguir una

comprensión clara de cómo los usuarios son afectados por los mismos, cuales son responsabilidad de la distribuidora y cuales no. Con esta información presente, no se caerá víctima de correcciones erróneas debidas a estudios realizados sin la debida información técnica disponible.

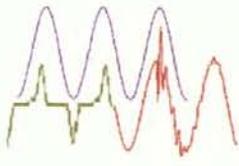
El siguiente trabajo de investigación ha sido realizado observando este mismo orden. El objetivo general del mismo ha sido la investigación completa de todo los aspectos involucrados en la Calidad de la Energía Eléctrica. Para esto ha sido necesario el desarrollo de varios objetivos específicos como son:

1. Investigación de la terminología usada para referirse a los fenómenos electromagnéticos que ocurren en la energía eléctrica de manera correcta. Con esto presente se realizó un repaso de la terminología contenida en la IEEE Std.1159-1995, la cual permite llegar a una comprensión clara de los diferentes aspectos que involucra la Calidad de la Energía Eléctrica. El desarrollo de esta ha sido un esfuerzo reciente de la IEEE por tratar de uniformizar los términos relacionados con la Calidad de la Energía y lograr una compatibilidad de lenguaje entre los diferentes sectores involucrados. Reconociendo la importancia de este hecho el primer capítulo de este trabajo se ha destinado a cubrir este importante objetivo, el cual es fundamental para el desarrollo y comprensión de todo el material relacionado con el tema.
2. Una investigación sobre como afecta una mala Calidad de la Energía Eléctrica a los consumidores así como también el origen de estos problemas es esencial para determinar el tipo de corrección necesaria o las normas que se pudiesen implementar para limitar las afecciones a otros consumidores. Este ha sido el segundo objetivo específico a cubrir por este trabajo documental, y el mismo se expone en el capítulo 2.
3. El tercer objetivo específico se cubre en el capítulo 3 y documenta el equipamiento necesario para acometer un estudio completo de la Energía Eléctrica. La manera correcta y ordenada de analizar los problemas de calidad del servicio o calidad del producto así como diferentes tipos de perturbaciones que pudieran introducir un

cableado mal diseñado, circuitos sobrecargados o transformadores mal calculados entre otros son también analizados.

4. Por supuesto no es posible hablar de Calidad de la Energía Eléctrica sin hablar de las compañías eléctricas distribuidoras y su normativa, las cuales son directamente responsables de la energía final entregada al consumidor. Este cuarto objetivo específico se cubre en el capítulo 4, repasando primeramente normas reconocidas internacionalmente como las contenidas en la IEEE 519-1992 y ANSI C84.1, y pasando luego a las normas de las empresas distribuidoras en América Latina, las cuales se encuentran muy avanzadas con respecto a Venezuela. Esta situación ha cambiado en el país, actualmente la nueva ley eléctrica ha planteado nuevos retos nunca antes vistos. Conceptos como “sanciones” nunca se habían mencionado dentro de este ámbito, por lo que ha sido oportuno documentar el entero tema de la Calidad de la Energía Eléctrica y a la vez realizar una investigación sobre la nueva normativa que será obligatoria para todas las empresas distribuidoras nacionales dentro de poco tiempo.

Para lograr el desarrollo completo de cada uno de los temas expuestos en este trabajo de investigación documental y cumplir satisfactoriamente todos los objetivos propuestos, fue necesaria la consulta a la institución FUNDELEC, organismo que participa activamente en el desarrollo de la nueva normativa y que tiene amplio conocimiento de la situación actual de la misma. También fue necesario visitar algunas empresas eléctricas y establecer contactos con otras a fin de conocer como se está manejando la energía eléctrica y las afecciones de las que los usuarios están siendo víctimas, con lo cual se ha llegado a conocer la magnitud de los cambios a realizar por las empresas distribuidoras nacionales para adaptarse al nuevo reglamento. El cumplimiento de todos los objetivos planteados, ha resultado en lo más importante y práctico sobre *“La calidad de la energía eléctrica y sus parámetros de medición.”*



CAPITULO 1. TÉRMINOS Y DEFINICIONES

1. Calidad de la energía, términos y definiciones

El siguiente capítulo tiene como objetivo describir los diferentes tipos de fenómenos que pueden ocurrir en un sistema de potencia, tratar de definir y organizar los mismos de manera consistente. Las definiciones están basadas en las prácticas recomendadas de la IEEE para el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica Std 1159-1995.

El término “Calidad de la Energía”, conocido también como “Calidad de la potencia eléctrica” es aplicado a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos en los sistemas de potencia. El constante incremento en la utilización de equipos electrónicos ha aumentado el interés en la calidad de la energía durante los últimos años, el mismo ha venido acompañado con el desarrollo de una terminología particular a fin de describir correctamente los fenómenos. Desafortunadamente esta terminología no ha sido consistente a través de los diferentes segmentos de la industria. Este hecho ha originado gran confusión, la cual a su vez ha sido la causante de que luego, los usuarios finales de un equipo no comprendan porque el mismo no funciona de acuerdo a lo esperado. El uso de palabras ambiguas ha originado interpretaciones erróneas, las cuales a su vez influyen en el diagnostico de la situación. Por ejemplo, el término “surge”, es usado para describir una amplia variedad de perturbaciones, las cuales hacen que un equipo no trabaje adecuadamente o que falle en un momento determinado. Un supresor de pico puede suprimir algunos de estos picos, pero puede no tener ningún efecto en otros.

La terminología presentada a continuación es un reflejo de los últimos esfuerzos por tratar de estandarizar las definiciones concernientes a la calidad de la energía. La siguiente tabla muestra las diferentes categorías usadas para tal fin. La tabla proporciona información en cuanto a espectro, duración, magnitud, para cada categoría del fenómeno electromagnético registrado. La categoría así como su descripción son importantes a fin de posibilitar una adecuada clasificación de las medidas tomadas en el sistema, y que a su vez permitirán diagnosticar los fenómenos perturbadores del sistema correctamente.

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de tensión típica
Transitorios			
Impulsos			
Nanosegundo	5 ns frente	< 50 ns	
Microsegundo	1 μ s frente	50 ns - 1 ms	
Millisegundo	0.1 ms frente	> 1 ms	
Oscilatorios			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 pu
Variaciones de corta duración			
Instantáneas			
Bajas		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
Subidas		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
Momentáneas			
Interrupciones		0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
Bajas		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Subidas		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
Temporales			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Bajas		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Subidas		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
Variaciones de larga duración			
Interrupciones, Sostenidas		> 1 minuto	0.0 pu
Caídas de tensión		> 1 minuto	0.8 - 0.9 pu
Sobretensiones		> 1 minuto	1.1 - 1.2 pu
Desbalance		Constante	0.5 - 2%
Distorsión de la forma de onda			
DC Offset		Constante	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Constante	0 - 20%
Inter-armónicos	0 - 6 kHz	Constante	0 - 2%
Huecos		Constante	
Ruido	Banda amplia	Constante	0 - 1%
Fluctuaciones de tensión	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
Variaciones de la frecuencia		< 10 s	

Tabla 1.1. Categorías y características típicas de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia. IEEE 11 1995.

1.1 Transitorios

Este término ha sido usado por largo tiempo en el análisis de los sistemas de potencia para denotar un evento o fenómeno indeseable en el sistema pero que es de corta duración por naturaleza.

Los transitorios son eventos de corta duración y elevadas corrientes o tensiones. Se considera transitorio a un fenómeno de duración inferior a 1ms, las frecuencias involucradas van desde KHZ hasta centenares de MHZ. El origen de los transitorios, según estudios realizados, revela que un 35% es debido a fenómenos naturales (relámpagos) y un 65%, a la conexión de cargas reactivas (motores, fluorescentes etc.). Otro origen de importancia son las descargas electrostáticas "ESD", debido al uso de fibras artificiales. Un transitorio, puede afectar de varias maneras, en un primer grado, un circuito lógico puede recibir un transitorio, no ser destruido por él, pero interpretarlo erróneamente como información, provocando por tanto un fallo lógico. Una repetición del efecto en el mismo circuito, puede destruirlo por sobrecalentamiento, con lo cual no se hallarán las causas de la destrucción.

Otras definiciones usadas ampliamente y conocidas por la mayoría plantean al transitorio como la parte que cambia en una variable, la cual desaparece mientras ocurre el cambio desde un estado de operación constante a otro. Desafortunadamente esta definición puede ser usada para describir cualquier tipo de condición inusual en un sistema de potencia.

Otra palabra comúnmente usada y frecuentemente considerada como sinónimo de transitorio es impulso. Desde el dispositivo, por ejemplo un pararrayos, un transitorio podría considerarse como el espacio de tiempo durante el cual el dispositivo operará para evitar un impulso en el sistema al cual protege. Frecuentemente esta palabra es usada indiscriminadamente para describir cualquier tipo de fenómeno inusual relacionado con el rango de funcionamiento de

las fuentes generadoras desde caídas hasta subidas e incluso interrupciones. Debido a las potenciales ambigüedades que pueden existir frecuentemente con el uso de esta palabra en el campo de la calidad de la energía es necesario evitarla a menos que se defina exactamente a lo que se está haciendo referencia.

Los transitorios pueden ser clasificados en dos categorías:

1.1.1 Impulso transitorio

El transitorio tipo impulso es un cambio súbito en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos, es unidireccional en polaridad.

Los impulsos transitorios se caracterizan normalmente por sus tiempos de incremento y posterior caída en el espectro de la señal. Por ejemplo un impulso transitorio de 2000V/1.2/50 μ s se incrementa nominalmente de cero a 2000 Voltios en 1.2 microsegundos y decae a la mitad de este valor pico en 50 microsegundos. La causa principal de estos impulsos transitorios son las descargas atmosféricas, las cuales tienen un comportamiento similar a la mencionada anteriormente. Por esta razón los equipos tales como transformadores de potencia y distribución que pueden estar sometidos a estas descargas por estar a la intemperie se diseñan por norma de tal manera que puedan soportar la misma por un espacio de tiempo determinado (BIL).

La figura 1.1 muestra la corriente debido a un impulso transitorio común causado por una descarga atmosférica.

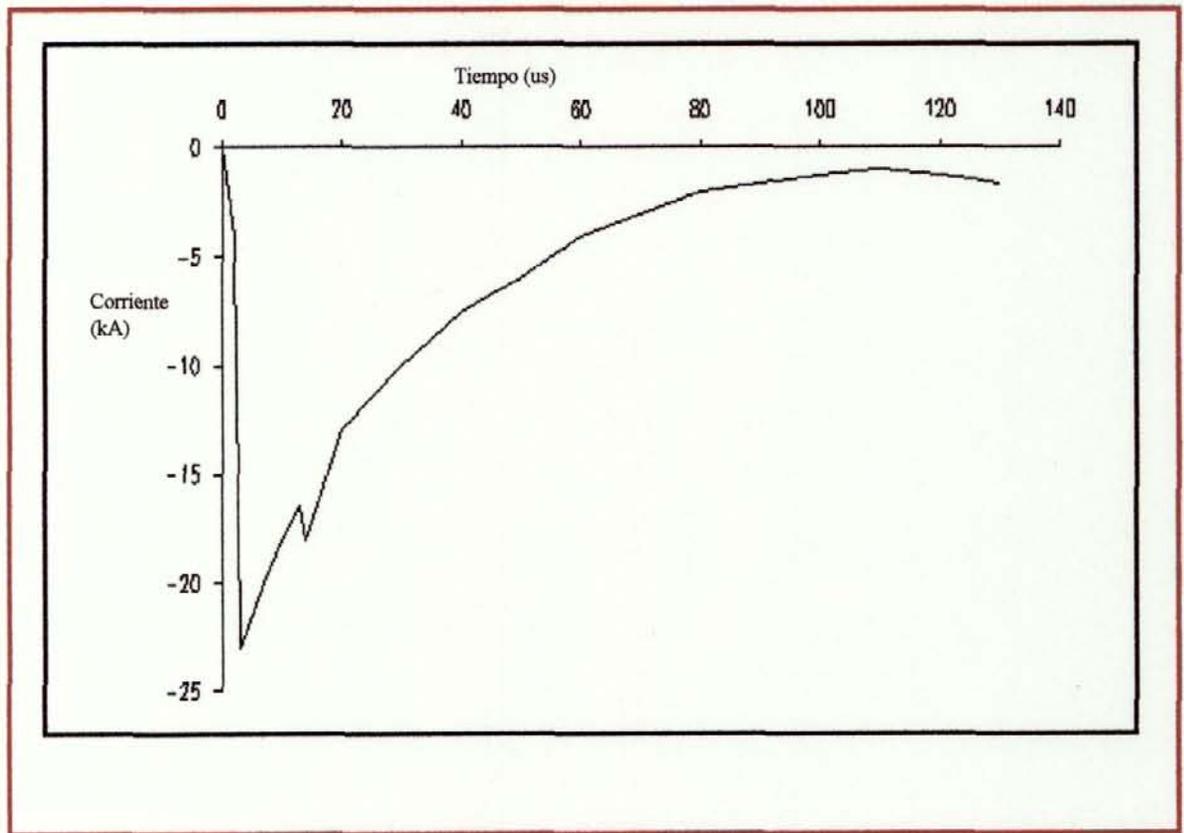


Figura 1.1. Impulso de corriente producido por descarga atmosférica. IEEE 1159-1995.

Debido a las altas frecuencias envueltas, la forma del impulso transitorio puede cambiar rápidamente debido a componentes del circuito y puede tener características significativamente diferentes dependiendo de la parte del sistema de potencia desde donde se vea el fenómeno. Generalmente este no viaja grandes distancias desde el punto del sistema de potencia donde se produce la descarga, ya que los mismos parámetros de la línea ayudan a atenuar estos valores picos, sin embargo en algunos casos pueden viajar completamente a lo largo de la línea. Los impulsos transitorios pueden excitar la frecuencia natural del circuito en el sistema de potencia y producir un transitorio oscilatorio.

1.1.2 Transitorios oscilatorios

Un transitorio tipo oscilatorio es un cambio súbito en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos, la cual incluye valores positivos y negativos.

El transitorio oscilatorio consiste en una tensión o corriente cuyo valor instantáneo cambia de polaridad muy rápidamente. Este se describe por su espectro, frecuencia dominante, duración y magnitud.

El espectro se puede clasificar en subclases tales como alta, media y baja frecuencia. El rango de frecuencias para esta clasificación coincide con los tipos más comunes de fenómenos de oscilación en los sistemas de potencia.

Transitorios oscilatorios con una frecuencia fundamental mayor a 500 KHZ y duración de microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) son considerados transitorios oscilatorios de alta frecuencia. Estos transitorios son frecuentemente el resultado de un sistema local responsables de un impulso transitorio.

Los transitorios con una componente fundamental entre 5-500 KHZ con una duración de decenas de microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) son llamados transitorios de media frecuencia. La energización de un capacitor resulta en corrientes transitorias oscilatorias en las decenas de KHZ, tal como se ilustra en la figura 1.2.

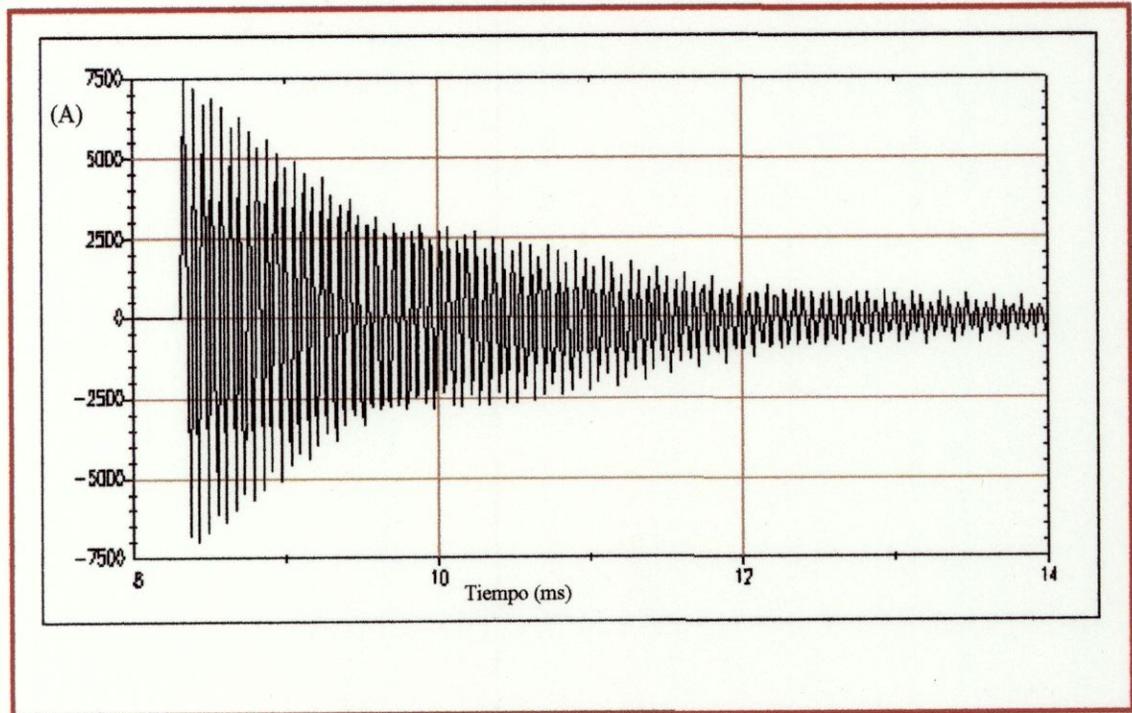


Figura 1.2. Transitorio oscilatorio causado por capacitores en oposición. IEEE 1159-1995.

Un transitorio oscilatorio con una frecuencia fundamental menor a 5 KHZ, con duración entre 0.3 a 50 ms, es considerado un transitorio oscilatorio de baja frecuencia.

Esta categoría de fenómeno es frecuentemente encontrada en líneas de transmisión de distribución y puede ser causada por múltiples tipos de eventos. La causa más frecuente es la energización de un banco de capacitores, el cual típicamente resulta en una oscilación de tensión con una frecuencia fundamental entre 300 a 900 HZ. Los valores picos en la magnitud de la tensión pueden estar cercanos a 2.0 pu, sin embargo los valores típicos oscilan de 1.3 a 1.5 pu con una duración entre 0.5 a 3 ciclos. La figura 1.3 muestra un transitorio oscilatorio de baja frecuencia debido a la energización de un banco de condensadores.

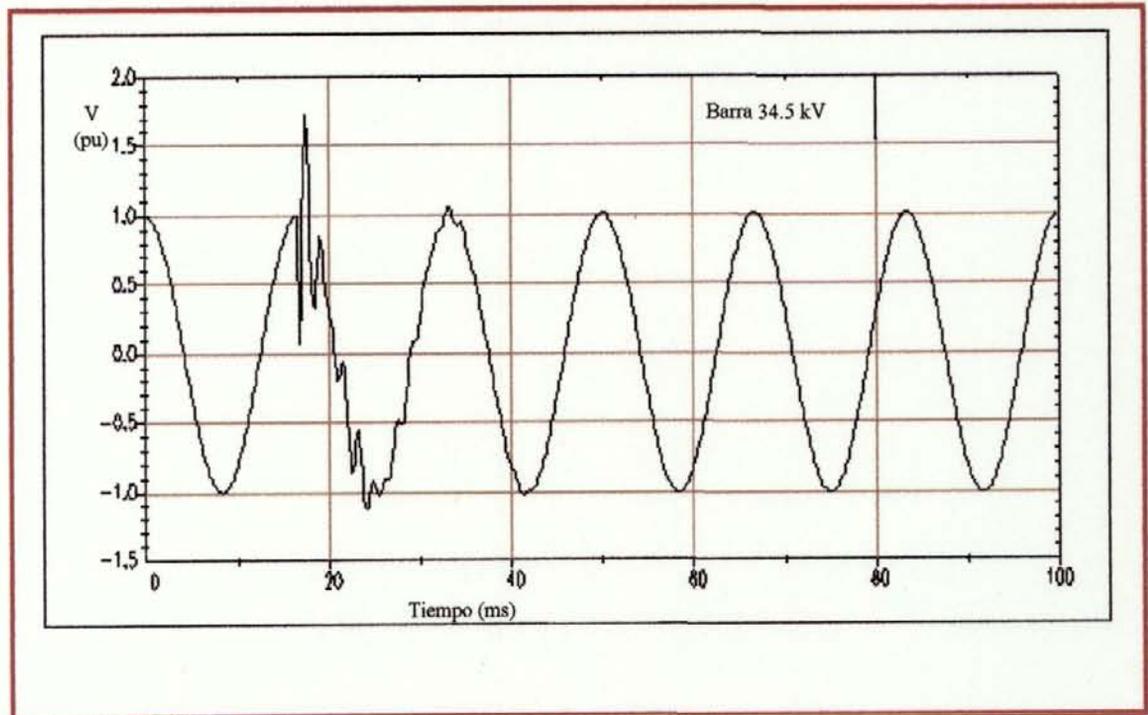


Figura 1.3. Transitorio debido a energización de banco de capacitores. IEEE 1159-1995.

Transitorios oscilatorios con una frecuencia fundamental menor que 300 Hz pueden también encontrados en los sistemas de distribución. Estos generalmente pueden estar asociados con energización de transformadores y fenómenos de ferresonancia. La figura 1.4 muestra un fenómeno.

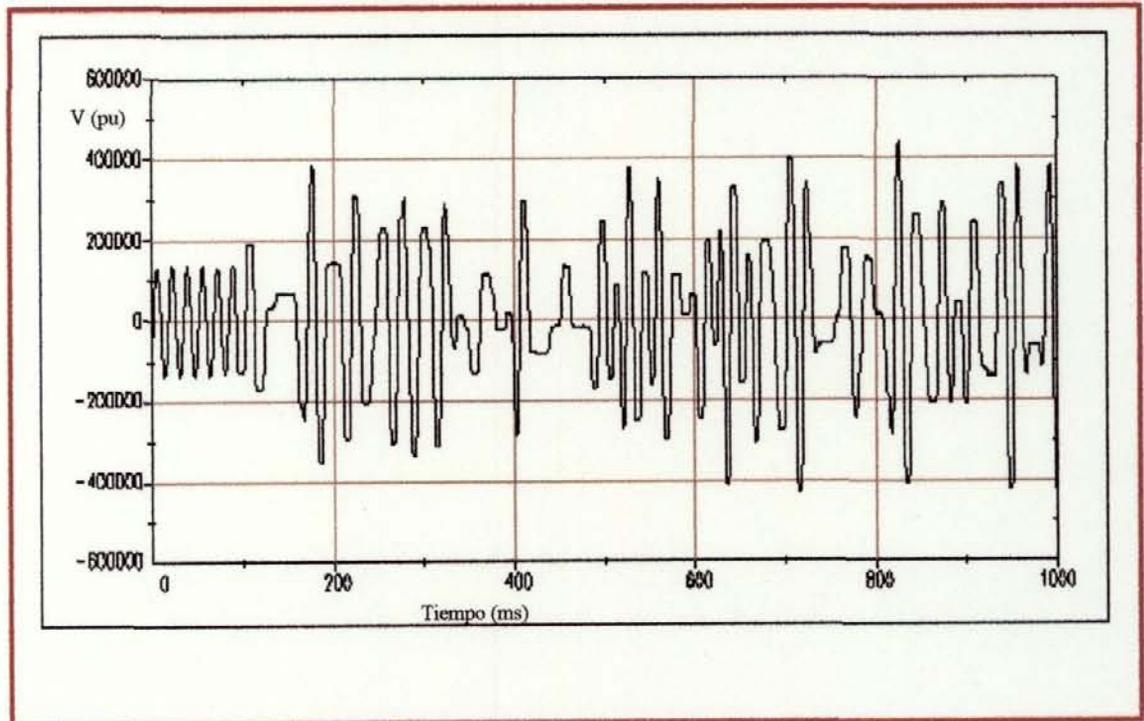


Figura 1.4. Transitorio debido a ferresonancia. IEEE 1159-1995.

Es posible también categorizar el transitorio (y otras perturbaciones) de acuerdo a su modo. Básicamente, un transitorio en un sistema trifásico con conductor de neutro separado puede ser de modo común o modo normal, dependiendo si este aparece entre línea neutro y tierra o entre línea y neutro.

1.2 Variaciones de la tensión de corta duración

Los tipos de variación pueden ser instantáneas, momentáneas, y temporales de acuerdo al tiempo de duración de la misma según se define en la tabla 1.1.

Las variaciones cortas de la tensión pueden ser ocasionadas por condiciones de falla, energización de grandes cargas las cuales requieren de corrientes de arranque elevadas y por conexiones de cables flojas o defectuosas. Dependiendo de la localización de la falla y de la condición del sistema, la falla puede causar:

1. Bajas de tensión
2. Subidas de tensión
3. Interrupciones

La condición de falla puede tener influencia sobre el punto de interés, aun cuando éste se encuentre en un lugar distante a la falla. En este caso el impacto sobre la tensión mientras permanece la falla es de corta duración, hasta que operen los dispositivos de protección para despejar la misma.

1.2.1 Bajas de tensión de corta duración

Una baja de tensión de corta duración es un decremento de la misma entre 0.1 pu y 0.9 pu de su valor eficaz a la frecuencia de generación por un intervalo de tiempo que varía desde 0.5 ciclos a 1 minuto, dependiendo de la categoría involucrada, instantánea, momentánea o temporal (ver tabla 1.1 en Variaciones de corta duración).

Este término siempre se ha usado para describir a los descensos de tensión que son breves. Aún cuando este no ha sido definido formalmente ha sido usado y aceptado tanto por fabricantes de equipos como usuarios de los mismos. La definición que da IEC para estas bajas breves de la tensión es *dip*. No obstante aunque ambos términos son sinónimos se prefiere hablar de bajas de la tensión para denotar el evento de corta duración.

En ocasiones la terminología asociada a estos eventos en la tensión es interpretada erróneamente. Por ejemplo una baja de tensión del 20 % frecuentemente se interpreta como una tensión resultante de 0.2 pu. Es bueno destacar que el término se refiere a *una parte que deja de ser del total*, por eso la interpretación correcta es que una baja de tensión del 20% significa una magnitud de la tensión de 0.8 pu. Cuando no se especifique de otra manera una baja de tensión del 20% (u otro valor) se considerará como un evento de corta duración en el cual el valor eficaz de la tensión decrece a 0.8 pu. Evidentemente la tensión nominal o base siempre debe ser especificada.

Las bajas de tensión, como se mencionó anteriormente pueden ser causadas comúnmente por fallas, pero además pueden presentarse debido al arranque de grandes cargas, las cuales requieren de corrientes de arranque elevadas. Por supuesto la magnitud de la baja de tensión y su consiguiente valor final dependerá del evento que la origine. La figura 1.5 muestra el efecto sobre otro alimentador de la misma subestación, de una baja de tensión típica debido a una falla línea / tierra.

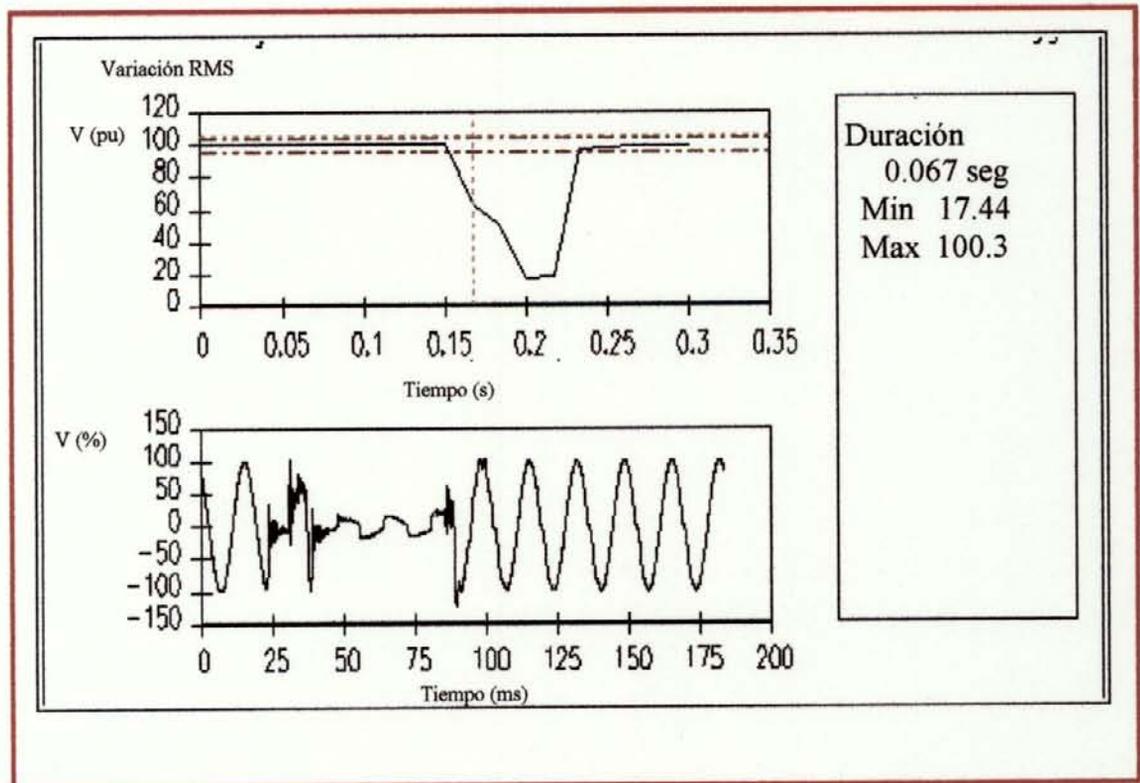


Figura 1.5. Baja de tensión causada por falla línea-tierra. IEEE 1159-1995.

En esta gráfica se puede notar como se origina una baja de tensión del 80% por un esp de tiempo de unos 3 ciclos, hasta que el circuito de protección y finalmente el propio interruptor es capaz de despejar la corriente de falla. Usualmente los rangos de tiempo para el despeje de tipo de fallas oscilan entre tres a trece ciclos, dependiendo de la magnitud de la corriente de y del tipo de protección contra sobrecorriente involucrada.

La figura 1.6 ilustra el efecto del arranque de un motor de gran potencia

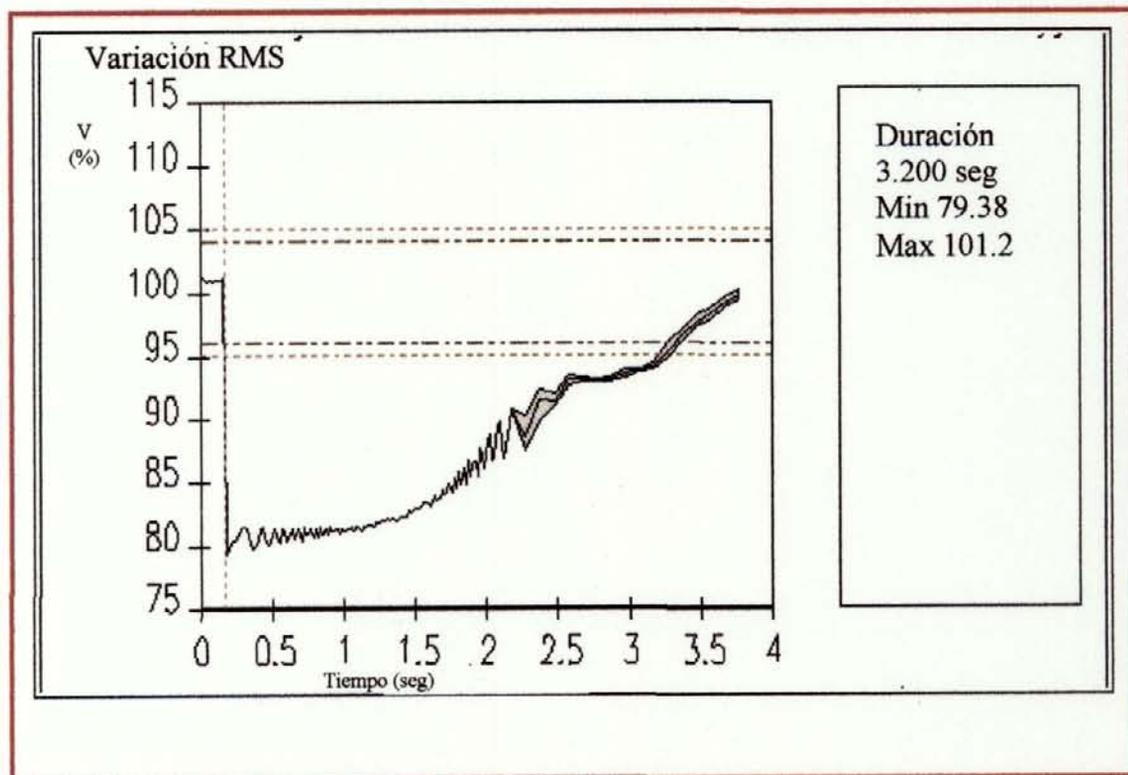


Figura 1.6. Baja de tensión debido al arranque de un motor. IEEE 1159-1995.

Un motor de inducción cuya corriente de arranque es de 6 a 10 veces la corriente nominal de plena carga mantendrá estos valores de la corriente en el circuito al cual está conectado mientras dure el arranque. Si la magnitud de la misma es significativamente elevada comparable con la corriente de falla en el circuito se originarán valores de bajas de tensión significativos. En este caso la baja de tensión es tal que obliga a un descenso en la magnitud cercano al 80% para luego retornar a su valor nominal en 3 segundos. Nótese la diferencia entre esta y la baja de tensión debido a una falla.

Hasta esfuerzos relativamente recientes, la duración de este tipo de eventos no estaba claramente definida. En algunas publicaciones se define un rango desde 2 milisegundos hasta un par de segundos. Bajas de la tensión cuya duración sea menor a medio ciclo no se consideran efectivas para producir una variación en el valor fundamental de la frecuencia. Eventos de este tipo con mayor duración pueden ser controlados por los equipos de regulación de la tensión del sistema y pueden ser originados por varias causas aparte de fallas, no obstante se clasificarán como eventos de larga duración.

1.2.2 Subidas de la tensión

Una subida de la tensión se define como un incremento del valor eficaz de la misma (puede ser también corriente) entre 1.1 pu a 1.8 pu, a la frecuencia de generación, por un intervalo de tiempo que varía desde 0.5 ciclos a 1 minuto.

Tales como las bajas de tensión, los incrementos suelen producirse debido a fallas, pero no son tan comunes como las bajas de tensión. Una manera como se puede presentar un incremento de la tensión es cuando se produce una falla línea – tierra, las fases no falladas experimentarán una subida de tensión. La figura 1.7 a continuación ilustra una subida debido a una falla línea – tierra. Estas también pueden ser causadas por pérdidas o salidas de grandes cargas y por la energización de grandes bancos de capacitores.

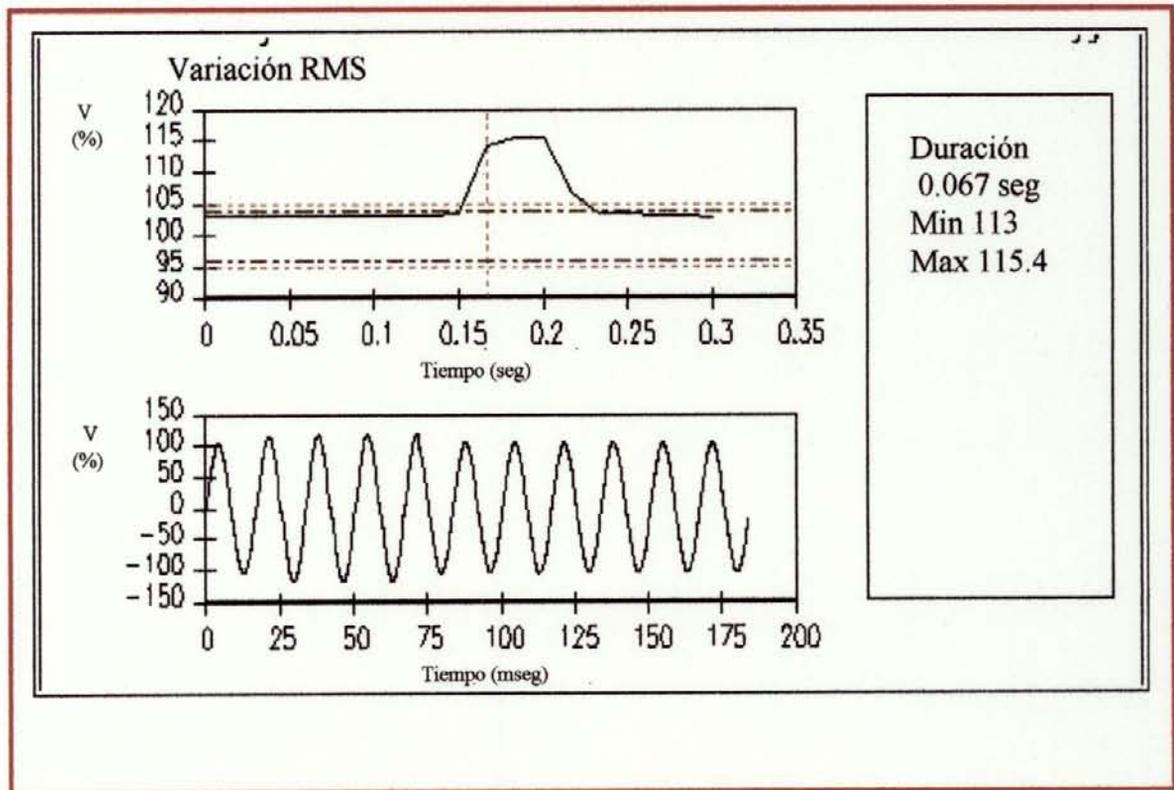


Figura 1.7. Subida de tensión debido a falla línea-tierra. IEEE 1159-1995.

Los incrementos son caracterizados por sus magnitudes (valor rms). La severidad de la subida mientras dure la condición de falla es función de la localización de la misma, impedancia del sistema y tipo de puesta a tierra de este. En un sistema no aterrado –impedancia de secuencia cero infinita- la tensión línea / tierra en las fases no falladas pudiera llegar a 1.73 pu mientras dure la condición de falla. En sistemas puestas a tierra los picos de subida son pequeños o no existen debido a que los transformadores usualmente se conectan en delta – estrella puesta a tierra, proporcionando así un camino de baja impedancia de secuencia cero y un camino para la corriente de falla. No obstante cada sistema tiene sus propias ventajas y desventajas. En la figura 1.7 aparece una subida de la tensión de un 15%.

1.2.3 Interrupciones

La interrupción de corta duración ocurre cuando la tensión de alimentación o la corriente de la carga decrece a menos de 0.1 pu por un período de tiempo no mayor de 1 minuto.

Las interrupciones de corta duración pueden ser causadas por fallas del equipo de generación y mal funcionamiento de sistemas de control. Las interrupciones son medidas por su duración desde que la tensión disminuye siempre por debajo del 10% del nominal. La duración de una interrupción debido a una falla en el sistema es determinado por el tiempo de operación de los dispositivos de protección asociados. Los recierres instantáneos normalmente limitan las interrupciones de corta duración causadas por fallas no permanentes a menos de 30 ciclos. Un recierre retardado del dispositivo de protección causa una interrupción temporal. La duración de las interrupciones debido a funcionamiento defectuoso de equipos o conexiones flojas puede ser irregular.

Varias interrupciones de corta duración pueden ser precedidas por un decremento de la tensión cuando la misma es debida a fallas en el equipo de generación. La baja de tensión ocurre entre el instante en el cual comienza la falla y la operación de los dispositivos de protección. La figura 1.8 muestra como una interrupción momentánea ocasiona una baja de tensión de un 20% aproximadamente por 3 ciclos y entonces cae a cero durante 1.8 segundos, hasta que se efectúa el recierre.

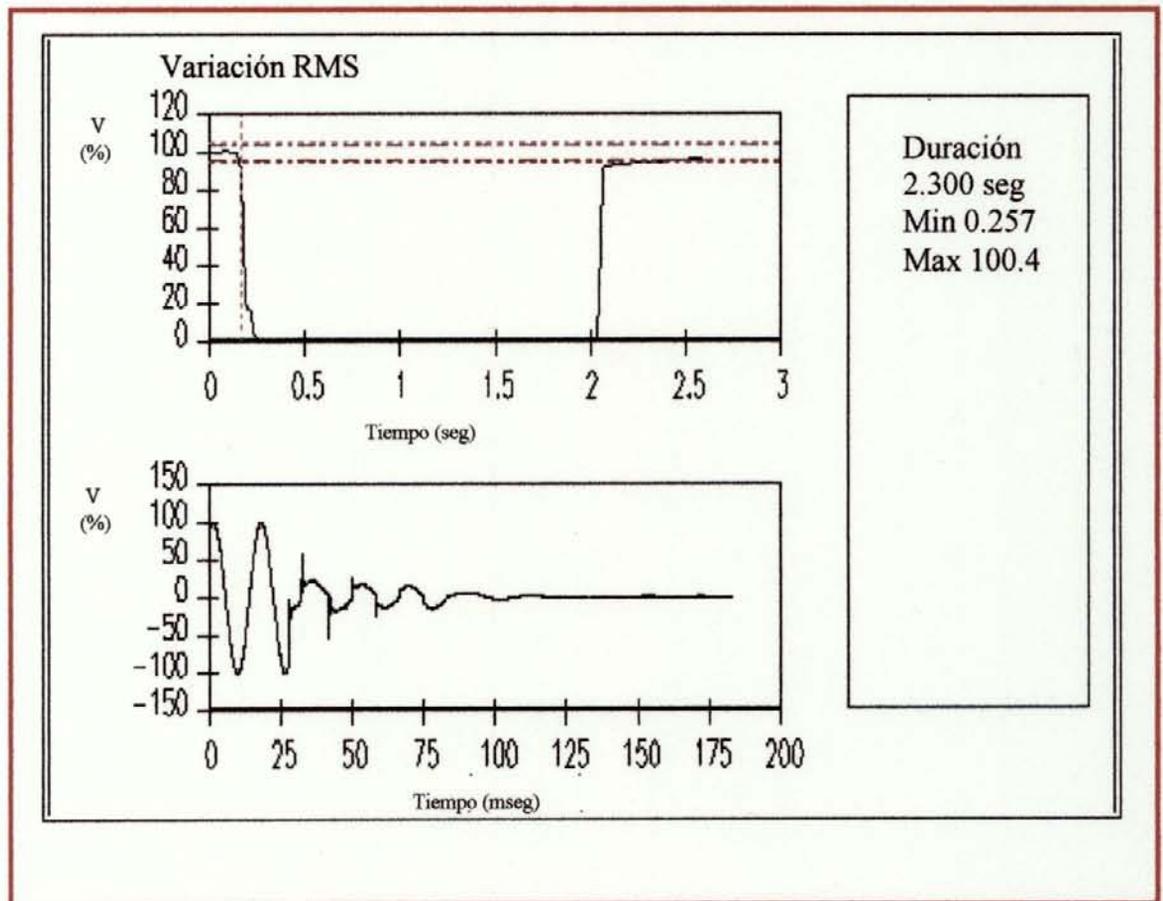


Figura 1.8. Interrupción momentánea. IEEE 1159-1995.

1.3 Variaciones de la tensión de larga duración

Las variaciones largas de la tensión a la frecuencia de generación son aquellas que tienen una duración mayor a un 1 minuto. ANSI C84.1 (ver cap. 4) especifica las tolerancias fijas de tensión esperadas en un sistema de potencia. La variación de tensión es considerada como larga duración cuando estos límites de la norma mencionada son excedidos por más de 1 minuto.

Las variaciones de tensión de larga duración pueden ser:

1. Interrupciones sostenidas
2. Caídas de tensión
3. Sobretensiones

Las caídas de tensión así como las sobretensiones generalmente no son causadas por fallas del sistema, son más comunes debido a variaciones de la carga y a operaciones de interruptores. Tales variaciones generalmente se muestran en un plano tensión rms vs tiempo.

1.3.1 Sobretensiones

Este es un incremento en el valor eficaz de la tensión AC por encima del 110% del valor nominal por un período mayor a 1 minuto, a la frecuencia de generación.

Esta puede ser originada por apagado de grandes cargas, energización de grandes bancos de condensadores. La sobretensión resultante puede deberse también a sistemas de regulación de la tensión defectuosos o inadecuados. Además la colocación incorrecta de los taps de los transformadores resulta también en sobretensiones para el sistema.

1.3.2 Caídas de la tensión

Una caída de la tensión se considera como un decremento en el valor AC rms menor al 90%, a la frecuencia de generación por un período de tiempo mayor a 1 minuto.

Estos eventos son ocasionados por lo contrario a los que originan las sobretensiones. El encendido de una carga de gran potencia, el apagado de un gran banco de capacitores pueden

causar caídas de la tensión hasta que el sistema de regulación asociado restablezca la misma a sus valores nominales. Circuitos sobrecargados también ocasionan caídas de la tensión.

1.3.3 Interrupciones sostenidas

Cuando la tensión de alimentación ha sido cero por un período mayor a 1 minuto se considera que la variación de larga duración de la tensión es sostenida. Estas interrupciones generalmente son permanentes y requieren de la intervención humana para su solución. Este término no debe confundirse con el término interrupción (outage), ya que se puede pensar al usar este último que se está haciendo referencia a cualquier tipo de interrupción capaz de apagar un proceso cualquiera, este término solo se usa haciendo referencia a una interrupción de solo medio ciclo, no mayor. Además este término en el contexto del monitoreo de la calidad de la energía no tiene relación alguna con la confiabilidad. Así, este ha sido definido como algo mucho más específico que observa la ausencia de tensión por largos períodos de tiempo.

1.4 Desbalance de tensiones

A menudo este término es definido como la máxima desviación del promedio, de las tensiones o corrientes trifásicas, dividido entre el promedio de la tensión o corriente trifásica, expresado en porcentaje.

El desbalance también puede ser definido usando componentes simétricas. La razón de la componente de secuencia negativa (o cero) a la componente de secuencia positiva, puede ser

utilizada para expresar el porcentaje de desbalance. La figura 1.9 muestra un ejemplo de estas dos razones para el desbalance en un alimentador residencial, por un período de una semana.

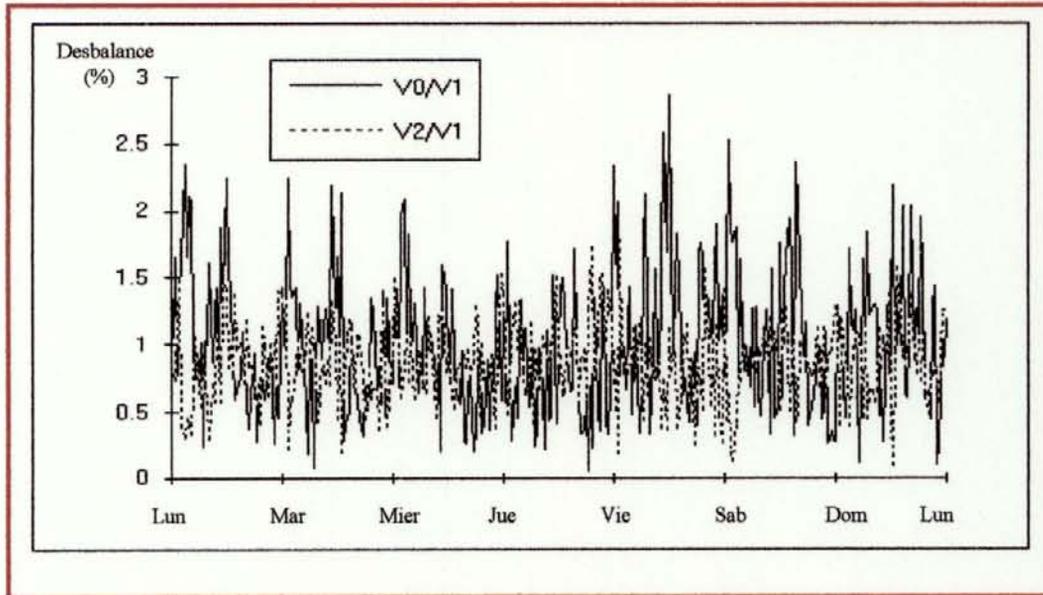


Figura 1.9. Desbalance de tensiones en alimentador residencial. IEEE 1159-1995.

La primera causa de desbalance de tensiones menores al 2% es la conexión de cargas monofásicas en un sistema trifásico. También puede ser el resultado de la apertura de un fusible en una fase de un banco de condensadores trifásicos.

En los motores eléctricos de corriente alterna el efecto del desbalance es equivalente a la introducción de un sistema de tensión de secuencia inversa que crea un campo magnético que gira en sentido inverso produciendo un par electromagnético contrapuesto al giro del motor, asemejando a un incremento del par de carga, por lo que el motor tomará mayores valores de corriente que seguramente lo llegará a sobrecargar térmicamente. Un desbalance pequeño en la tensión puede provocar desbalances de corriente del orden de 6 a 10 veces mayores, con las consiguientes elevaciones de temperatura, las cuales son porcentualmente iguales al doble del cuadrado del desbalance porcentual de la tensión

1.5 Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda se define como una desviación constante de la señal senoidal ideal de la fuente de alimentación, y está caracterizada principalmente por el contenido espectral de la desviación.

Existen 5 tipos de causas por las que se presenta distorsión de la forma de onda:

1. DC offset
2. Armónicos
3. Interarmónicos
4. Notching
5. Ruido

1.5.1 DC offset

Este término es usado para referirse a la presencia de valores de tensión o corriente DC en sistemas AC. Esto puede ocurrir por el resultado de perturbaciones magnéticas en el circuito o debido a un proceso de rectificación de media onda. Bulbos de lámparas incandescentes de larga duración pueden consistir de diodos que reducen la tensión aplicada al bulbo a través de puentes rectificadores de media onda. Corrientes DC en circuitos de corriente AC pueden traer un efecto perjudicial el cual influye en el núcleo de transformadores saturándolos en condiciones normales de operación. Esto causa recalentamientos en los transformadores así como una reducción de su vida útil. Además el efecto DC puede causar corrosión electrolítica en barras de conexión a tierra y otros conectores.

1.5.2 Armónicos

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia de generación y para la cual el sistema está diseñado (frecuencia fundamental 50 hz o 60 hz). La onda total distorsionada puede ser descompuesta en la forma de onda fundamental más los armónicos. La distorsión armónica se origina en dispositivos y cargas con características no lineales en el sistema.

Los niveles de distorsión son descritos a partir del espectro completo con magnitudes y ángulos de cada componente armónica. También es común usar una cantidad sencilla para evaluar la distorsión, esta se conoce como "*la distorsión armónica total (THD)*", y la misma es una medida efectiva de la distorsión armónica. Los valores corrientes de distorsión armónica vienen dados por el valor THD, pero este a veces pueden ser engañoso. Por ejemplo muchos variadores de velocidad pueden exhibir grandes THD para la corriente de entrada cuando están operando con cargas muy pequeñas. Esto sin embargo no es necesariamente significativo o preocupante debido a que el valor de la corriente armónica es pequeño, aunque su distorsión relativa es elevada.

A raíz de esto, y de acuerdo con la problemática particular de cada país, han surgido recomendaciones y normas de varios países industrializados, entre ellos Estados Unidos, Finlandia, Francia y otros. Las características de las redes eléctricas y de los consumidores en los diferentes países son en general bastante diferentes, y por ese motivo las normas sobre armónicas no son directamente comparables. Los índices se calculan de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$THDi = \frac{\sqrt{\left(\sum_{K=2}^{K=50} [I_K]^2\right)}}{I_1} \times 100 (\%)$$

Donde

THDi : es la distorsión total de corriente (%)

I_k : es la componente armónica de corriente de orden k

I_1 : es la componente fundamental de corriente

$$THDv = \frac{\sqrt{\left(\sum_{K=2}^{K=50} [V_K]^2\right)}}{V_1} \times 100 (\%)$$

Donde

THDv : es la distorsión total de voltaje (%)

V_k : es la componente armónica de voltaje de orden k

V_1 : es la componente fundamental de voltaje

1.5.2.1 Origen del Problema: Fuentes Armónicas

La proliferación de los dispositivos de electrónica de potencia ha influido notablemente en el aumento del nivel de armónicas en las redes eléctricas. Este aumento de la contaminación eléctrica o distorsión de las formas de onda de tensión y corriente debido a las armónicas de frecuencias distintas a la fundamental, se debe al desarrollo y perfeccionamiento de los semiconductores de potencia que ha motivado la utilización de aparatos como convertidores

estáticos, dada su eficiencia y fiabilidad en el control de la energía eléctrica. Así como también hornos de arcos, debido a sus características especiales para fundir metales y otros dispositivos de electrónica de potencia que tienen un comportamiento no lineal. Los niveles de perturbación armónica de estas fuentes se pueden clasificar en dos categorías, la primera en un rango de frecuencias armónicas menores que la fundamental (60 Hz y que sólo será nombrada), la segunda corresponde a las frecuencias mayores que 60 Hz.

Si algún equipo produce el tipo de señales de frecuencias menores a 60 Hz, llamadas también subarmónicas, éstas podrían ocasionar parpadeos luminosos perceptibles que son molestos para el ojo humano (por ej. Flicker, rango 0.1 a 25 Hz).

El origen de las señales perturbadoras (armónicas mayores a 60 Hz) en los sistemas de distribución industrial -que producen un aumento en la distorsión de voltaje y corriente del sistema- se debe a los siguientes factores:

1. El aumento en la utilización de equipos de electrónica de potencia, los cuales tienen características de voltaje y corriente no sinusoidales, comportándose como verdaderas fuentes que inyectan corrientes armónicas al sistema. Entre estos aparatos se encuentran los rectificadores, inversores, convertidores de frecuencias, compensadores estáticos de reactivos y cicloconvertidores.
2. El incremento en la aplicación de los bancos de condensadores, ya sea para corregir factor de potencia o regulación de voltaje, los cuales pueden estar ubicados próximos a fuentes generadoras de armónicas propiciando la condición de resonancia, la cual puede magnificar el nivel de armónicas existente.

Los convertidores estáticos de potencia son equipos basados en dispositivos electrónicos de estado sólido (diodos y tiristores) que pueden ser equipos rectificadores, convertidores de frecuencia, inversores, cicloconvertidores y compensadores estáticos de potencia reactiva. Los convertidores de potencia están presentes en la industria en muchas formas y aplicaciones

(fabricantes de papel, industria del aluminio, fundiciones, petroleras, etc.). En potencias elevadas estos convertidores exhiben elevados índices de disponibilidad, confiabilidad y rendimiento a costos razonables. Su campo de aplicación cubre desde rectificación de altas corrientes (electrorefinación), hasta accionamiento de grandes máquinas en continua o alterna (cicloconvertidores). Todos estos equipos tienen una característica común que es requerir o absorber corriente del sistema que es no sinusoidal. Por lo tanto, todos ellos son gobernados por las mismas leyes básicas que permiten un análisis de su comportamiento. Durante el funcionamiento normal de estos equipos, aparecen armónicas de tensión y/o corrientes en las redes. Para el caso de los rectificadores por ejemplo, se generan armónicos tanto en el lado de continua como en el alterno, donde

del lado de continua son del orden:

$$h=k*p$$

y las del lado alterno son del orden:

$$h=k*p\pm 1$$

siendo

h : orden de armónico

p : número de pulsos del rectificador

k : un entero positivo 1, 2, 3...

Luego, se tienen que por cada armónico en el lado continuo existen dos en el lado alterno, siendo los del lado alterno los más perjudiciales para el sistema.

1.5.2.2 Análisis Matemático (Fourier)

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

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

$$x(t) = a_0 + \sum_{k=1}^{\infty} \left[a_n \times \cos\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) + b_n \times \text{sen}\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) \right]$$

donde

T: período de la función

n: orden de la armónica

a_0 : valor medio de la función

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

El vector armónico correspondiente se puede asociar con un módulo A_n y ángulo de fase $(\phi)_n$ de la siguiente manera:

$$A_n \angle \phi_n = a_n + jb_n$$

donde la magnitud y el ángulo de fase vienen dados por:

$$A_n = \sqrt{(a_n)^2 + (b_n)^2}$$

$$\phi_n = \tan^{-1} \left(\frac{b_n}{a_n} \right)$$

Los coeficientes de Fourier se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$a_0 = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) \times d(\omega t)$$

$$a_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) \times \cos(n\omega t) \times d(\omega t)$$

$$b_n = \frac{1}{\pi} \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) \times \sin(n\omega t) \times d(\omega t)$$

Considerando la frecuencia f en Hz y la frecuencia angular ω en rad/s, definida por:

$$\omega = 2\pi f = \frac{2\pi}{T}$$

1.5.2.3 Consecuencias de las Armónicas

El crecimiento sostenido de consumos que incluyen convertidores estáticos y otros del tipo no-sinusoidal, unido al aumento de la utilización de bancos de condensadores de compensación del factor de potencia, aumenta las fuentes de distorsión o sus consecuencias negativas, tanto para el usuario como para la empresa responsable del suministro eléctrico.

Entre los problemas más frecuentes se pueden mencionar los siguientes:

1. Destrucción de condensadores por sobretensión.
2. Falla de reactores por sobrecorriente.
3. Falla de interruptores por efecto di/dt .
4. Destrucción de cables por sobretensión.
5. Operación incorrecta de relés de protección.
6. Calentamiento de motores de inducción.
7. Oscilaciones mecánicas en motores y generadores.
8. Errores de medición de energía activa y reactiva.
9. Interferencias con sistemas de comunicación.
10. Aumento de pérdidas de energía.

La magnitud de los costos originados por la operación de sistemas y equipos eléctricos con tensiones y corrientes distorsionadas, puede percibirse considerando lo siguiente:

Una elevación de sólo 10 °C de la temperatura máxima de la aislación de un conductor reduce a la mitad su vida útil.

Un aumento del 10% de la tensión máxima del dieléctrico de un condensador reduce a la mitad su vida útil.

Si bien los límites normales de operación están muy por debajo de los máximos de diseño, la existencia de armónicas y condiciones resonantes conduce a estados de operación próximos o excedidos respecto a los niveles máximos referidos.

El cálculo preciso de éstos costos es complejo y requiere de análisis y mediciones en diferentes puntos. Algunos estudios realizados conducen a factores de 20% a 30% de reducción de vida útil de condensadores y 10% a 20% de transformadores y reactores, valores promedio.

Por otra parte, los efectos provocados en las instalaciones de generación y en los equipos de los consumidores son importantes y especialmente dañinos en el caso de motores, grupos generadores de inercias relativamente bajas y equipamientos de electrónica industrial en general. Desde esta perspectiva, es conveniente llegar a una estimación económica de consenso entre productores, sistemas de transmisión y consumidores, a modo de orientar las inversiones requeridas para reducir los niveles de distorsión y perfeccionar las políticas sobre la calidad de la energía eléctrica.

La figura 1.10 muestra la forma de onda y su espectro armónico para un variador de velocidad controlado por corriente.

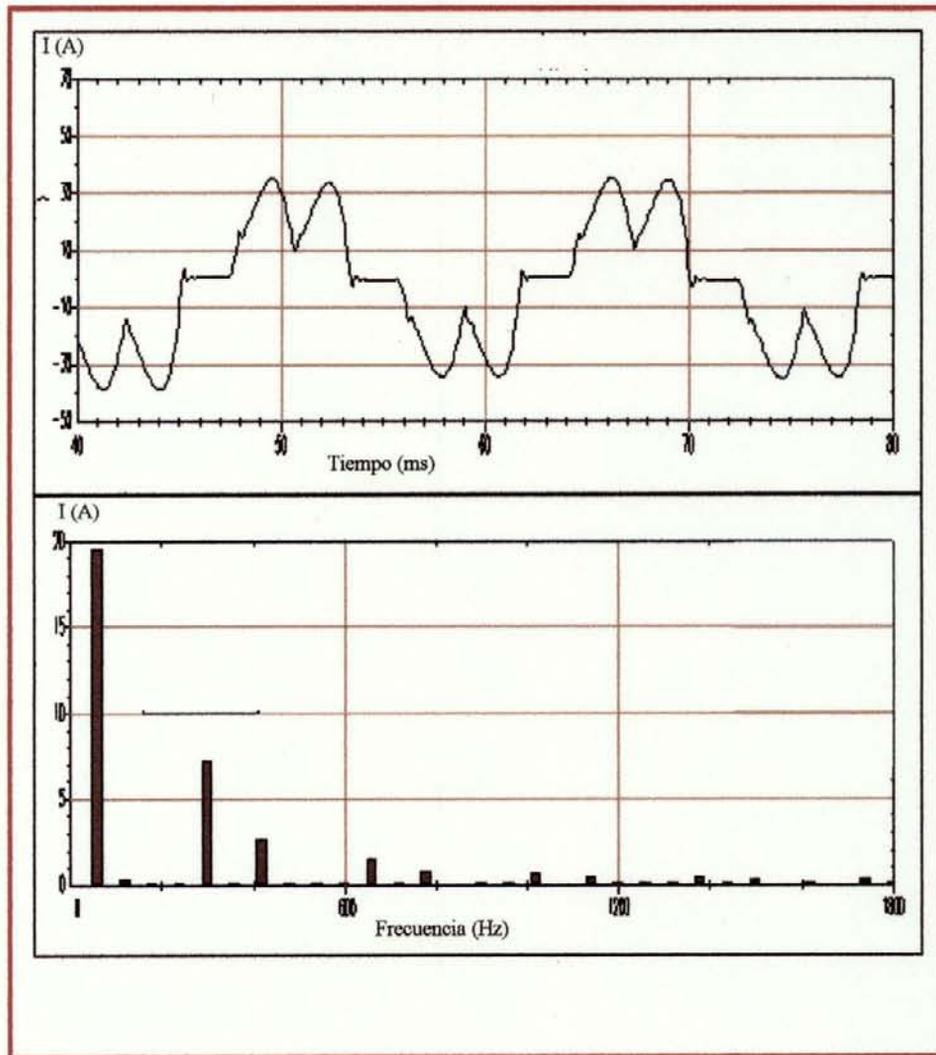


Figura 1.10. Forma de onda y su espectro para la corriente de entrada de un ASD. IEEE 1159-1995.

La norma estándar IEEE 519-1992[9] define otro término llamado TDD o *distorsión total de la demanda*. Este término es lo mismo que la distorsión armónica total, solo que la distorsión es expresada en porciento de la corriente de carga nominal mas bien que en un porcentaje de la magnitud fundamental de la corriente. IEEE estándar 519-1992 proporciona una guía para los

niveles de distorsión armónicos de tensiones y corrientes en circuitos de transmisión y distribución.

1.5.3 Interarmónicos

Las tensiones y corrientes también tienen frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental para la cual el sistema está diseñado, estas son llamadas *interarmónicas* y pueden aparecer como frecuencias diferentes.

Los interarmónicos pueden ser encontrados en circuitos de diferentes niveles de tensión. Las principales causas de este fenómeno son convertidores estáticos de frecuencia, motores de inducción y dispositivos de arco. Las señales que llevan a menudo las líneas de transmisión (señales de control) pueden ser consideradas como interarmónicos.

Los efectos de los interarmónicos no son muy bien conocidos. Aparentemente tienen influencia en las señales que transportan las líneas de transmisión (señales de control) y causan flicker en las pantallas de dispositivos de medición.

1.5.4 Notching

El fenómeno conocido como *notching* es una perturbación periódica de la tensión debido a la operación normal de dispositivos electrónicos de potencia cuando se producen las conmutaciones de la corriente.

Puesto que el notching ocurre de manera periódica, el espectro de la tensión aparecerá afectado como si fueran armónicos, sin embargo este debe ser tratado como un caso especial. Las componentes de la frecuencia en este fenómeno pueden ser del todo elevadas y no pueden ser

fácilmente caracterizadas con los equipos de medición normalmente utilizados para el análisis de armónicos. La figura 1.11 muestra un ejemplo de este fenómeno en la tensión, debido a un convertidor trifásico el cual produce una corriente DC. El fenómeno ocurre cuando se efectúa la conmutación de la corriente en el dispositivo rectificador. Mientras dura este instante se produce un cortocircuito momentáneo entre dos fases llevando la tensión a un valor próximo a cero, dependiendo de la impedancia del sistema.

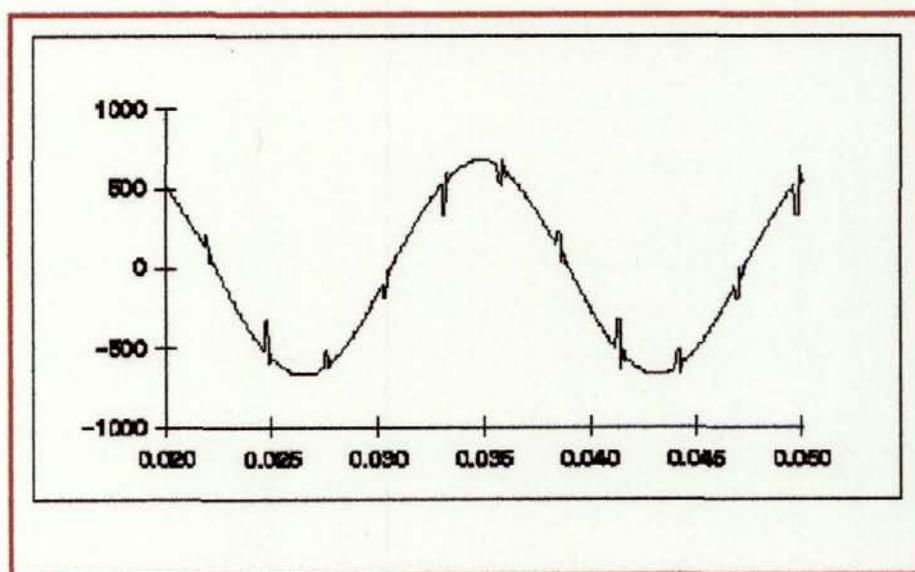


Figura 1.11. Notching producido por un rectificador trifásico. IEEE 1159-1995.

De todas las perturbaciones de red, los huecos de tensión son los que tienen una mayor influencia sobre los procesos industriales, afectando de igual manera a los circuitos de control y de fuerza. Los efectos más inmediatos son:

1. Caída de los elementos de control alimentados de la red de CA, tales como PLC, controles numéricos, instrumentación, etc.
2. Disparo de los contactores que alimentan los circuitos de fuerza.
3. Disparo por fallo de electroválvulas e instrumentación de caudales.
4. Bloqueo de las comunicaciones del proceso.

5. Disparo de las protecciones de los reguladores de velocidad.
6. Posibilidad de fusión de fusibles o daños en tiristores de reguladores de velocidad.

Individualmente, estos efectos podrían considerarse como leves. Sin embargo, cualquiera de ellos podría suponer una parada completa del proceso al que pertenecen. Esto implica una pérdida de producción equivalente al tiempo de reposición del proceso, a lo que hay que añadir los posibles daños en equipos y en el producto. Si el sistema de control pierde el mando del sistema, también hay que tener en cuenta las consecuencias en cuanto a la seguridad de las personas y la instalación.

No siempre es posible la insensibilización absoluta, aunque las plantas pueden insensibilizarse hasta límites económicamente razonables. Hay diversos niveles de actuación:

1. Seguridad de las instalaciones.
2. Reducción de tiempo de parada.
3. Inmunización ante huecos de tensión de poca profundidad.
4. Inmunización total ante huecos de tensión.
5. Inmunización ante interrupciones de suministro.

Desde un punto de vista tecnológico, las soluciones a los problemas de huecos dependen de cada uno de los equipos afectados. Las pérdidas y la seguridad del sistema, que establecen el grado de insensibilización necesario, dependen únicamente del proceso. En procesos continuos, las pérdidas son debidas principalmente a la pérdida de producción. La duración de la parada puede reducirse de forma muy importante evitando los bloqueos que se producen en el sistema al perderse el control del proceso. Las modificaciones a introducir afectan a las etapas de control, con un costo muy bajo. La inmunización del proceso requiere actuaciones sobre la etapa de potencia con inversiones superiores que deben ser estudiadas. En instalaciones industriales compuestas de varios procesos pequeños, las pérdidas más importantes se producen cuando

existen daños en equipos o productos. En estos casos es necesario estudiar las necesidades de inmunización para cada proceso individual.

Las soluciones adoptadas en la mayor parte de los casos tratan de obtener una inmunidad de los reguladores ante la mayor parte de los huecos de tensión, en base a cambios de ajustes de protecciones o del control del proceso que implican inversiones pequeñas, con períodos de amortización cortos. Los elementos de potencia más sensibles ante huecos de tensión son los reguladores de velocidad. La problemática de los accionamientos CC y CA es diferente. La tendencia actual es instalar accionamientos de corriente alterna, que requieren poco mantenimiento y son menos sensibles ante huecos de tensión.

1.5.5 Ruido

El ruido se define como señales eléctricas no deseadas con un ancho de banda menor a los 200 KHZ, superponiéndose a las señales de tensión y corriente en los conductores de fase, o en el neutro.

Este fenómeno puede ser causado por dispositivos electrónicos, circuitos de control, equipos de arco, cargas con rectificadores de estado sólido y operaciones de swicheo. Los problemas de ruido frecuentemente se agravan debido a una incorrecta puesta a tierra la cual al fallar introduce ruidos que viajan a lo largo de todo el sistema de potencia. Básicamente el ruido es cualquier tipo de distorsión en la señal de la fuente de alimentación, que no este clasificada como distorsión armónica ni transitorios. El ruido produce perturbaciones en equipos electrónicos tales como microprocesadores y controladores programables. El ruido eléctrico, que ocupa un rango de frecuencias similar al de los transitorios, son de baja magnitud, pero de larga duración. Un ejemplo sería la inducción en una línea de transmisión de ondas de radio. Los fenómenos de ruido suelen provocar más errores de funcionamiento, que daños físicos. El problema puede ser

atenuado mediante el uso de filtros, transformadores de aislamiento y acondicionamiento de las líneas.

1.6 Fluctuaciones de la tensión

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de la envolvente de la señal de tensión o un cambio casual en la misma, la magnitud de tal cambio no debe exceder los rangos de tensión especificados ANSI C84.1 de 0.9 pu a 1.1 pu.

IEC 555-3 define varios tipos de fluctuaciones de la tensión. La IEC 555-3 (d), está caracterizada por definir una serie aleatoria de continuas variaciones de la tensión.

Las cargas que exhiben continuas y rápidas variaciones en la magnitud de la corriente pueden causar variaciones de la tensión comúnmente conocidas como flicker. El término flicker se deriva del impacto de la fluctuación de tensión sobre lámparas, tales que la variación es percibida por el ojo humano. Técnicamente, la variación de tensión es un fenómeno electromagnético del cual el flicker o parpadeo es el resultado no deseado y que se presenta en algunas cargas. Sin embargo, los dos términos son frecuentemente utilizados para referirse a lo mismo. Por tanto, se puede llamar *parpadeo de la tensión* al término *fluctuaciones de la tensión* sin ningún conflicto.

La figura 1.12 muestra el efecto del flicker o parpadeo en la forma de onda de la tensión.

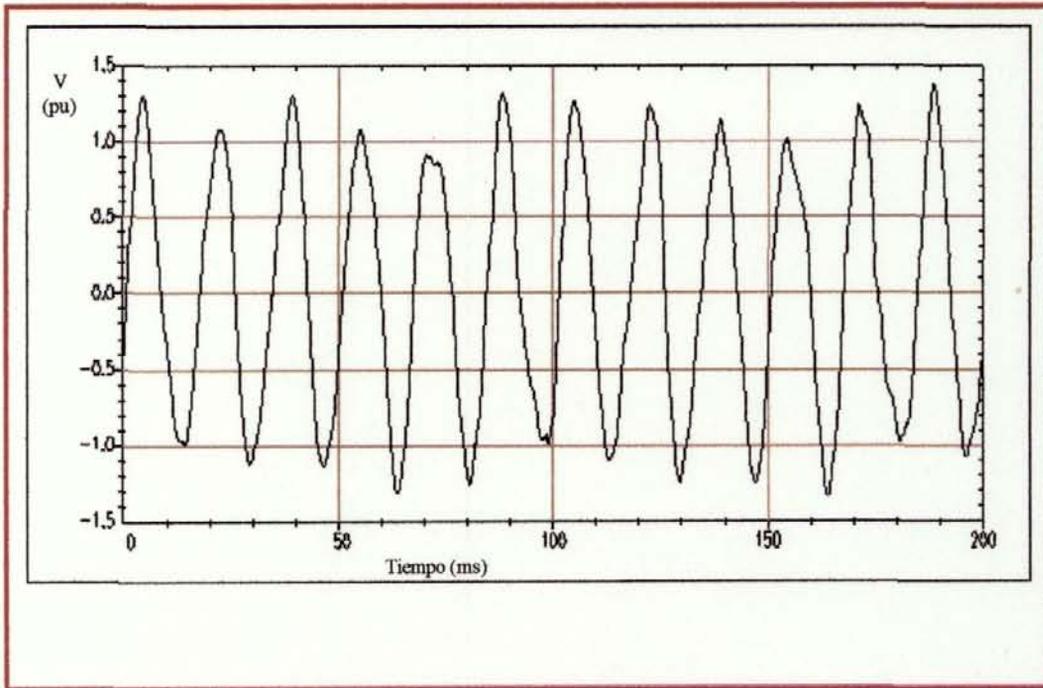


Figura 1.12. Flicker producido por la operación de un horno de arco. IEEE 1159-1995.

Esta fluctuación es causada por un horno de arco, una de las causas más comunes de la tensión en sistemas de transmisión y distribución. La señal de parpadeo se define por su magnitud rms expresada en porcentaje de la señal fundamental. El flicker es medido con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Típicamente magnitudes de flicker tan pequeñas como 0.5% pueden resultar en el parpadeo perceptible de lámparas si la frecuencia del mismo se encuentra entre 6-8 HZ.

1.7 Variaciones de la frecuencia

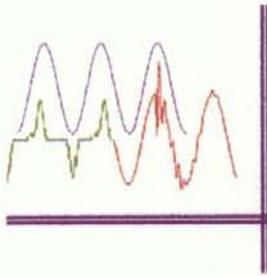
La variación de la frecuencia se define como *la desviación de la frecuencia fundamental del sistema hacia un valor diferente del valor nominal especificado para tal sistema (50 hz o 60 hz).*

La frecuencia del sistema está directamente vinculada a la velocidad de las máquinas generadoras. Las variaciones pequeñas de la frecuencia (tercero o cuarto decimal), se deben al balance dinámico entre las cargas y los cambios que ocurren en la generación. La magnitud del cambio y su duración dependen de la característica de la carga y de los sistemas de control encargados de regular la velocidad de los generadores frente a los cambios en la carga.

Las variaciones de la frecuencia que van mas allá del límite permitido para operación normal del sistema pueden ser causadas por fallas en la parte principal del sistema de transmisión, una gran pérdida o desconexión de carga, o por un generador de gran capacidad que sale fuera de servicio.

En los sistemas de potencia interconectados modernos, variaciones significativas de la frecuencia son muy raras. Las variaciones de la frecuencia significativas son más probables de ocurrir en cargas que son alimentadas por generadores individuales aislados del sistema de potencia.

El notching puede a veces producir errores en la desviación de la frecuencia. Este puede llevar la tensión a valores suficientemente bajos para producir errores en instrumentos de medición y sistemas de control que cuentan con cruce por cero para determinar la frecuencia o el tiempo.



CAPÍTULO 2. CAUSAS Y CONSECUENCIAS

2. Razones por las que algunos equipos son una fuente de problemas para la Calidad de la Energía

Es importante conocer una clase de equipo al cual normalmente se le llama “no contaminante”. El término no contaminante, hace referencia a su capacidad para no introducir en la red perturbaciones que puedan afectar el funcionamiento de otros equipos conectados a ella. Normalmente están preparados para cumplir con las mismas funciones que los equipos contaminantes (los más comunes), con la particularidad de que en su diseño se han realizado consideraciones para disminuir su impacto sobre la red o eliminarlos por completo. En la mayoría de los casos los equipos no contaminantes son más costosos, pero si se considera el desgaste que ocasionan las perturbaciones en otros equipos, unido a las pérdidas de producción que se pudieran producir, el costo de la tecnología no contaminante resulta razonable. Por otra parte, en la mayoría de las industrias modernas se cuenta con la presencia de equipos sensibles, que no toleran perturbaciones, y que será otro factor a tomar en cuenta en las consideraciones económicas que tengan lugar dependiendo del tipo de industria.

En EUA la IEEE ha intentado establecer estándares relacionados con esta materia, pero los mismos se han impuesto en pocas aplicaciones. Por lo general esta no es una agencia que imponga requerimientos sobre nuevos equipos, por ejemplo, un fabricante puede producir equipos que no cumplan con tales requerimientos, aún cuando los mismos podrían reducir el impacto de los equipos contaminantes sobre la red.

Algunos procesos utilizan robots, soldadores, controladores de velocidad, los cuales comparten un elemento común: la fuente de alimentación DC. En la figura 2.1 se muestra el diagrama de bloque de un proceso industrial típico, nótese la cantidad de convertidores (rectificadores) e inversores presentes, cada uno de los cuales introduce problemas para la calidad de la energía.

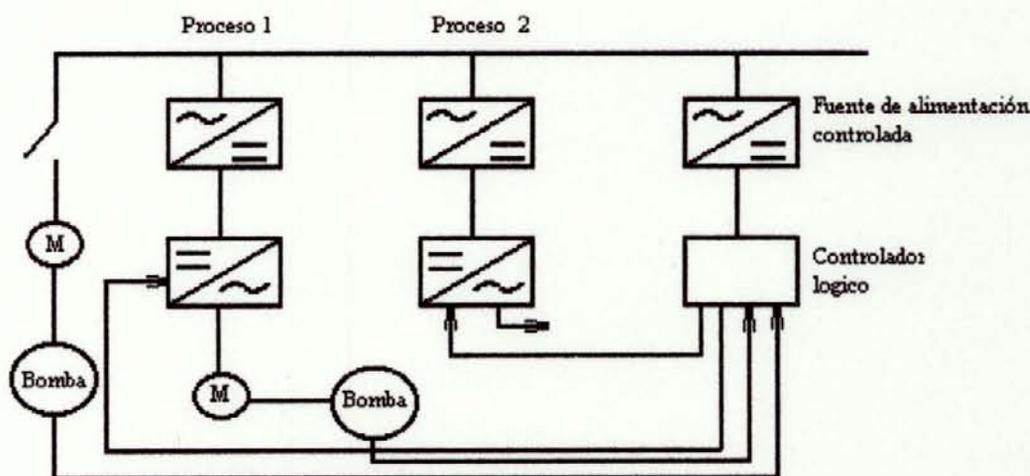


Figura 2.1. Diagrama de bloque de proceso industrial típico.

Por lo general el bloque referente a la fuente de alimentación DC es el mayor contribuidor a los problemas de la calidad de la energía. La mayoría de estas fuentes de alimentación se encargan de rectificar completamente la tensión de la línea de entrada mediante un proceso de swicheo, en los que están involucrados dispositivos semiconductores tales como diodos, tiristores, etc. Esta fuente es conectada posteriormente a un circuito encargado de filtrar la tensión resultante del proceso de rectificación. El análisis de Fourier de la forma de onda resultante del proceso de rectificación, muestra el valor DC de la tensión de salida y una serie infinita de magnitudes de tensión cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia fundamental de la señal de entrada, estas terminan superponiéndose a la señal de tensión aplicada produciendo así la deformación indeseada como se puede notar en la figura 2.2.

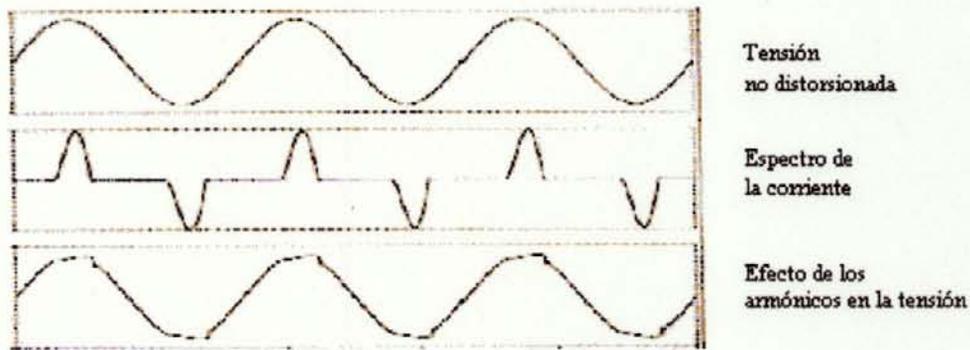


Figura 2.2. Efecto de las fuentes de alimentación de DC en la red de AC.

Los rectificadores más típicos pueden ocasionar elevados picos de corrientes muy cercanos incluso a los valores máximos de la tensión. Si la reactancia de la fuente de alimentación es apreciablemente alta, por ejemplo, la distancia entre el banco de transformadores y el rectificador es muy larga, la forma de onda de la tensión se distorsiona debido a las caídas originadas por los pulsos de corriente, ocasionando que la onda senoidal pura, presente al final del alimentador, se vea alterada. En contraste con esto, los equipos no contaminantes aunque se encuentran en menos cantidad en la industria, tienen la ventaja de no contribuir en gran manera a problemas de calidad de energía, y además también son menos sensibles a ciertos tipos de perturbaciones en su sistema de alimentación. Si se analiza el diagrama de bloque de la figura 2.3, no se notará la diferencia con el diagrama de bloque anterior, esto es porque los dispositivos no contaminantes, poseen el sistema de atenuación de las perturbaciones como parte del mismo equipo.

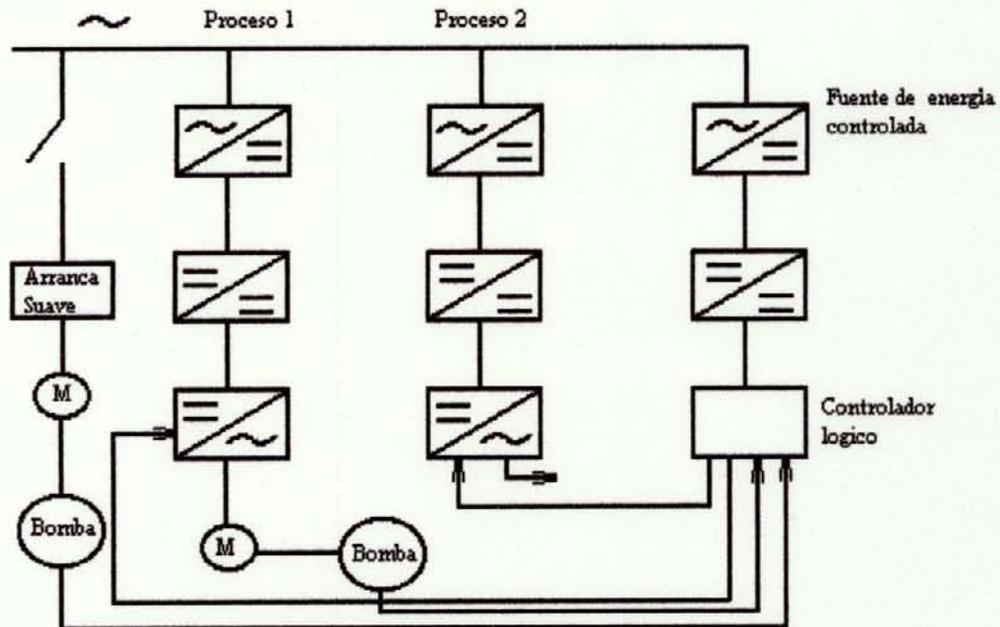


Figura 2.3. Proceso industrial con equipos no contaminantes.

La base de construcción para estos equipos no contaminantes, la constituye un circuito llamado *"boost-chopper"*, este ejecuta varias actividades simultáneamente, como la regulación y corrección del factor de potencia. El principio de funcionamiento es muy parecido al convencional, solo que con algunas modificaciones, la entrada es rectificadora, tal como sucedía en los circuitos anteriores, pero en vez de conectar la salida del rectificador a un condensador de valor elevado, el rectificador se conecta a un condensador de pequeño valor y a un circuito elevador de tensión de alta frecuencia, produciéndose pequeños impulsos de corrientes cercanos a los valores de cero tensión, y pulsos mayores de corrientes a medida que la tensión de entrada se incrementa. El circuito elevador de tensión opera a relativamente alta frecuencia, en el orden de miles de veces la frecuencia de la señal de entrada senoidal. La operación a alta frecuencia permite al circuito responder a cambios instantáneos en la tensión de entrada, tales como una sobretensión transitoria. El control lógico para este tipo de dispositivo es bastante complejo, todas las funciones deben ser integradas en un solo chip para cada aplicación específica.

Las tensiones DC, reguladas mediante esta nueva configuración, son procesadas óptimamente en contraste a como sucedía anteriormente, y permite alimentar sin problemas controles de velocidad, controladores para arranque de motores por pasos, solenoides y similares. Cercano a los 300 KW o mayores, esta técnica no es una solución económicamente viable, pero a menores niveles de potencia si se hace factible.

Evidentemente el costo inicial de estos equipos es mayor al de los equipos convencionales, pero un estudio a largo plazo seguramente mostrará su menor costo. Si todos los fabricantes se vieran forzados, bien por el mercado o bien por la obligación de cumplir con los estándares a construir equipos de este tipo, el costo sería mucho menor y no habría una gran diferencia entre los equipos que trabajan mejor y los que cuestan menos.

Es razonable comprender porque esta tecnología es más costosa. En la nueva versión de esta fuente de alimentación presentada (con boost-chopper) se añaden componentes que incrementan el costo de las mismas. En el caso de una computadora personal, el costo por esta adición está cerca de los \$ 8.80 por unidad. Para grandes ASD (adjustable speed drives), el ahorro puede ser sustancial, el costo de los filtros de armónicos pasivos a ser instalados para poder obtener condiciones de operación aceptables incluyendo su instalación pudiera exceder el costo de los equipos no contaminantes.

Para ASD sobre los 300 HP y otros grandes convertidores de potencia ya se requieren otras técnicas tales como el uso de transformadores para la cancelación de armónicos. Esta técnica añade costo adicional a los equipos, pero este costo es típicamente menor que el costo de instalación con equipos no contaminantes.

2.1.1 Estudio de equipos generadores de perturbaciones

Pudiera deducirse que los equipos no contaminantes ideales son dispositivos que no requieren corrientes elevadas de arranque, además no requieren cambios bruscos en la corriente para varios modos de operación y poseen esencialmente una corriente sinusoidal, no distorsionando la tensión del sistema de distribución. Tales dispositivos o cargas no existen hoy día, por lo que los requerimientos de diseño han sido un reto.

Los motores convencionales presentan un desafío para la calidad en la energía solo mientras dure el arranque. La corriente de estos durante el proceso de arranque puede llegar de 6 a 7 veces la corriente de operación nominal. Si unimos a esto un bajo factor de potencia en el arranque, se producirán elevadas caídas de tensión a través de la línea y los transformadores. La componente inductiva, la cual existe durante la operación normal del motor, puede ser compensada a través de condensadores, aunque estos necesitan ser energizados, los mismos no producen una distorsión significativa de la tensión al tomar valores de corrientes no tan elevados.

Aparte de los motores y lámparas incandescentes la mayoría de las cargas son no lineales, el grado de no-linealidad viene dado por el tipo de carga. Lámparas fluorescentes y de alta intensidad poseen transformadores (balastos) electrónicos los cuales producen corrientes distorsionadas muy abundantes en armónicos y tienden además a producir grandes picos de corrientes en los alimentadores monofásicos a los que están conectados.

Las conocidas fuentes de alimentación DC, se basan en circuitos rectificadores de la tensión senoidal y las mismas están presentes en casi la totalidad de los equipos electrónicos de aplicación industrial y comercial. En la figura 2.4 se muestra un rectificador de este tipo.

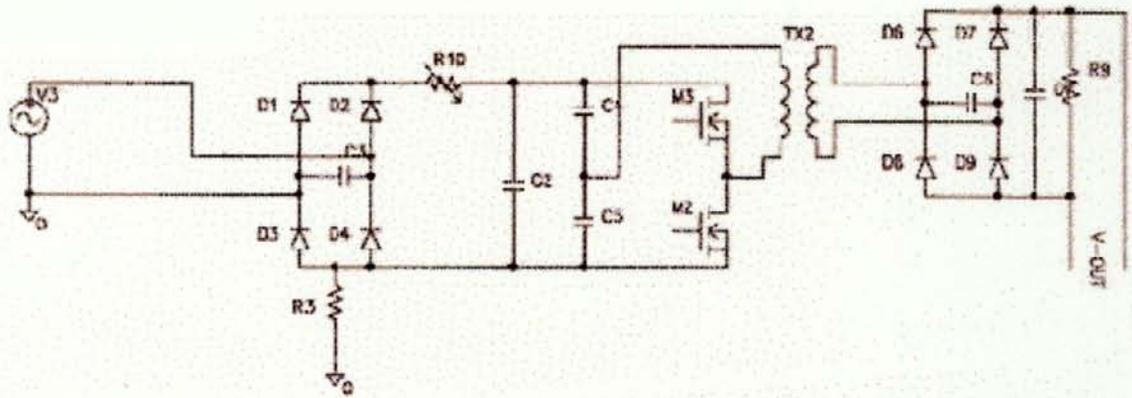


Figura 2.4. Circuito rectificador de onda completa.

A menudo en estos circuitos se utilizan técnicas para reducir los picos de corriente, una ellas puede ser la utilización de dispositivos polímeros, los cuales tienen alta resistencia a la temperatura, pero los mismos no influyen en la reducción de los picos de corriente tomados por el circuito.

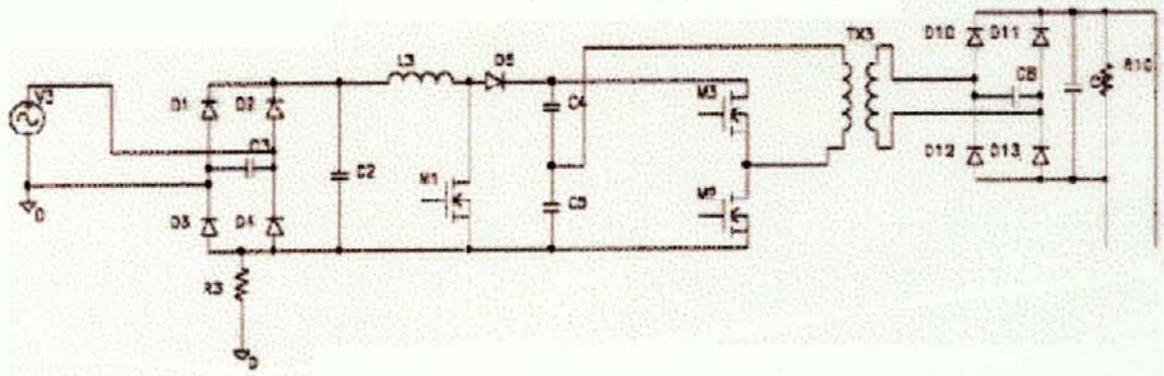


Figura 2.5. Circuito rectificador con inductancia.

Otras técnicas sustituyen el dispositivo polímero por un pequeño condensador, un inductor de alta frecuencia, un rectificador de potencia, un interruptor basado en semiconductores y un circuito de control sincronizado con la tensión de entrada, como se puede notar en la figura 2.5. Justo después que la tensión comienza a incrementarse, el dispositivo semiconductor se cierra por unos pocos microsegundos, produciendo una pequeña cantidad de corriente en el inductor. Cuando el interruptor abre, la tensión en el inductor se hace inversa y la corriente es transferida en el capacitor-filtro. El interruptor semiconductor se cierra nuevamente por un intervalo de tiempo ligeramente mayor y la corriente llega a niveles mayores en el inductor. Mientras el interruptor se encuentra encendido la tensión se incrementa hasta alcanzar el pico de la tensión de la fuente, al mismo tiempo, el intervalo de encendido del semiconductor será cada vez menor. La corriente, como un reflejo continuo en la línea de entrada aparece sinusoidal. El diagrama de bloque de la figura 2.6 y la forma de onda que aparece es una muestra de este tipo de emulación de la onda senoidal de corriente.

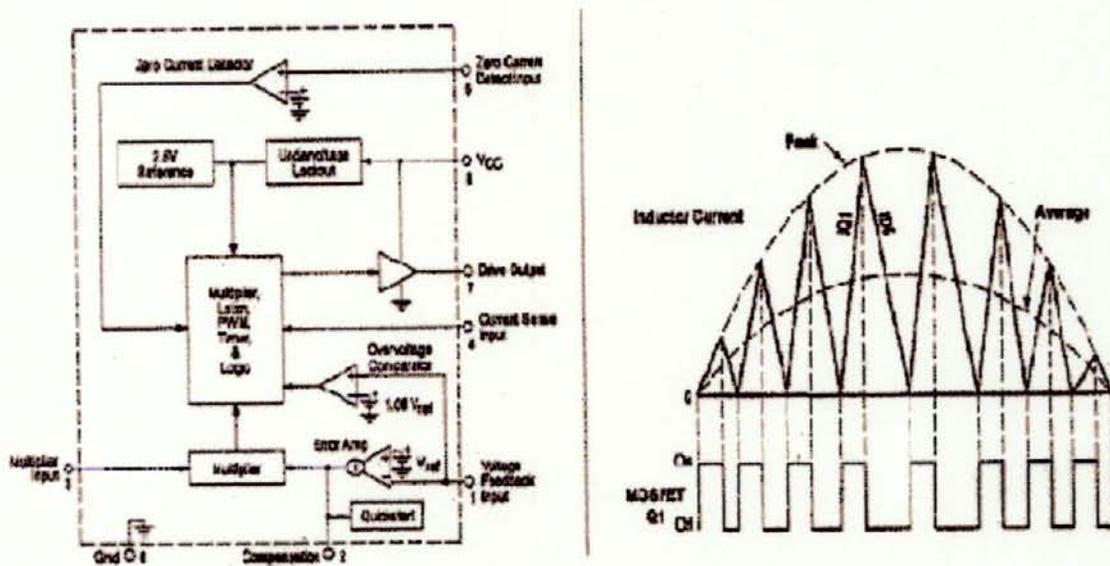


Figura 2.6. Diagrama de bloque modulación ancho de pulso. Formas de onda. (motorola MC34262 IC).

Es importante, durante la etapa de diseño, prever el efecto de unidades de control sobre el sistema de distribución propio de la industria y de la empresa distribuidora, con el objeto de no exceder los límites de distorsión máximos fijados y afectar a otros usuarios y cargas conectados en las cercanías. Han habido numerosos casos donde una gran concentración de dispositivos contaminantes ha resultado en tal distorsión de la tensión en la barra de alimentación, que equipos conectados a esta no han podido funcionar. Pocos fabricantes de estos dispositivos de control han implementado un sistema de calidad para reducir el impacto de armónicos, por lo general las soluciones se ejecutan en sitio mediante la colocación de filtros pasivos o activos u otras técnicas que permitan reducir la distorsión total producida por los dispositivos contaminantes, lo que contribuye a que el costo total del sistema sea mayor, al igual que el espacio físico a disponer para el conjunto de equipos.

2.2 Consideraciones básicas acerca de los equipos sensibles

Algunos tipos de perturbaciones definidas ya, pueden tener un impacto significativo sobre determinados equipos, los cuales por lo general se pueden dividir en las siguientes categorías:

1. Dispositivos de iluminación, incluyendo descarga de alta intensidad (HID), fluorescentes e incandescentes.
2. Computadoras y equipos con tecnología de microprocesadores (fax, módem, impresoras, fotocopadoras).
3. Motores usados en aplicaciones para calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC).
4. Motores usados en procesos de control, incluyendo robots.
5. Dispositivos de control de estado sólido para motores.
6. Sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) y variadores de velocidad (ASD).
7. Equipos industriales especiales, incluyendo soldadores de arco, hornos de arco y grandes compresores (mayores de 3 MW).

La diferencia entre estas categorías se puede distinguir con facilidad. Algunas de estas están compuestas por equipos robustos, otros utilizan controles digitales de bajo voltaje.

Los equipos de iluminación son probablemente los más robustos. Las lámparas incandescentes por ejemplo, pueden soportar impulsos transitorios y caídas de la tensión, aunque evidentemente estos reducen la vida útil de la lámpara. Las lámparas de descarga HID por su parte, presentan problemas frente a interrupciones momentáneas, la corriente de arranque cuando la lámpara está caliente es varias veces superior a cuando está fría, por lo que el proceso de encendido bajo estas condiciones puede tomar más de 10 minutos, y esto debido a una interrupción momentánea (pérdida de 2 ciclos por ejemplo).



Por otro lado, los motores comerciales y dispositivos de control como contactores, son extremadamente robustos, en el sentido que pueden soportar la pérdida de la tensión por uno y hasta dos ciclos. Actualmente una parte considerable de la potencia eléctrica alimenta solo a motores, en EUA por ejemplo, aproximadamente el 35% de la potencia eléctrica alimenta a motores y este número sigue incrementándose. Debido a esto, los dispositivos utilizados como control de los mismos están siendo ampliamente estudiados tanto por usuarios en general como por ingenieros ocupados en la problemática de la calidad de la energía. Los sistemas UPS y ASD poseen menos del 5% del total de la energía eléctrica generada en este país, no obstante la popularidad de estos está aumentando.

Existen ciertas características en el diseño de estos equipos que los hacen más sensitivos a problemas en la calidad de la energía, es mas, si un usuario requiere un equipo más tolerante el fabricante deberá tomar consideraciones especiales.

Los equipos industriales especiales tales como soldadores de arco, de horno y grandes compresores sobre los 3 MW, no han cambiado mucho en los últimos 30 años. Estos tipos de equipos han sido comúnmente la causa de diferentes problemas para la calidad de la energía, y usualmente son muy robustos cuando se alimentan con energía de poca calidad.

Los equipos de aplicación residencial, aunque no sean mencionados dentro de las categorías, son también susceptibles a problemas en la calidad de la energía, lo que ha llevado a los fabricantes de los equipos a realizar diseños más tolerantes y al mismo tiempo económicos frente a los problemas usualmente encontrados en la calidad de la energía.

Por lo general una mala calidad de la energía puede producir fallas en los equipos electrónicos, las cuales se dividen en:

1. Fallas severas, en esta los componentes se dañan irremediamente debido a un esfuerzo eléctrico excesivo. En estos casos por lo general la rigidez dieléctrica del componente

electrónico es vencida, ocasionando la ruptura irreparable del mismo. Las causas pudieran ser impulsos transitorios de la tensión que someten al material dieléctrico a sobretensiones por encima de los valores máximos de diseño del componente. También se puede producir la falla del componente debido a un exceso de corriente circulando a través de este, ocasionado por una caída de la tensión. En cualquier caso, se produce la falla del equipo electrónico y se hace necesario la restitución del componente dañado.

2. Fallas momentáneas, se produce debido a la sensibilidad del propio circuito electrónico. Este tipo de falla incluye casos en donde por ejemplo, el circuito protector contra sobretensiones asociado a un ASD opera para evitar un transitorio que se presenta en la línea de alimentación, tal como el originado por el swicheo de un condensador. En ese caso el dispositivo variador de velocidad será sometido a valores de la tensión diferentes a los de operación normal, por lo que se pudieran producir errores momentáneos en el funcionamiento del mismo.
3. Fallas no severas o suaves, estas se originan debido a errores producidos por sensores, errores de comunicación en líneas de control, por ejemplo, la lectura incorrecta de un sensor de temperatura, velocidad, etc. El conocido ruido eléctrico puede resultar en señales erróneas en líneas de comunicación y afectar todo un proceso. Por esta razón, en la actualidad los sensores se diseñan tomando en cuenta al ruido eléctrico y haciéndolos inmunes a ellos.

2.3 Efecto de la calidad de la energía en los PC y sistemas de computación

Por lo general, todos están acostumbrados a los comunes problemas relacionados con el software, usualmente se manifiestan en un mensaje como el siguiente “*El sistema ha efectuado una operación no válida*” o también “*Insuficiente memoria para esta aplicación*”. Sucede que a veces estos mensajes no se deben a problemas con el software, sino a una calidad de la energía inadecuada.

Cada día se encuentra un mayor número de este tipo de equipos en casas y oficinas. El instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE) los ha llamado “*Equipos electrónicos sensitivos*” y ha publicado algunas prácticas especiales para su tratamiento, en vista de que los mismos simplemente no pueden tolerar problemas en la calidad de la energía, tales como los producidos por el arranque de un motor o una breve pérdida de la alimentación de entrada. La continuidad del servicio debe ser casi total, literalmente sólo pueden soportar interrupciones por debajo de los milisegundos. Por ejemplo la pérdida de servicio momentánea ocasionada por una descarga eléctrica puede hacer parpadear brevemente al alumbrado, pero rápidamente se retorna a la normalidad, incluso los motores (sin controladores especiales) retornan nuevamente a su ciclo de operación normal. Sin embargo un PC no tolera esta breve variación y necesita ser reiniciado al igual que todos aquellos equipos con tecnología de microprocesadores, los cuales necesitan ser nuevamente programados.

Las variaciones de tensión son otra fuente común de problemas para los PC y otros equipos electrónicos. Estas variaciones pueden ser positivas (mayores de la nominal) o negativas (menores de la nominal). Las variaciones pueden ser muy grandes alcanzando incluso los miles de voltios, aunque solo pequeñas variaciones ya pueden causar problemas. La mayoría de los PC pueden resistir variaciones de $\pm 10\%$ del valor nominal de funcionamiento, tolerancia dada por el fabricante ($\pm 12V$ en un circuito 120V), sin embargo estos pueden detectar, e incluso ser

afectados por pequeñas variaciones menores al 10%. Otro punto importante a recordar es que los fabricantes de PC calculan su rango de tensión asumiendo una onda senoidal pura de tensión. Si la forma de onda de la tensión tiene partes planas o en general es distorsionada, el PC no operará dentro de los rangos de tensión especificados. En presencia de grandes corrientes debido al arranque de una carga de tamaño considerable todo el circuito experimentará una breve baja de tensión y por supuesto todas las cargas conectadas al circuito también experimentarán la reducción. Los PC que por malas consideraciones de diseño se encuentren conectados a este tipo de circuitos, con seguridad necesitarán ser reiniciados tras cada proceso de arranque. Una situación parecida puede suceder cuando el PC se encuentra conectado a la fuente de alimentación a través de un circuito extremadamente largo, tal que el equipo vea una reducción de la tensión superior o igual al 5%. Esta reducción de la tensión de manera permanente pudiera tener los siguientes efectos:

1. La baja de tensión puede ocasionar en la fuente DC dentro del equipo (todos los equipos electrónicos poseen una) esfuerzos adicionales a lo normal. Esto se basa en el hecho de que la potencia tomada por el circuito rectificador es igual a la tensión de la línea (120V nominal) por la corriente que este toma. La potencia tomada es constante, fijada por las necesidades del equipo, por eso un decremento en la tensión de entrada debe ser compensada con un aumento proporcional en el valor de la corriente. Ahora, la cantidad de calor disipada por esta fuente (específicamente por los elementos resistivos, tales como resistencias, cables, etc.) es proporcional al cuadrado de dicha corriente. Por esta razón el resultado final de un descenso de la tensión es una elevación o pico de la temperatura en el equipo, además este exceso de temperatura representa un gasto adicional de energía, errores de funcionamiento y reducción de la vida útil del equipo.
2. Las bajas en la tensión pueden causar fallas en los componentes debido a que el incremento que se produce en la corriente excede los límites de diseño de los mismos.

Las fuentes DC en los PC usualmente son más robustas de lo normal debido a que los fabricantes comprenden el hecho de que los usuarios a menudo incorporan dispositivos

adicionales (tarjetas de memoria, etc.) después que el PC ha sido puesto en servicio. El sobredimensionamiento de estas fuentes brinda cierta tolerancia cuando los valores de la corriente aumentan debido a un descenso en la tensión. Por su parte las fuentes de DC en monitores son diseñadas justo para lo que esa carga necesita, ya que en ese caso el fabricante no espera ninguna adición por parte del usuario. Las elevadas corrientes causadas por bajas de la tensión pueden dañar severamente tales fuentes de DC. Los descensos en la alimentación de tensión pueden además interferir de manera general con la operación de un PC, particularmente si estos se encuentran conectados a una red.

Otro factor de importancia considerable, es la tensión que puede existir entre los conductores de neutro y tierra a distancias considerables del tablero principal de entrada (en este punto el conductor de tierra y el neutro se conectan al chasis del tablero y a una barra de Cooperweld enterrada en la tierra). Normalmente la tensión entre neutro y tierra es cero o muy cercana a este valor, pero cuando la tensión fase neutro decrece esta se incrementa, de hecho este incremento es exactamente la mitad del decremento registrado en la tensión fase neutro, por ejemplo una reducción en la tensión de fase de 120V a 110V ocasiona un incremento de 5V entre neutro y tierra. La mayoría de los PC de escritorio pueden tolerar cuando mucho una variación del 10% entre fase y neutro, pero son altamente sensibles a pequeños cambios en la tensión neutro tierra. Esto es particularmente cierto en PC de última generación, los cuales contienen circuitos lógicos que operan a valores menores de 1V (los Laptop no son sensibles a esta situación ya que por lo general no contienen un cable externo de conexión a tierra). Por lo tanto en estos casos delicados lo mejor es usar circuitos independientes o añadir circuitos adicionales para los equipos electrónicos sensibles.

Las variaciones o incrementos positivos de la tensión pueden ocasionar más problemas que las variaciones negativas. Si la variación es suficiente, esta puede destruir varios componentes en el equipo electrónico. Tales variaciones positivas también conocidas como picos transitorios de tensión pueden suceder en los circuitos asociados, por tensiones inducidas en las líneas de distribución debidas a descargas atmosféricas, lo cual es una causa frecuente, también pueden ser

ocasionadas por algunos equipos conectados al mismo panel eléctrico del PC, tales como aires acondicionados, aspiradoras, equipos de refrigeración y otras cargas eléctricas que pueden generar picos de tensión y ruidos eléctricos.

Existen varias alternativas que permiten proteger al PC de estos picos, como por ejemplo, la instalación de supresores de sobretensión transitoria entre el equipo y el punto de conexión, una buena protección de pararrayos unido a un eficiente sistema de tierra también evitará daños al equipo electrónico en caso de descarga atmosférica en los alrededores.

La mayoría de los equipos electrónicos que utilizamos hoy día están diseñados para trabajar con tensión alterna que muestra una onda sinusoidal pura. Cualquier perturbación en el valor de la frecuencia o en la forma de onda de la tensión disminuye la calidad de la energía, y puede resultar en una reducción de la habilidad de los dispositivos electrónicos especialmente sensibles para operar apropiadamente. Por lo general las variaciones de la frecuencia son muy pequeñas debido al funcionamiento interconectado de la mayoría de los sistemas de potencia modernos, una variación significativa de la frecuencia en uno o varios generadores conectados al sistema implicaría la desconexión del mismo, saliendo así del sistema interconectado. La mayoría de las perturbaciones son originadas por los propios usuarios. Irónicamente son los mismos equipos electrónicos sensibles de los que hemos estado hablando los que producen tales perturbaciones. Las fuentes de DC que estos contienen toman corrientes por pulsos en vez de tomarla de forma sinusoidal. Estos pulsos contaminan el sistema de alimentación, superponiéndose a la onda sinusoidal de corriente y produciendo una deformación total.

Normalmente, la distorsión de la forma de onda no es un problema serio en el caso de aplicaciones donde los equipos electrónicos que pueden producir este tipo de distorsión están en un número limitado. Realmente sería un serio problema en aplicaciones donde pudieran haber cientos de computadoras, lámparas con balastos electrónicos y equipos similares concentrados en un área relativamente pequeña. Las perturbaciones generadas por estos pueden hacer grandes estragos en la confiabilidad de los PC, sin mencionar los riesgos de incendio y otros problemas

que se presentan. Aunque en aplicaciones individuales la posibilidad de distorsión sea remota debido al número limitado de equipos electrónicos, esta pudiera ser una posibilidad si se conectan todos estos equipos al mismo circuito eléctrico, pudiéndose degradar la calidad de la energía tanto como para provocar esfuerzos y daños severos a los mismos equipos electrónicos. Los armónicos pueden causar serios problemas en lugares con alta concentración de PC. Los problemas más comunes pueden ser una reducción del valor pico de la tensión, que produce daños en las fuentes DC de los PC.

Es evidente que los equipos de computación son costosos, añadiendo a esto el valor de la información contenida en ellos, de aquí la importancia de hacer las consideraciones necesarias en la etapa de diseño a fin de evitar daños a equipos y pérdida de información. A continuación se mencionan algunas prácticas preventivas recomendadas por los expertos en el tema a fin de evitar estos contratiempos.

1. Los circuitos ramales que alimentan a los equipos electrónicos sensibles deben separarse de circuitos que alimentan cargas comunes tales como alumbrado, motores, soldadores de arco y otras similares. Si es posible, se debe usar un circuito independiente para la impresora láser y el resto del equipo de computación. En algunos casos extremos donde se cuentan con grandes impresoras puede ser oportuno incluso separar estas del circuito ramal de los PC.
2. Utilización de circuitos de tierra y tomacorrientes polarizados. El circuito de tierra es indispensable para los equipos de computación pues los protege de electricidad estática. Si no se coloca el cable de tierra, el módem se convierte en la fuente de tierra.
3. En sitios donde se cuente con circuitos de tierra, se deben chequear los mismos y comprobar su efectividad antes de la instalación de los equipos de computación. La mejor alternativa es sin duda instalar conductores de tierra.
4. Los sistemas de teléfono y vídeo deben encontrarse puestos a tierra y unidos al punto de tierra principal. Sin esta unión las sobretensiones inducidas debido a descargas atmosféricas podrían circular por el sistema de computación, en vista de que este combina

alimentación eléctrica, de teléfono (módem), y vídeo (cable módem o vídeo), cualquiera de estos podría ser un camino para sobretensiones atmosféricas.

5. Instalar dispositivos protectores contra picos de tensión en el panel de entrada, del cual se alimenta a los equipos de computación.
6. En casos extremos usar estas protecciones también en el punto donde se conecta el equipo de computación. Usar unidades apropiadas para proteger además el servicio de teléfono y vídeo.
7. Para reducir o minimizar los efectos de la electricidad estática todos los materiales (como los que se usan para cubrir los equipos) que puedan almacenarla deben estar debidamente puestos a tierra. Existen en el mercado numerosos sprays con los que se pueden tratar alfombras, sillas, tapicerías y superficies de escritorio a fin de evitar la estática.

Normalmente estas soluciones no envuelven mayores costos, es más, son bastante económicas cuando se compara con el costo de daño o hasta pérdida de un equipo o sistema de computación y toda la información almacenada en este. En casos más críticos, donde la pérdida de la información no se puede tolerar bajo ninguna circunstancia, es necesario entonces considerar la instalación de sistemas UPS que aislen el sistema de computación del servicio público y brinden un nivel de calidad de la energía realmente elevado. Por supuesto el costo involucrado en esta opción puede ser considerable, por lo que se considera esta alternativa cuando la importancia del sistema realmente lo requiere. Tal es el caso de las compañías telefónicas, empresas petroleras en algunas aplicaciones, instalaciones militares, aeropuertos, centros hospitalarios y aplicaciones industriales que por la importancia o complejidad del proceso también lo requieren.

2.4 Calidad de la energía en las estaciones de generación

Un estudio de las estaciones generadoras más grandes permite llegar a la conclusión que estas no contribuyen a problemas relacionados con la calidad de la energía. Las máquinas sincrónicas generadoras producen a su salida una onda de tensión sinusoidal pura, típicamente entre 25 a 35 KV, que es el valor de tensión práctico para estas aplicaciones, y al mismo tiempo los más elevados que se pueden obtener, considerando que estas máquinas poseen aislamiento en aire. Las máquinas poseen una baja impedancia, lo que puede producir elevadas corrientes de falla si llegase a ocurrir un corto en terminales de esta o en una línea cercana a la estación. Normalmente se opera con una capacidad de reserva, lo que permite a los usuarios incrementar sus cargas en un momento determinado sin causar descensos de la tensión. La mayoría de los sistemas que operan dentro de una estación generadora se pueden clasificar como cargas lineales. No obstante en estas estaciones también se necesitan sistemas ASD (adjustable speed drive) de muy elevada capacidad (1000 HP y mayores), aunque por supuesto, a los niveles de potencia manejados en una estación generadora (las que requieren estos ASD), evidentemente se pueden aislar los efectos de los ASD de la tensión que finalmente se envía hacia la transmisión. Los transitorios y otras perturbaciones son prácticamente inexistentes en la barra de conexión que sale a la transmisión. Se puede concluir con certeza que las estaciones generadoras no contribuyen a problemas en la calidad de la energía, estas entregan un producto totalmente confiable.

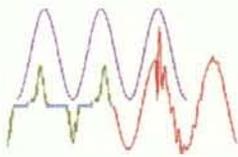
2.5 Calidad de la energía en los sistemas de transmisión

La tensión que sale del generador como es sabido es inmediatamente elevada en subestaciones asociadas a la estación de generación. Aquí, autotransformadores de gran capacidad llevan la tensión a los valores requeridos para la transmisión de la energía a grandes distancias. Estos valores oscilan entre 300 a 750 KV, dependiendo de la longitud de la línea y de la potencia a transmitir involucrada, esta es una manera práctica de reducir pérdidas asociadas a la resistencia de la línea de transmisión. Por lo general, la estación generadora posee un determinado número de líneas de transmisión, dependiendo de la potencia generada. La calidad de la energía al final de estas líneas de transmisión es casi tan buena como la que hay en los terminales de los generadores, pero a partir de este punto es cuando se expone la misma a posibles influencias negativas. No obstante en las líneas de transmisión ocurren eventos que también atentan contra la calidad de la energía, si bien a un menor grado. Estas líneas por lo general están sujetadas por grandes aisladores de porcelana o de vidrio, soportados a su vez por elevadas torres de acero. Las torres están espaciadas entre 500 a 100 pies unas de otras, lo que permite a las líneas tener cierto valor de flecha. El primer problema ocurre en condiciones de vientos fuertes, donde las líneas pueden ser movidas, pudiendo a veces reducir la distancia entre ellas y producir arcos, los cuales ocasionan transitorios y pudieran hacer disparar los dispositivos de protección. Aún cuando no llegase a producirse el arco, este movimiento cambia la inductancia de las líneas, resultando en una variación aleatoria de la tensión la cual puede aumentar (swell), o disminuir (sag). Por otro lado está la altura de las torres, la cual es necesaria para reducir pérdidas por acoplamiento capacitivo y permite tener grandes espacios entre una torre y otra, que hace de las líneas de transmisión un blanco directo de las descargas atmosféricas. Todas estas líneas se encuentran por tanto protegidas por cables de tierra conectados a los puntos más elevados de las torres. No obstante, aún con esta protección, a veces las descargas atmosféricas logran tener efectos en las líneas de transmisión, que se traducen en picos de tensión muy rápidos (1.2/50 us). Usualmente las descargas atmosféricas no representan

mayor problema para las líneas de transmisión protegidas con cables de guarda, sin embargo, en líneas de distribución aéreas estas descargas pueden inducir tensiones elevadas que representan sobretensiones bastante significativas para la tensión de la línea.

Otro problema presente en las líneas de transmisión son las descargas debido a las cadenas de aisladores, las cuales son producidas por acumulación de polvo, cenizas, fertilizantes agrícolas unidos a la humedad. Si un aislador tiene una capa suficiente de polvo y ocurre una lluvia ligera, estos dos se mezclan formando así un camino alterno que disminuye el valor de la aislación. Ocurre entonces una descarga, resultando en una baja de la tensión, seguida de un pico de la misma. Aunque generalmente los dispositivos de protección no operan en esta clase de fallas momentáneas, es necesario realizar periódicamente una labor de limpieza de las cadenas de aisladores, la cual se realiza con las líneas energizadas.

Debido a la longitud de las líneas de transmisión, y a la separación entre estas (tanto como 30 pies), la línea presenta cierta impedancia que es variable con la frecuencia. A 60 HZ, esta impedancia es significativa, lo que resulta en una reducción de la tensión al final de la línea de transmisión cuando aumenta la carga. Puede haber de un 5% a 6 % de diferencia entre plena carga y poca carga. El problema se presenta cuando una carga con elevadas corrientes de arranque es conectada al sistema de transmisión, la terminación de la línea puede experimentar hasta un 10 % en caída de tensión. De manera similar, la línea no permanecerá ajena a la presencia de altas frecuencias. Si una línea larga es cargada con grandes fuentes de armónicos, ocurrirá una distorsión de la tensión en el extremo final de la línea. El análisis de todas las perturbaciones que ocurren en un sistema de transmisión es sumamente complejo. Se pueden generar ondas viajeras en las líneas, las cuales se reflejan y transmiten en cada punto donde la línea cambia de impedancia característica, esto es donde exista un dispositivo de protección, transformador, reactor, banco de condensadores, etc. Los sistemas trifásicos complican aún más el análisis, solo con el uso de programas muy elaborados y complejos (como el EMTP) se realiza actualmente la simulación y estudio de estos eventos en los sistemas de transmisión.



CAPÍTULO 3.

ESTUDIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

3. Ejecución de un estudio de calidad de la energía

El estudio de la calidad de la energía eléctrica es el primer y quizás el más importante paso. En la etapa de diseño de cualquier industria un estudio de calidad de la energía es imprescindible para determinar si la misma es apropiada para el proceso industrial a realizar, o si es necesario efectuar acondicionamiento en caso de que el proceso no tolere la calidad presente en el servicio público. Implementar las soluciones en este nivel de diseño evitará los costos excesivos resultantes de realizar las correcciones a última hora y permitirá una mejor ejecución del plan de puesta en marcha. No obstante, en la mayoría de los casos los problemas se presentan en instalaciones que ya se encuentran en funcionamiento, y se hace necesario su corrección. La investigación en este campo cuenta con el análisis, desde una parte simple del sistema hasta el estudio de todo el sistema eléctrico, por lo general este tipo de estudio requiere de los siguientes cinco pasos básicos:

1. Preparación del estudio de calidad de la energía.
2. Inspección del sitio.
3. Monitoreo de la fuente de alimentación.
4. Análisis de los resultados del monitoreo y datos de inspección.
5. Aplicación de las soluciones correctivas.

3.1.1 Preparación del estudio de calidad de la energía

Esta parte involucra el entendimiento claro de los diferentes problemas que se pueden presentar en un estudio de este tipo. La definición de objetivos no solo mantiene el proyecto enfocado sino que también ayuda a identificar todo el equipo necesario para ejecutar el trabajo. El lugar donde se colocará el equipo de monitoreo dependerá del sitio del cual se sospeche que exista el problema.

Si el estudio se realiza en una instalación que ya se encuentra en funcionamiento y se sospecha de alguna parte del sistema en especial, es allí donde se colocará el monitor de calidad de la energía, conectado a las bornes de alimentación del equipo en cuestión. Si el problema no es encontrado aquí, se pudiera conectar el equipo en algún nodo común a varios equipos, a fin de determinar su localización.

De la misma manera se puede realizar un estudio de la fuente de alimentación. Para esto se ha de monitorear cada circuito de alimentación a la carga en cuestión, puede suceder, como se indica en la IEEE Std 1100-1992, que un equipo electrónico no solo sea el contribuidor sino también la víctima del problema en la calidad de la energía.

Las veces que ocurre o cuando ocurre el problema, puede proporcionar una guía importante acerca de la naturaleza del mismo. Si el problema en la energía solo se presenta en un período determinado del día, se debe sospechar de algún equipo en particular, el cual al encenderse produce el problema. El tiempo de monitoreo debe ser de por lo menos un ciclo del proceso industrial, que es el tiempo mínimo que toma la fábrica y en el cual todos sus equipos ya han intervenido. No obstante hay procesos en los cuales se presentan cambios cada tres días, u otros en los que las operaciones son diferentes cada día. En estos casos el período mínimo de monitoreo deberá ser de una semana.

Como parte de esta preparación es necesario obtener datos históricos importantes acerca del proceso industrial involucrado y los equipos relacionados. Estos datos típicamente incluyen la determinación de tiempo - ocurrencia, duración de problemas periódicos en el sistema, registros de perturbaciones, fallas severas, cualquier cambio o adición de equipos al sistema, así como sus respectivos ciclos de operación.

En un estudio de calidad de la energía se utilizan diferentes herramientas, entre estas tenemos al analizador de energía, el cual registra los eventos y obtiene las formas de onda, posee las funciones de multímetro, scanner infrarrojo, etc. Otras herramientas pudieran incluir puntas de prueba, cámaras de vídeo, grabadores, medidor de resistencia de tierra y tester medidor de aislación. No todas estas herramientas son necesarias para cada estudio, el uso de las mismas dependerá de cuan difícil de detectar sea el problema, pero el equipo de monitoreo es indispensable en cualquier caso.

Este equipo tiene una amplia gama de funciones, indispensables para documentar las condiciones eléctricas encontradas durante la inspección física del sitio y permitir al mismo tiempo el almacenamiento de los datos obtenidos para un posterior análisis y registro histórico. Algunos de estos equipos, los cuales están disponibles en formas muy variadas, pueden ser instalados permanentemente en el sitio, proporcionando un registro continuo de la situación eléctrica de un sistema. Esta información puede ser bajada del equipo instalado permanentemente a un monitor portátil o a un PC. A través de un módem de alta velocidad, se puede monitorear un sistema remoto vía Internet o Intranet. Otros dispositivos de mano también están disponibles, con la ventaja que permiten realizar mediciones más simplificadas y rápidas de las mismas variables, reportando igual confiabilidad y funciones que el anterior. Algunos de estos son diseñados con programas inteligentes de calidad de la energía, como el desarrollado por Electric Power Research Institute (EPRI) el cual puede realizar llamadas telefónicas a teléfonos celulares o convencionales y producir un reporte hablado de los eventos ocurridos. Más adelante en este capítulo se presentan algunos equipos comerciales, así como algunas de sus principales especificaciones.

3.1.2 Inspección del sitio

La inspección del sitio comienza por un reconocimiento visual del exterior del mismo y su vecindad inmediata en orden a obtener una mejor idea del área utilizada, así como determinar el tipo de servicio eléctrico recibido (subterráneo, aéreo), existencia de bancos de condensadores para corrección del factor de potencia, determinar la cercanía de instalaciones que pudieran crear problemas en los alimentadores cuando estos son compartidos, subestaciones cercanas y otras fuentes de potenciales que pudiesen originar problemas.

Inspeccionar el lugar ayuda a identificar equipos que podrían causar interferencias. También permite determinar la existencia de tuberías eléctricas dañadas, transformadores sobrecargados, paneles eléctricos destapados y otros. Las cargas eléctricas tales como grandes fotocopiadoras, sistemas UPS, compresores y similares también deben ser revisadas, prestando especial atención a aquellas cargas cercanas a equipos perturbadores.

Cualquier inspección debe incluir una revisión física del alambrado de las cargas eléctricas críticas, desde el lugar donde se encuentran instaladas hasta la entrada del servicio eléctrico, y también la identificación de cargas, posibles causales de problemas en la calidad de la energía. Comúnmente el cableado ineficiente o en malas condiciones puede introducir problemas en la energía. Cualquier conexión deficiente o dañada, detectada durante la inspección, debe ser corregida antes de efectuar el monitoreo. Se debe prestar cuidadosa atención a cables de conexión de los equipos, receptáculos, cableado bajo alfombras, paneles eléctricos, tuberías eléctricas, transformadores y el servicio eléctrico de llegada. Para tener una idea de los problemas que pueden introducir un cableado deficiente en la calidad de la energía, se presenta la siguiente tabla.

Problema	Efecto
Conexiones flojas	Transitorio impulso, bajas de tensión de larga duración
Falla de breakers	Transitorio impulso, bajas de tensión de larga duración
Unión neutro – tierra	Corriente en circuito de tierra
Inversión entre neutro y tierra	Corriente en circuito de tierra
Alta impedancia de neutro (abierto) en circuito polifásico	Fluctuaciones de tensión considerables entre neutro y tierra, fluctuaciones de tensión
Alta impedancia neutro – tierra vinculada a un transformador	Fluctuaciones de tensión considerables entre neutro y tierra, fluctuaciones de tensión
Alta impedancia neutro – tierra vinculada al servicio de entrada	Fluctuaciones de tensión considerables entre neutro y tierra, fluctuaciones de tensión
Alta impedancia (abierto) en circuito de tierra	Fluctuaciones de tensión entre neutro y tierra

Tabla 3.1. Problemas de cableado introducen problemas en la energía.

Fuente: The Dranetz Field Handbook for Power Quality Analysis, Dranetz-BMI, Inc. Edison, NJ. 1991.

3.1.3 Monitoreo de la fuente de alimentación

El monitoreo de la fuente de alimentación es importante para determinar si el problema es interno o proviene de la vecindad inmediata. Los equipos deben instalarse en el lugar mientras duren las actividades de inspección. En general, para determinar la calidad de la energía de todo el sistema, se coloca el equipo de monitoreo en el lugar de entrada del servicio eléctrico. Para monitorear una carga específica se debe colocar el equipo de monitoreo tan cerca de esta como sea posible. El proceso de monitoreo envuelve tres pasos que pueden ser:

1. Utilización de los instrumentos en el modo visual a fin de observar la magnitud de la tensión, corriente y su forma de onda.
2. Usar apropiadamente la escala para fijar los eventos de manera adecuada.
3. Usar las funciones de sensibilidad para fijar y grabar cualquier perturbación que pueda afectar al equipo monitoreado.

3.1.4 Análisis de los resultados del monitoreo y datos de inspección

Para identificar problemas en los equipos se pueden utilizar las siguientes recomendaciones, analizando los datos obtenidos de manera consistente. Primero hay que asegurarse si los eventos registrados coinciden con los intervalos de funcionamiento defectuoso de algún equipo. Luego identificar los eventos producidos en la calidad de la energía y que afectan a otros equipos conectados a la red por exceder sus parámetros de operación. También, revisar los datos obtenidos con el equipo de monitoreo para identificar algún evento inusual o muy severo en la calidad de la energía. Finalmente, correlacionar los problemas encontrados durante la inspección física con los síntomas presentados por los equipos afectados.

Aparte a estos pasos principales también será muy útil ejecutar los siguientes adicionales:

1. Revisar todas las grabaciones realizadas, datos del sitio y eventos en equipos con el objetivo de confeccionar un resumen de eventos.
2. Comparar los eventos registrados en la fuente de alimentación con los obtenidos en equipos.
3. Resumir, de los eventos registrados con el equipo de monitoreo, aquellos que pudieran causar daños o mal funcionamiento en otros equipos conectados a la red.
4. Clasificar los eventos registrados con el equipo de monitoreo en varios grupos para simplificar el análisis.
5. Correlacionar y comprobar los eventos registrados mediante monitoreo con síntomas presentados por equipos afectados.
6. Identificar las causas de caída de tensión, eventos de neutro o tierra, transitorios o distorsión de la tensión (ver tabla siguiente).

Para encontrar los síntomas, sus causas y soluciones para varios eventos en la energía, encuentre el código en la columna correspondiente y busque su descripción en la tabla adyacente.

Evento	Síntomas en equipos	Causas típicas	Soluciones
Transitorio – impulso	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	1, 2, 3, 4, 5
Tensión neutro – tierra	2, 9, 10, 11, 12	3, 5, 9, 10, 11, 12	1, 4, 6, 7
Salidas de servicio	1, 3, 9, 12, 13, 14, 15	3, 13, 14, 15	2, 4, 8
Caídas de tensión de corta duración	9, 12, 14, 15, 16, 17, 18	3, 5, 13, 16, 17	1, 2, 4, 7
Distorsión de la tensión	19, 20, 21, 22, 23	1, 2, 17, 18, 19, 20	1, 4, 9, 10
Corriente de fase no sinusoidal	16, 24, 25, 26	2, 17, 21, 22, 23	4, 9, 11
Perturbaciones	2, 5, 8, 9, 11, 17, 27, 28, 29, 30	1, 2, 17, 24, 25	4, 5, 12
Corriente en el neutro	24, 25, 26	1, 26, 27	4, 7, 13, 14

Síntomas en equipos	Causas típicas	Soluciones
1. Daño de disco duro	1. Cargas controladas con SCR	1. Reparar / reemplazar circuito dañado
2. Errores de paridad	2. Variadores de velocidad	2. Reparar / reemplazar breakers dañados
3. Falla en fuente DC	3. Falla del cableado y/o disparo de breaker	3. Añadir snubbers a contactos de rele
4. Falla en componentes	4. Cierres de contactos de relé	4. Añadir acondicionadores (supresores de pico, flitros, transformadores de aislación, UPS, etc.)
5. Lock up	5. Arranque o desconexión de cargas	5. Remover fuentes de perturbación
6. Conflicto de memoria	6. Corrección del FP	6. Corregir falla a tierra
7. Falla en SCR	7. Descargas atmosféricas	7. Incrementar dimensión del cableado
8. Descontrol de velocidad	8. Impresoras láser	8. Reparar fuente de energía
9. Pérdidas de comunicación	9. Pérdida de conexión N - T	9. Disminuir impedancia de fuente de energía
10. Errores de operación	10. Corriente de tierra excesiva	10. Usar sensores de valor RMS y no de valor pico
11. Resolución pobre	11. Falla a tierra	11. Disminuir el número de cargas no lineales
12. Reset	12. Exceso de corriente neutro	12. Aislar la fuente
13. Descarga de baterías	13. Falla en servicio público	13. Balancear las fases
14. Fuera de servicio	14. Falla en fuentes de energía alterna	14. Balancear cargas no lineales
15. Interrupción de proceso	15. Disparo de interruptor local	
16. Disparo de breakers	16. Corto circuito	
17. Errores leves	17. Inestabilidad en UPS/motor	
18. Detección de baja tensión	18. Swicheo de fuentes de energía	
19. Calentamiento excesivo	19. Fuentes de alta impedancia	
20. Pérdida de sincronización	20. Alta impedancia del circuito	
21. Activación de circuito contra baja de tensión	21. Computadoras	
22. Falla en el motor	22. Balastos electrónicos	
23. Disparos injustificados	23. Sistemas telefónicos electrónicos	
24. Calor excesivo en cableado	24. Dimmers	
25. Calor excesivo en transformadores	25. Soldadores de arco	
26. Exceso corriente de neutro	26. Cargas no lineales monofásicas	
27. Falla en tablero principal	27. Desbalance de fases	
28. Ruido audible		
29. Errores de medición		
30. Falla en supresores de pico		

Tabla 3.2. Perturbaciones comunes en la energía.

Fuente: The Dranetz Field Handbook for Power Quality Analysis, Dranetz-BMI, Inc. Edison, NJ. 1991.

3.1.5 Aplicación de soluciones correctivas

El añadir nuevos cableados, filtros especiales o remover fuentes de interferencia a diferentes circuitos, pueden ser algunas de las soluciones a realizar. Igualmente se pueden instalar equipos de monitoreo permanentes en sitios como nodos críticos del sistema, en cada panel de distribución y en cada carga crítica. Este monitoreo producirá una imagen completa y detallada del funcionamiento de todo el sistema. Los índices estadísticos característicos para la calidad de la energía proporcionan una base para un usuario específico sobre que es normal y que no lo es. Los datos recolectados deben ser comparados con otros estudios similares, a fin de comprobar si los resultados obtenidos son satisfactorios y se encuentran dentro de los límites permitidos.

3.1.6 Reglas principales

Cuando se enfrenta un problema de esta naturaleza es obvio que se debe ser organizado al recolectar información a fin de diagnosticar correctamente la situación. Las siguientes cinco reglas pueden ayudar a mantener enfocado este tipo de trabajo.

1. Se debe reconocer en todo momento si los datos e información obtenidos son razonables. Las leyes básicas de la física no deben ser ignoradas al tratar de explicar un evento incomprensible.
2. Se deben tener en cuenta las limitaciones de los equipos utilizados.
3. Observar también las cosas que parecen obvias. Muchos problemas pueden ser solucionados rápidamente prestando atención a este punto.
4. No caer víctima de un mal análisis de monitoreo, se deben colocar escalas razonables, y concentrarse en los eventos de larga duración.
5. Comenzar primero por las cosas más sencillas. En muchas ocasiones, frecuentes problemas en la calidad de la energía pueden ser causados por conexiones flojas o tierras deficientes.

3.2 Equipos de monitoreo

Como ya se ha mencionado, el equipo de monitoreo es indispensable para un estudio de calidad de la energía. Es posible detectar algunos problemas en esta con el uso de otras técnicas, por ejemplo, una medición de la corriente del cable neutro puede dar una idea de la existencia de armónicos de tercer orden y múltiplos de este. De igual manera, la medición de las tensiones de fase permite determinar la cantidad de desbalance presente. Pero sin el equipo de monitoreo, no se tendrá una idea exacta de la magnitud de estos y otros problemas que pudieran presentarse en la red, lo que afectará de manera significativa el diagnóstico de la situación y su corrección.

Existe en el mercado actual una gran variedad de estos equipos, algunos con funciones extremadamente complejas. La construcción de los mismos está sujeta a la norma IEEE 1159 – 1995, en esta aparecen detallados los diversos eventos que pueden presentarse en la energía así como la duración de los mismos. Los monitores deben estar preparados para realizar la medición de estos eventos, algunos de los cuales son extremadamente rápidos.

Dependiendo de la aplicación y el uso, existen en el mercado versiones portátiles o de mano, o también no portátiles o equipos que son instalados permanentemente en sitio para una inspección continua del comportamiento de la red. A continuación se presenta información característica de cada una de estas dos versiones, cuya aplicación dependerá de las necesidades específicas de cada usuario.

3.2.1 Equipos de monitoreo portátiles

Esta versión es normalmente la más utilizada por consistir en su mayoría de equipos relativamente pequeños con gran número de funciones incorporadas, que pueden trasladarse fácilmente de un sitio a otro. En la figura 3.1 se muestra el modelo portátil PP1 fabricado por la compañía Dranetz – BMI.



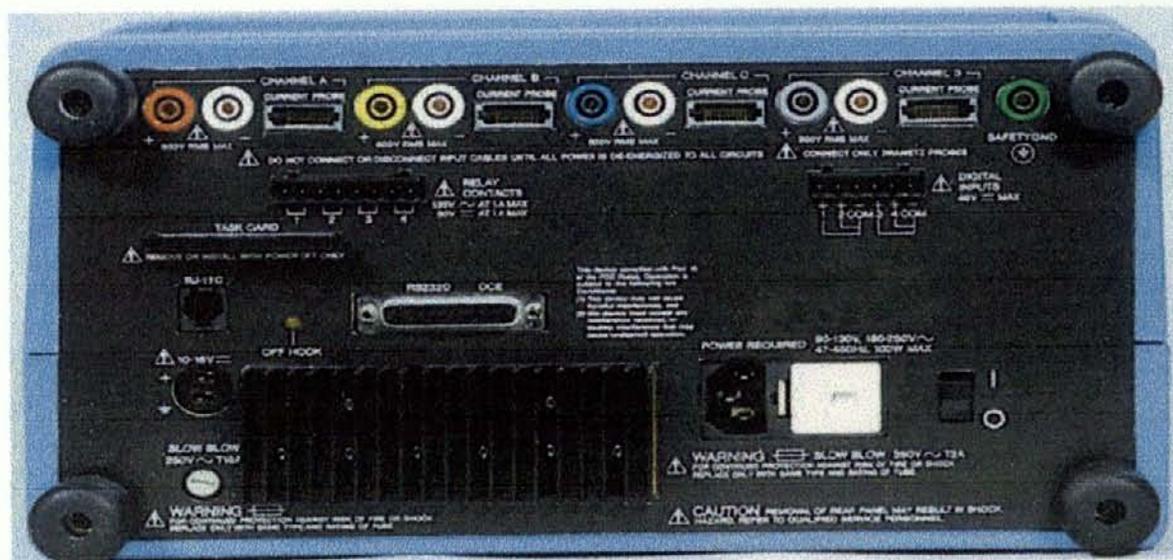


Figura 3.1. Monitor portátil modelo PP1. Dranetz – BMI Inc.

Como se puede notar este equipo es compacto y relativamente pequeño. Este modelo en particular tiene la ventaja de contar con la posibilidad de insertar tarjetas de trabajo específicas lo cual permite tener un equipo aún más reducido. El fabricante proporciona estas tarjetas de trabajo, dependiendo de la naturaleza del estudio a realizar, el usuario puede insertarlas en el equipo y obtener así una gama completa de funciones referentes al estudio particular que esté realizando (por ejemplo: armónicos, transitorios, notching, etc.) En la figura 3.2 se muestra algunas de las mediciones típicas que se pueden obtener con este modelo.



Figura 3.2. Mediciones típicas del PP1. Dranetz-BMI Inc.

Es conveniente destacar que las mediciones realizadas por estos monitores se realiza en tiempo real, almacenando todos aquellos eventos perjudiciales a la calidad de la energía. Se pueden realizar con facilidad mediciones de las tensiones reales en cada fase, potencia activa, potencia aparente, factor de potencia, valores de corriente en cada fase, entre otras. En la figura 3.3 se muestra como un evento registrado por el equipo, se revisa para un estudio de la situación, y como se puede graficar con facilidad cualquiera de las variables seleccionadas, en este caso, los valores rms de la tensión. En el anexo A.1 se encuentran las especificaciones de este y los otros monitores presentados.

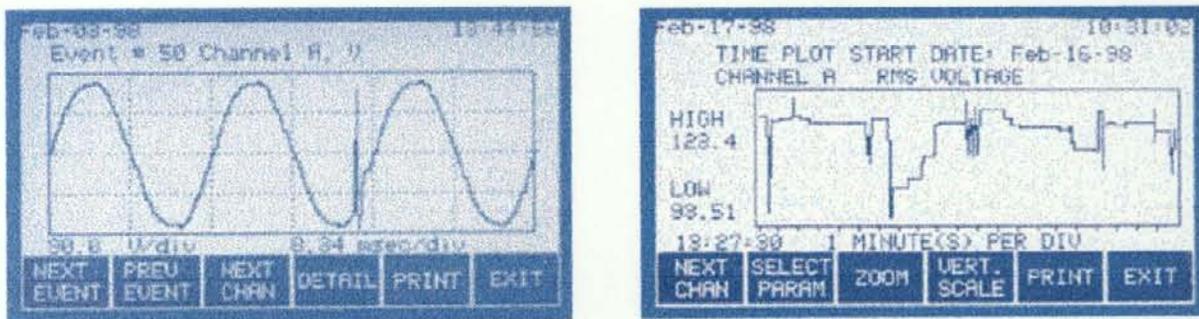


Figura 3.3. Reproducción de resultados y gráfico de una de las variables. Dranetz – BMI Inc.

Otros de los modelos disponibles y portátiles es el 658, proporcionado por la misma compañía. Este tiene la ventaja que aunque es portátil, es más sofisticado que el anterior, pudiendo incluso imprimir reportes en el mismo sitio sin equipo adicional.

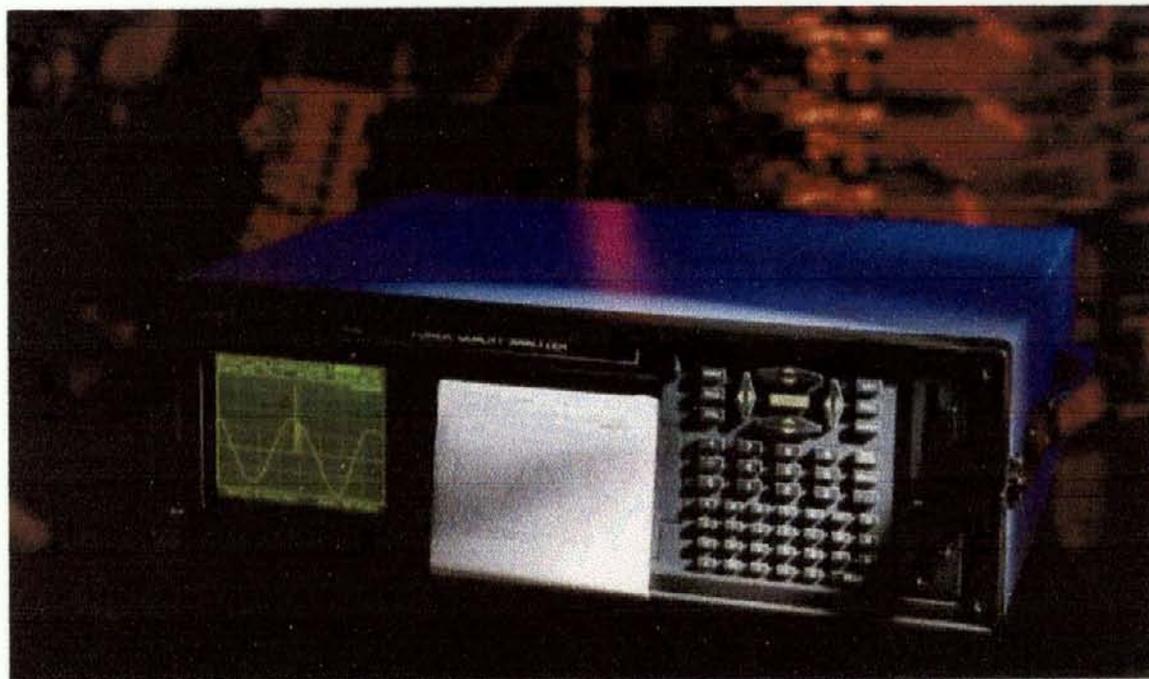


Figura 3.4. Modelo 658. Dranetz – BMI Inc.

La aplicación de uno u otro modelo dependerá de cuan crítico sea el estudio a realizar, el PP1 es un modelo más práctico, con las limitaciones que esto conlleva. El 658 es para utilizar en aplicaciones más críticas, sitios remotos, donde se hace necesario hasta imprimir reportes y quizás no existan los equipos apropiados para ello.



Figura 3.5. Vista posterior y frontal del 658. Dranetz – BMI Inc.

Aunque exista diferencia entre estos modelos, las mediciones efectuadas a la salida son igualmente confiables y efectuadas en tiempo real, ya que se construyen bajo las mismas normas y deben estar en capacidad para detectar las perturbaciones definidas en la IEEE 1159 – 1995.

3.2.2 Equipos de monitoreo no portátiles

No en todas las aplicaciones se requieren equipos portátiles. La aplicación de estos está más orientada hacia estudios limitados en el tiempo, es decir, se utilizan para reconocer la clase de problemas que están ocurriendo y efectuar su corrección y luego se desconectan de la red. Sin embargo existen aplicaciones que requieren un monitoreo constante de las variables eléctricas. Estos equipos deben estar preparados para soportar los típicos ambientes críticos que se

encuentran en la mayoría de las industrias y otras aplicaciones, ya que deben estar conectados permanentemente a la red registrando toda clase de eventos en esta.

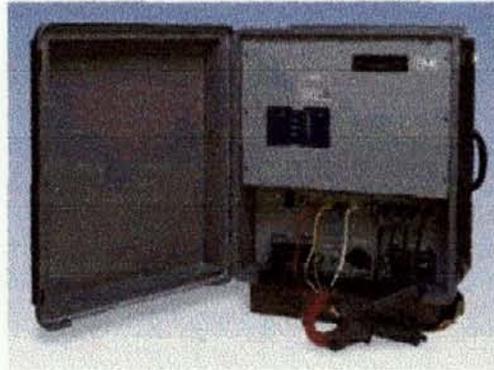


Figura 3.6. Modelo 8010 PQNode. Dranetz – BMI Inc.

Por lo general una vez que estos equipos se conectan en el sitio, quedan permanentemente instalados. Debido a la aplicación de este modelo, el mismo no cuenta con capacidades para generar las formas de onda y los valores de las mediciones de manera independiente. Esta información es almacenada por el equipo durante el tiempo que se encuentre conectado a la red y puede ser obtenida de diversas maneras las cuales van desde la conexión con un PC o un Lap – top hasta la obtención de ésta vía Internet.

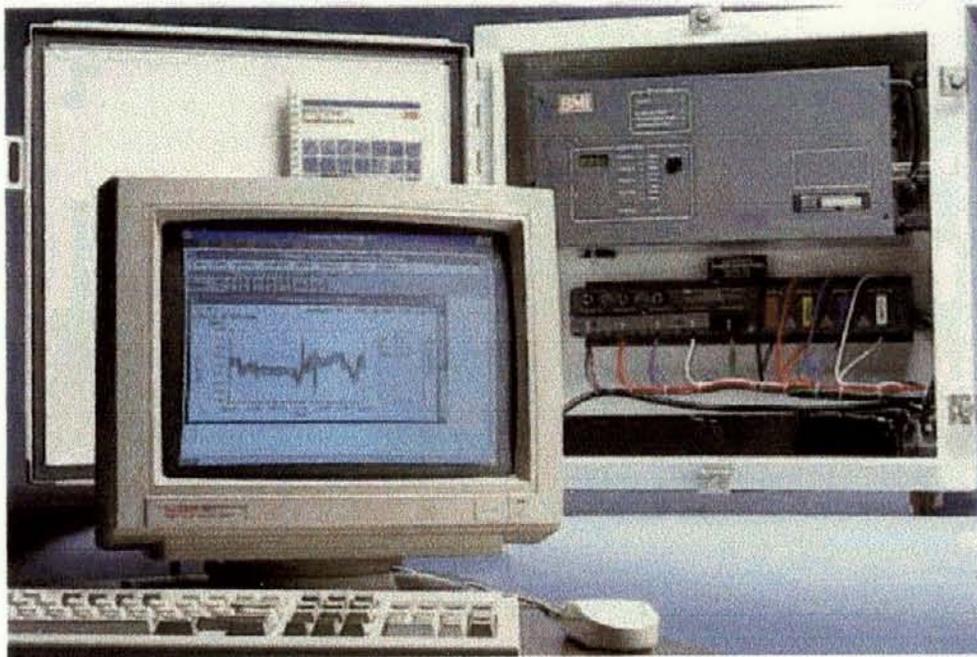


Figura 3.7. Modelo 8010 PQNode conectado permanentemente a un PC. Dranetz – BMI Inc.

En este caso se usa un PC asociado al registrador de eventos para descargar la información almacenada en este. Estos equipos pueden almacenar una cantidad de información considerable referentes a eventos en la calidad de la energía, y pueden colocarse tanto dentro como fuera de las instalaciones industriales y subestaciones.

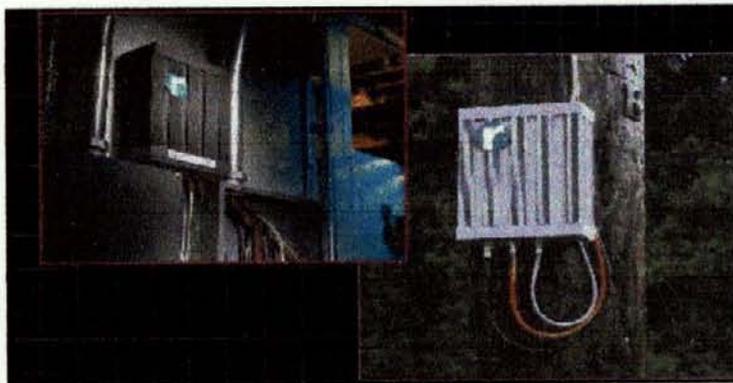


Figura 3.8. Registrador de eventos no portátil. Reliable Power Meters Inc.

Existe en el mercado una gran variedad de estos modelos, el objetivo que persiguen todos es el mismo, almacenar los eventos que ocurren en la calidad de la energía. Los mismos también son compatibles con software basados en Windows, desarrollados para obtener la información del equipo y al mismo tiempo manipular la misma para efectuar la simulación de las soluciones correctivas. A continuación se presentan una serie de figuras en las cuales se pueden notar algunas de las capacidades que brindan estos programas.

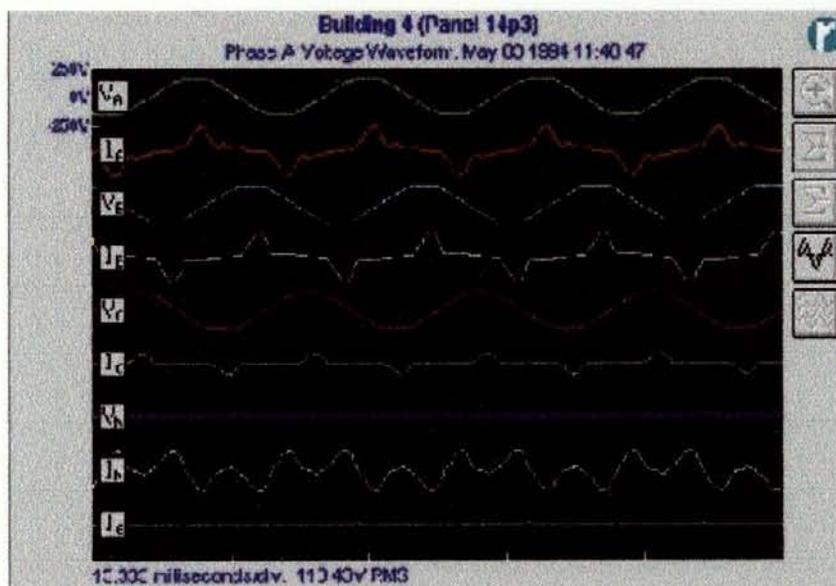


Figura 3.9. Valores de los parámetros bajados del equipo a un PC para su manipulación.

En la figura 3.9 se observa como la información almacenada en el registrador de eventos referente a los valores de tensiones y corrientes es bajada con un software desarrollado para este fin. Las capacidades que estos pueden brindar son realmente extensas, por ejemplo, permiten comparar las mediciones realizadas con curvas predeterminadas de tolerancia como la de CBMA, para verificar cuantos eventos han afectado a los equipos conectados a la red. También es posible

construir una curva particular de tolerancia de alguna aplicación específica y realizar el mismo estudio (fig. 3.10).

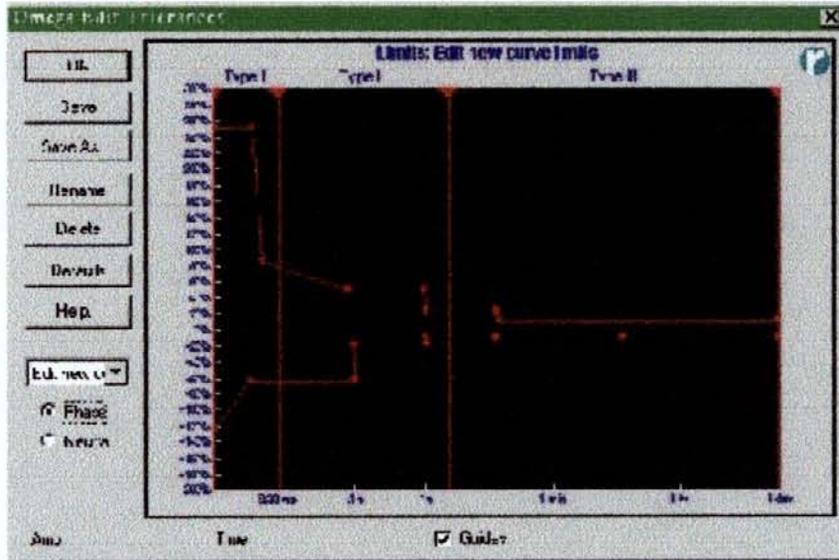


Figura 3.10. Eventos registrados contra curvas de tolerancia particulares.

La calidad de estas mediciones al igual que en los monitores portátiles son de gran confiabilidad y pueden llegar a capturar eventos sumamente rápidos como se muestra a continuación, donde una sobretensión transitoria cercana a los 1000 V ocurre en un circuito de 120 V.

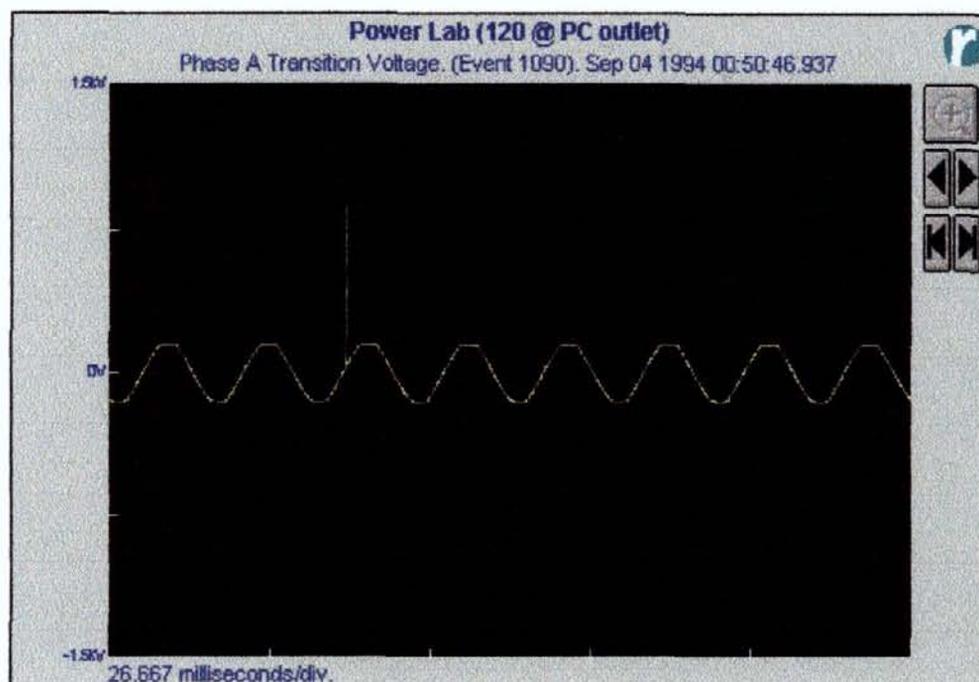
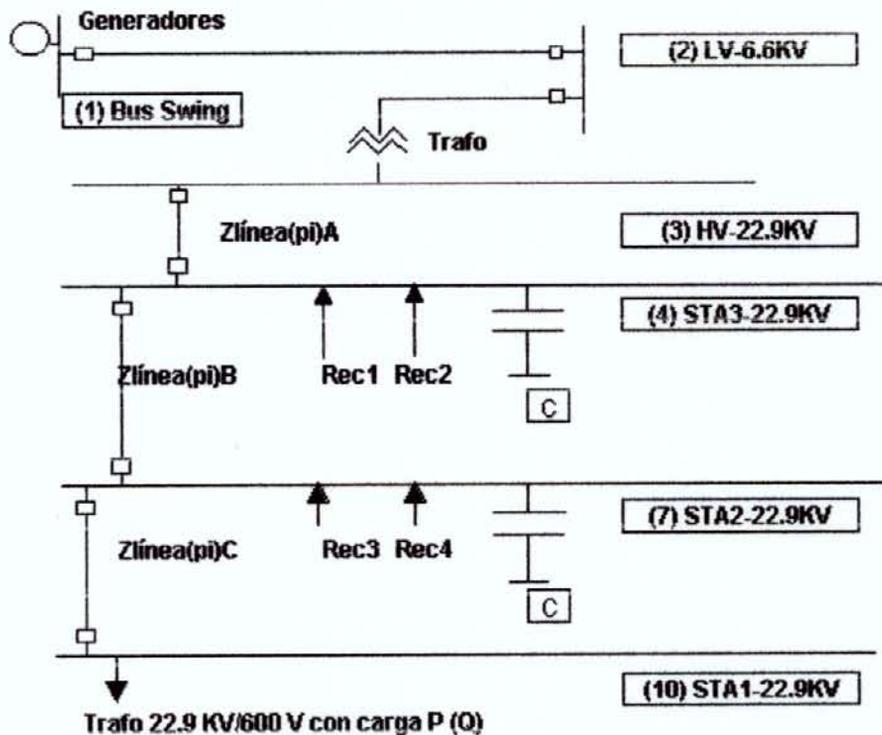


Figura 3.11. Sobretensión transitoria en circuito 120 V.

De la misma manera existe una gran variedad de software especializados para estos estudios. Algunos vienen incorporados con el monitor (en el caso de los portátiles), otros se pueden instalar en cualquier PC. Normalmente estos últimos brindan mayores capacidades que los anteriores con el objeto de realizar estudios mucho más completos y detallados. Uno de estos es el software "TOP 2000 Output Processor". La información almacenada en el registrador de eventos puede ser grabada en diskets e introducida al programa. Una vez allí se pueden obtener las formas de onda correspondientes a las mediciones realizadas y manipular las mismas a conveniencia. Por ejemplo, se puede observar el efecto que tiene en la forma de onda de la tensión el colocar un filtro pasa – bajo, pasa – alto, o pasa – banda, se puede obtener el espectro de la forma de onda, sumar, restar y dividir formas de onda entre otras funciones.

3.3 Ejemplo práctico de un estudio de calidad de la energía

Este punto tiene el objetivo de mostrar como se lleva a cabo un estudio de calidad de la energía. El mismo fue realizado por la empresa CPE Consultores en Chile a una empresa del sector minero, y fue un estudio muy completo el cual se realizó tomando en cuenta todos los detalles. En la figura 3.12 se muestra el diagrama unifilar de esta empresa minera.



Nota: Los Rec # representan al conjunto transformador (D - Y) - rectificador 6 pulsos - bomba. El efecto de este conjunto corresponde a una fuente de armónicas de corrientes.

Figura 3.12. Diagrama unifilar empresa minera en Chile.

Por lo general en este tipo de aplicaciones se utilizan equipos rectificadores que inyectan corrientes armónicas 5, 7, 11, 13, 17,... El problema era bastante grave, pues se podía medir una distorsión armónica del 40 % en la tensión y con solo la mitad de los rectificadores en operación. Adicionalmente se contaba con un bajo factor de potencia, por lo que el estudio tenía el objetivo de disminuir la distorsión armónica y efectuar la corrección del FP.

Las etapas de trabajo se dividieron de la siguiente manera:

1. Establecer objetivos: disminuir el nivel de distorsión armónica para lograr la operación a plena capacidad del sistema.
2. Estudio teórico: Identificación de parámetros, tipos de consumo y formas de operación. Cálculo de la respuesta en frecuencia.
3. Tomar registros de las magnitudes instantáneas de tensiones y corrientes. Esto permite validar los modelos de respuesta en frecuencia y estudiar eficazmente la operación del sistema.

A continuación se presentan las formas de onda iniciales de tensiones en diferentes barras, antes de ejecutar el proyecto solución.

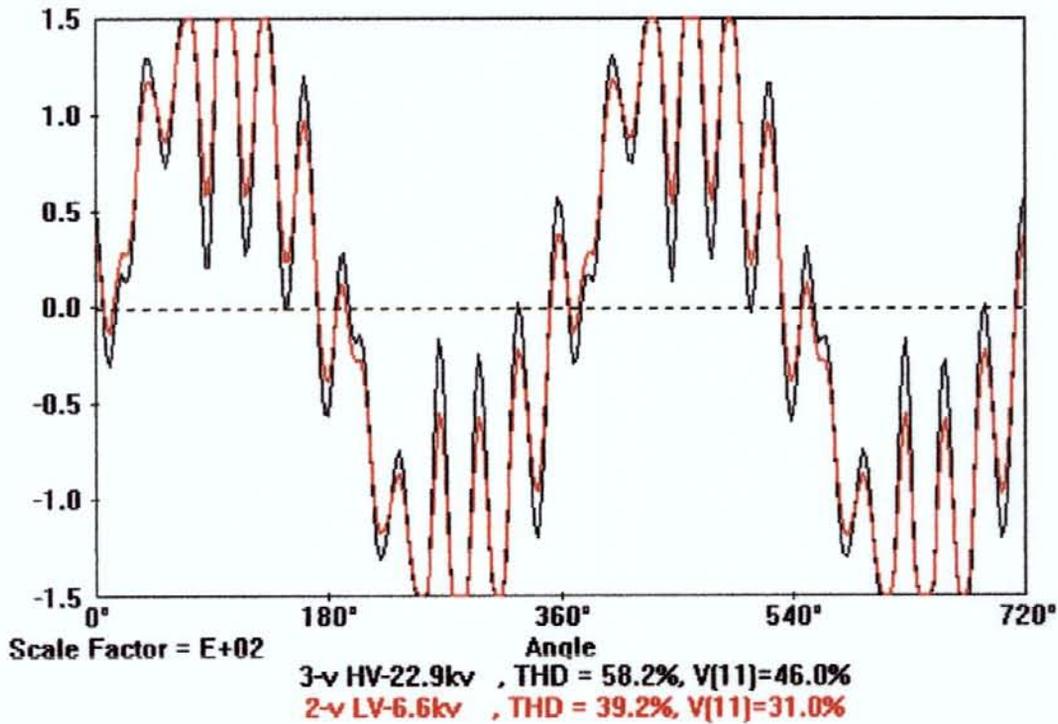


Figura 3.13. Formas de onda iniciales sistema minero en barras 2 y 3.

Por lo general, la solución para compensar la potencia reactiva es la colocación de bancos de condensadores. Desafortunadamente esta solución presenta los siguientes inconvenientes:

1. Los bancos de condensadores, al interactuar con la red forman un circuito RLC, lo que produce resonancias con frecuencias naturales dependientes de las componentes inductivas y capacitivas del circuito.
2. Debido a la existencia de corrientes armónicas, los modos naturales del sistema pueden ser excitados por alguna componente armónica cuya frecuencia esté cerca o coincida con este modo natural, produciéndose una severa amplificación de tensiones y corrientes, pudiendo llegar a quemar algunos equipos.

La resonancia que se produce al interactuar el banco de condensadores con el sistema no es problema en sí. La dificultad se presenta cuando la frecuencia de resonancia es excitada. En la

figura 3.14 se presentan las formas de ondas luego de colocar los bancos de condensadores. Adicionalmente a esto hay que considerar el efecto que introduce en la impedancia del sistema la introducción de los condensadores. En la figura 3.15 se muestra la impedancia del sistema en función de la frecuencia antes de la colocación del banco de condensadores.

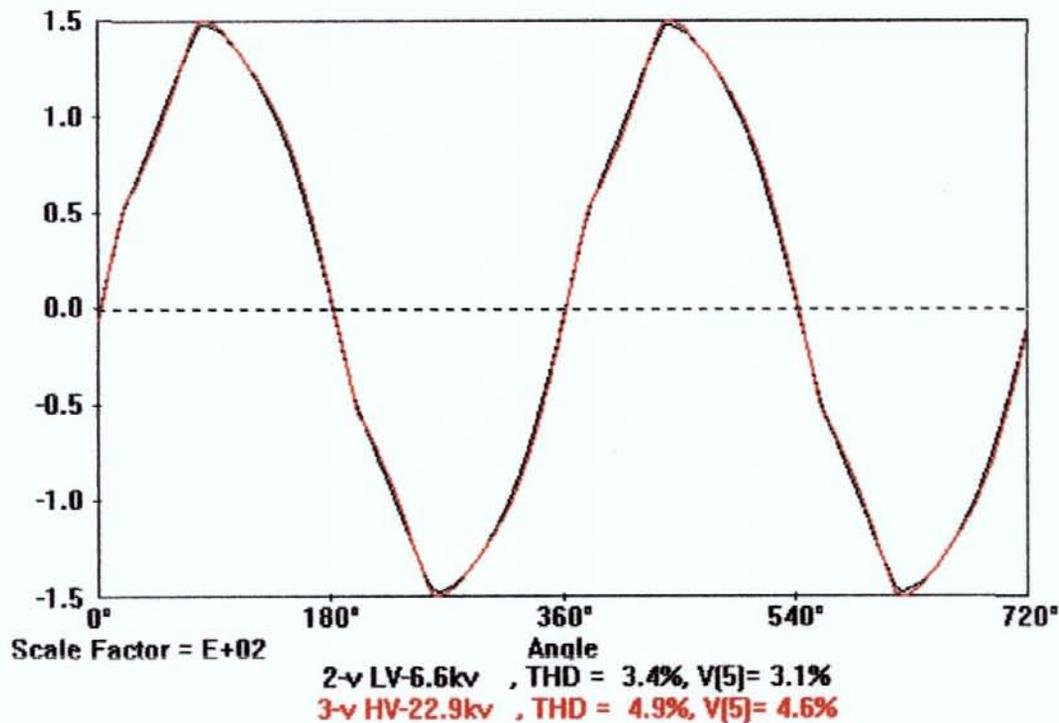


Figura 3.14. Formas de ondas luego de colocar banco de condensadores en barras 2 y 3.

Como se puede notar en la figura 3.15, existe una resonancia en torno a la armónica 12, lo cual significa que van a existir amplificaciones de las armónicas de tensión cercanas a este punto, es decir armónicas 11, 12 y 13. Esta amplificación se debe a que las tensiones armónicas se calculan como:

$V_h = Z_h * I_h$, donde V_h , Z_h , e I_h son las tensiones, impedancias y corrientes para cada orden armónico respectivamente.

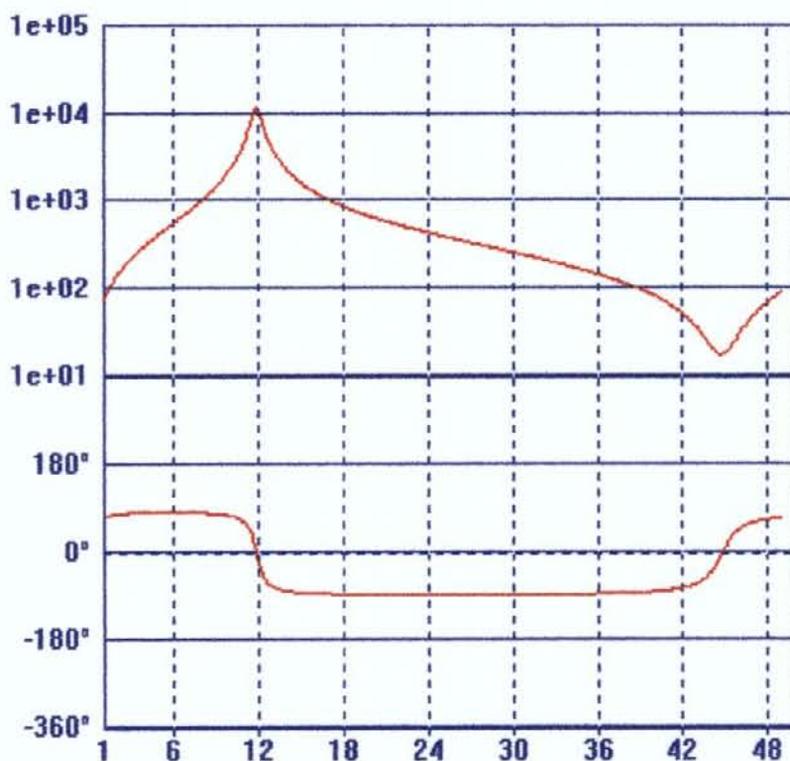


Figura 3.15. Impedancia de barra inicial, módulo y ángulo vs orden armónico sin banco de condensadores.

Al colocar bancos de condensadores, se debe tener cuidado en la variación que se va a producir en la resonancia de la barra. El problema se presenta cuando la frecuencia de resonancia llega a coincidir con alguna de las componentes armónicas inyectadas por los dispositivos contaminantes, se podría incluso tener mayores dificultades que en un principio. En este caso la instalación de los condensadores produjo un corrimiento de las resonancias en torno a las armónicas 3 y 26, con lo cual se evita cualquier amplificación de tensiones armónicas. En la figura 3.16 se muestra como varía la impedancia de barra con la frecuencia una vez instalados los bancos de condensadores, y se puede notar el cambio en la frecuencia de resonancia con respecto a la condición anterior.

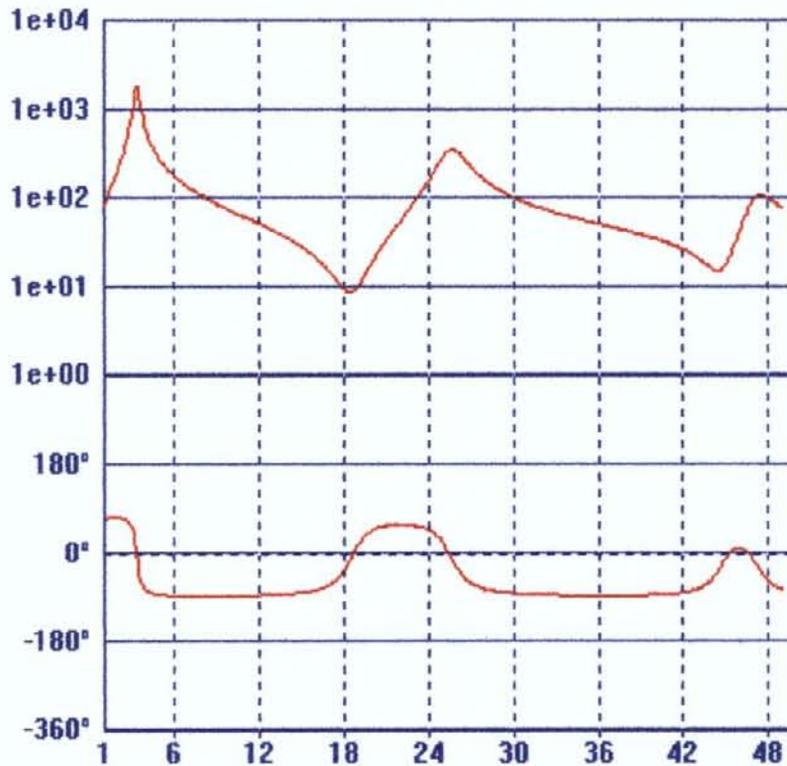


Figura 3.16. Impedancia de barra, módulo y ángulo vs orden armónico con banco de condensadores.

Este tipo de resonancia se conoce con el nombre de resonancia paralela, ocurre cuando la reactancia inductiva del sistema y la reactancia capacitiva del banco de condensadores son iguales en alguna frecuencia. Esta frecuencia se conoce por el nombre de frecuencia de resonancia paralela, y si resulta cercana a alguna de las armónicas características generadas por las cargas contaminantes, la corriente armónica excitará el circuito, causando los problemas ya conocidos. El orden armónico (h_0) correspondiente a la frecuencia de resonancia paralela se puede determinar por:

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{cc}}{S_{bco}}}$$

Donde:

Scc: potencia de cortocircuito de la barra

Sbco: potencia del banco de condensadores

La solución final para este problema incluyó el cambio de los rectificadores de 6 pulsos a 12 pulsos. Como ya se sabe estos últimos poseen una distorsión armónica total mucho menor pues el análisis de Fourier para estos rectificadores muestra armónicos a partir de la componente 12 en la tensión. La figura 3.17 muestra el efecto que se consiguió al instalar los rectificadores de 12 pulsos (compárese con la figura 3.14 donde los rectificadores eran de 6 pulsos).

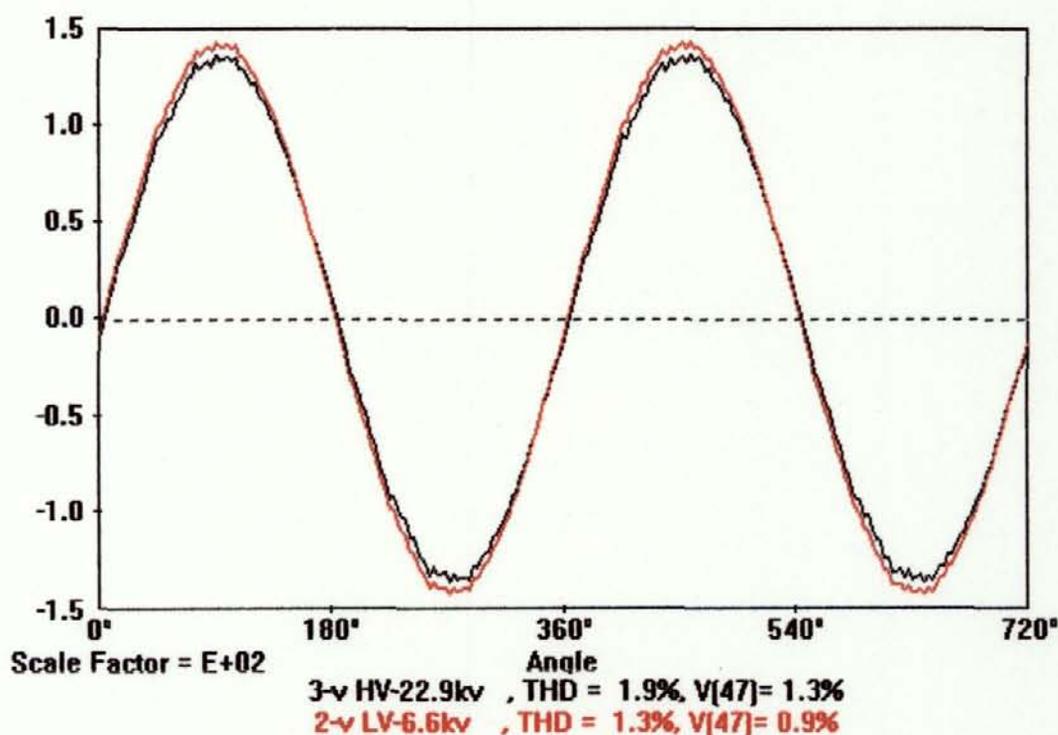


Figura 3.17. Formas de ondas en barras 2 y 3 luego de ejecutar la solución final.

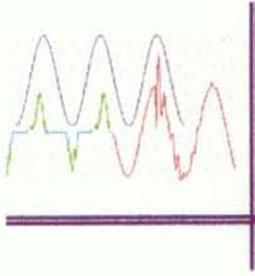
Como se puede notar en la gráfica, la situación se corrige en forma efectiva. Los niveles de distorsión armónica total finales son realmente aceptables para cualquier sistema, y permite el

uso de otros equipos sensibles conectados a la red. Como último punto, se presenta la siguiente tabla, en la misma se encuentran una variedad de problemas asociados a la calidad de la energía, desde problemas sencillos hasta los más complejos y la solución acertada que recomiendan los expertos en el tema.

Problema	Posible Solución
Transitorios	Supresor de pico Motor generador Acondicionador de energía
Interrupciones momentáneas	UPS Motor generador Fuente de energía en espera
Interrupciones temporales	UPS UPS + Generador
Interrupciones sostenidas	UPS UPS + Generador
Caídas de corta duración / Bajas de la tensión de larga duración	UPS Acondicionador de energía Regulador de tensión o Transformador Motor generador Cambiar localización de PC
Subidas de corta duración / Sobretensiones de larga duración	UPS Acondicionador de energía Regulador de tensión Motor generador Cambiar localización de PC
Distorsión armónica	Separación de las cargas no lineales Nuevos cableados
Interferencia electromagnética / Ruido	UPS Transformador de aislación Motor generador Acondicionador de energía

Tabla 3.3. Soluciones a diferentes problemas en la calidad de la energía.

Fuente: The Dranetz Field Handbook for Power Quality Analysis, Dranetz-BMI, Inc., Edison, NJ. 1991.



CAPÍTULO 4. NORMAS Y RECOMENDACIONES

4. Introducción a los estándares

Cuando una tensión senoidal pura se aplica a una carga y esta consume una corriente también senoidal, se dice que su comportamiento es lineal, y es lo deseable para todas las cargas desde el punto de vista de la calidad de la energía. Como se ha visto, las primeras cargas que aparecieron en la industria no eran muy sensibles a problemas en la energía. Estas podían soportar diferentes tipos de perturbaciones sin alterar su funcionamiento. Sin embargo dos cambios trascendentales en las características de las cargas han reorientado por completo la naturaleza de la calidad de la energía y han hecho que ahora sea un factor primordial, decisivo, en todo servicio eléctrico. Estos cambios se podrían definir de la siguiente manera:

1. La sensibilidad de las propias cargas. Muchos equipos y dispositivos de aplicación industrial y comercial modernos son mucho más sensibles a variaciones en la calidad de la energía que equipos del pasado. Muchos de estos equipos son construidos a partir de microprocesadores, y dispositivos electrónicos que son sensibles a muchos tipos de perturbaciones. Los sistemas de control pueden ser afectados por una caída de tensión momentánea o pequeños transitorios en general, resultando en errores de operación y pérdida de proceso.
2. La interconexión de las cargas en complejos procesos totalmente automatizados. Este hecho agudiza el problema, haciéndolo sumamente sensible a pequeñas variaciones y requiriendo sistemas de referencia a tierra sumamente confiables para todo el sistema.

Estos cambios en las características de las cargas han originado la aparición de un creciente mercado de equipos que pueden protegerlas frente a diferentes tipos de problemas en la calidad de la energía. Para poder implementar algunos de estos equipos, es necesario conocer los diferentes tipos de perturbaciones, sus causas, posibles impactos, y las soluciones disponibles para minimizarlas.

4.1 Por que es necesario comprender el problema

Poder entender los problemas asociados a la calidad de la energía es el primer paso que se persigue con el desarrollo de los estándares. Esta comprensión de los problemas debe ser capaz de explicar tanto las causas de los mismos como también su impacto en equipos y procesos dentro de la industria. Para esto es necesario también conocer la parte del sistema de potencia involucrado, el sistema eléctrico del cliente y las características de los diferentes equipos.

Existe un número significativo de investigaciones realizadas en este campo y encaminadas a lograr un mejor entendimiento de los problemas en la energía. Las mismas se pueden dividir en 3 categorías importantes:

1. Monitoreo. Tanto las compañías de servicio eléctrico como los mismos usuarios efectúan el monitoreo de la calidad de la energía. El mismo se lleva a cabo tanto en las líneas de distribución, como dentro de las propias industrias. Un caso notable de este estudio es el realizado por Electric Power Research Institute (EPRI), el cual ha efectuado por varios años un monitoreo en los sistemas de distribución de 24 compañías del sector eléctrico en EUA.

2. Estudio de los diferentes casos. Cuando el resultado de estos estudios son comparados entre sí, ilustran características generales importantes concernientes a la calidad de la energía para diferentes tipos de consumidores y equipos. La solución implementada en un caso particular puede ser un patrón para solucionar otros problemas en la calidad de la energía.
3. Herramientas analíticas. El resultado de los esfuerzos realizados en el monitoreo y los casos estudiados son usados para implementar modelos analíticos que permitan simular las diferentes perturbaciones. La ventaja de estas simulaciones es que permiten evaluar las condiciones de un sistema que no existe en la realidad (como por ejemplo planes de expansión a futuro) y tomar las medidas preventivas necesarias.

4.2 El papel de los estándares

La calidad de la energía afecta en gran medida al consumidor. Sin embargo, existen otras partes involucradas en la creación, propagación y solución de los problemas en la energía. Los estándares en este campo buscan proporcionar guías, recomendaciones y límites que aseguren la compatibilidad entre los equipos de un usuario determinado y el sistema al cual están conectados los mismos. Esto es especialmente importante a la hora de establecer estándares para tratar los problemas en la energía. La organización internacional encargada de desarrollar estándares es la IEC. Los estándares de la IEC se pueden recoger en las siguientes 6 categorías:

1. General. Proporciona definiciones, terminologías, etc. (IEC 1000-1-X).
2. Medio. Características del medio donde se encuentran los equipos (IEC 1000-2-X).

3. Límites. Define los niveles permitidos de perturbaciones que pueden ser causados por un equipo conectado al sistema de potencia (IEC 1000-3-X, anteriormente IEC 555).
4. Técnicas de prueba y medición. Proporciona una guía detallada para los equipos de medición y procedimientos de prueba para asegurar el cumplimiento con otros estándares (IEC 1000-4-X).
5. Guía de instalación y atenuación. Esta diseñada para proporcionar guía en cuanto a la aplicación de diversos equipos de acondicionamiento tales como filtros, supresores de pico, etc. (IEC 1000-5-X).
6. Estándares para equipos en general. Define el nivel de inmunidad requerido para los equipos de uso general o para tipos de dispositivos muy específicos (IEC 1000-6-X).

Desdichadamente, algunos de estos estándares están siendo escritos actualmente, y aquellos que ya se encuentran desarrollados presentan algunas controversias. Los estándares de la IEC generalmente son adoptados por la comunidad europea (CENELEC) y son requerimientos para los equipos vendidos en Europa. La aplicación de estos en el resto del mundo varía y muy pocos son adoptados incluso por EUA.

En EUA los estándares son desarrollados por la IEEE, ANSI, y organizaciones de fabricantes tales como NEMA. No obstante existen muy pocos estándares que definan los requerimientos para un equipo específico. Estos estándares tienen una tendencia mas orientada hacia la aplicación tal como la IEEE 519-1992, la cual proporciona recomendaciones para limitar los niveles de distorsión armónica sobre todo el sistema de potencia. La siguiente tabla muestra una lista de los estándares más importantes relacionados con la calidad de la energía desarrollados en EUA.

Organización	Estándar	Título
ANSI/IEEE	141	Sistemas de potencia en la industria
	142	Sistemas de puesta a tierra industriales y comerciales
	241	Sistemas de potencia en instalaciones comerciales
	242	Sistemas de protección en instalaciones comerciales e industriales
	399	Análisis de los sistemas de potencia industriales y comerciales
	446	Sistemas de emergencia industriales y comerciales
	493	Confiability de los sistemas de potencia industriales y comerciales
	518	Manejo del ruido en controles electrónicos
	519	Armónicos en sistemas de potencia
	602	Sistemas de potencia en instalaciones médicas
	739	Conservación de energía en sistemas industriales
	1035	Procedimientos de prueba para la interconexión de convertidores estáticos de potencia
	1050	Puesta a tierra de equipos de control e instrumentación en estaciones generadoras
ANSI	C62	Guía sobre protección contra picos (surge)
	C84.1	Tolerancias de tensión para sistemas de potencia y equipos
	C37	Guía para protecciones contra picos de corriente
	C57.110	Derating de transformadores en presencia de cargas no lineales
IEEE	P487	Protección de líneas de comunicación en estaciones generadoras
	1100	Puesta a tierra de equipos electrónicos sensibles
	P1159	Monitoreo y definición de la calidad de la potencia
	P1250	Sensibilidad de equipos a perturbaciones momentáneas de la tensión
NEMA	UPS	Especificación de los sistemas UPS
NFFA	75	Protección de equipos electrónicos para procesamiento de datos
	78	Código para la protección contra descargas atmosféricas en edificaciones
NIST	SP678	Repaso sobre Calidad de la Potencia y sensibilidad de equipos
UL	1449	Estándar para los supresores de tensión transitorios

Tabla 4.1. Lista de los estándares más importantes en EUA relacionados con la Calidad de la Energía.

No obstante aun se necesitan desarrollar otros estándares que regulen la operación de un sistema. Tanto los fabricantes como los consumidores necesitan estos para definir las condiciones o el medio en el cual se espera que un equipo trabaje. Estas deben incluir como mínimo:

- Interrupciones (incluyendo momentáneas).
- Transitorios.
- Regulación de tensión constante.
- Desbalance de tensiones.
- Distorsiones armónicas en la tensión.

Existe un proyecto llevado a cabo por EPRI (EPRI DPQ Project) el cual ha recolectado gran cantidad de información estadística para el desarrollo de algunos de estos estándares. Por otro lado es necesario que los fabricantes proporcionen información acerca de la sensibilidad de sus equipos frente a diversas variaciones. Con información típica de los fenómenos que se presentan en el sistema de potencia basados en datos históricos y calculados, junto a información acerca de la sensibilidad de los equipos, los consumidores serán capaces de estudiar económicamente las diferentes alternativas que tienen para acondicionar la energía. En la siguiente figura se muestra como varía el costo de las soluciones a medida que se avanza aguas arriba en el sistema de potencia.

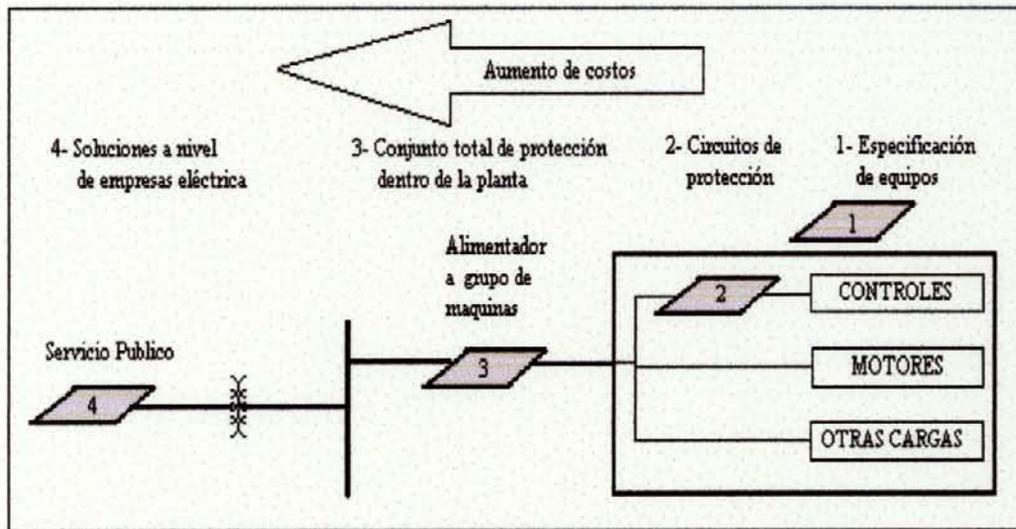


Figura 4.1. Comparación de los costos de las soluciones en diferentes partes del sistema de potencia.

Evidentemente el desarrollo de los estándares no es tarea fácil. Se requiere constante comunicación y acuerdo entre los que brindan el servicio eléctrico y fabricantes de equipos. Si se fabrican equipos que sean menos sensibles a problemas en la calidad de la energía, lógicamente esto aumentará su costo, algo negativo para los fabricantes. Por otro lado la oferta de una energía "limpia" para equipos sensibles no es tarea fácil y también eleva los costos del que brinda el servicio. La coordinación entre estas partes es esencial, y la implementación de estándares no es más que el resultado de acuerdo entre ambas.

4.3 Repaso de algunos estándares

Una de las normas más conocidas en el campo de las protecciones contra sobretensiones transitorias es la ANSI/IEEE C62.41- 1992, y la guía IEEE para picos de tensión en circuitos AC de baja tensión. Esta norma define las condiciones del transitorio que el equipo puede contrarrestar y proporciona formas de onda específicas que deben ser soportadas por los equipos en su fase de prueba. Las características del transitorio son función de la localización del equipo supresor de sobretensiones, teniendo así las siguientes tres categorías:

1. Categoría A: donde se encuentra la carga.
2. Categoría B: sistema de distribución de la industria.
3. Categoría C: fuera de la construcción o en la fuente de alimentación principal de distribución para la industria.

Las formas de onda de prueba son probablemente la contribución mas importante de esta norma. La misma recomienda cinco diferentes formas de sobretensiones, dos son formas de onda básicas y las otras tres son suplementarias. Esta lista de cinco formas de onda no implica que todos los equipos deben ser probados con la totalidad de estas. Las tres suplementarias son menos comunes en la mayoría de las aplicaciones, y deben ser incluidas en las pruebas solo cuando exista suficiente evidencia disponible que justifique su uso.

Estas formas de onda son:

1.2/50-8/20 us. Onda combinada (onda básica). Tradicionalmente, la onda 1.2/50 us es una sobretensión que se ha usado para realizar pruebas denominadas “nivel básico de aislamiento” (BIL), estas simulan los efectos de las sobretensiones atmosféricas, que se

encuentran en el mismo orden de velocidad. La onda 8/20 us es una sobrecorriente que se inyecta a los equipos de protección contra sobretensiones.

0.5 us - 100 Khz Ring Wave. Esta es una onda oscilatoria decreciente con un tiempo de subida de 0.5 us. Para esta onda en específico se definen características diferentes dependiendo de si es categoría A o B. La forma de onda de corriente de cortocircuito para este caso no se especifica. Se recomienda que este tipo de onda es apropiada para realizar pruebas a equipos electrónicos que operan dentro de la construcción en general, pero no para los equipos de protección contra sobretensiones.

10/1000 us onda unidireccional (suplementaria). Esta onda posee un gran tiempo de cola, lo que hace que tarde en desaparecer. El objetivo es probar la aislación que es sensible a la duración de los transitorios. La aislación de algunos transformadores caen en esta categoría.

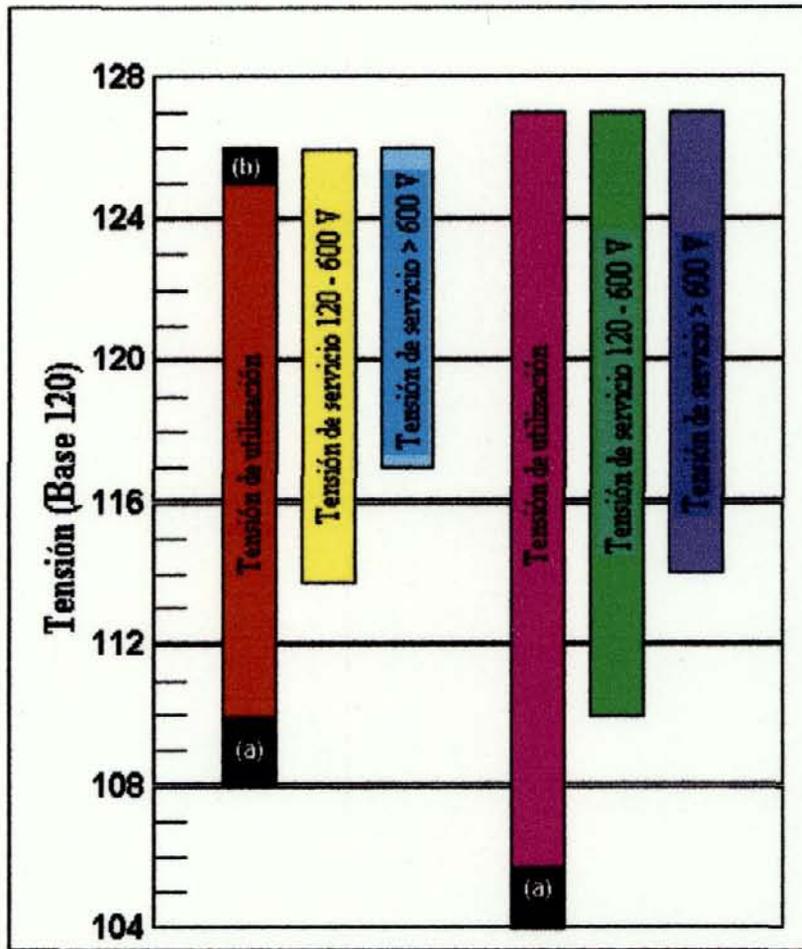
5 Khz Ring Wave (suplementaria). Esta forma de onda se utiliza para representar transitorios que pueden ocurrir debido a la conexión o desconexión de capacitores.

Electrical Fast Transient (suplementaria). Esta onda se encuentra especificada en IEC 801-4. La misma se usa para realizar pruebas a equipos electrónicos especialmente sensibles a arcos que se producen cuando se opera un interruptor mecánico en serie con una carga inductiva. Los niveles de energía involucrados son pequeños y generalmente esta no es requerida para realizar pruebas a equipos de protección.

4.3.1 Normas para regulación de tensión y desbalances

La carga en los sistemas de potencia evoluciona constantemente, resulta sumamente complejo tratar de predecirla, por tanto el sistema de potencia debe adaptarse continuamente a los cambios de esta. Este proceso durante el cual el sistema se adapta a las nuevas condiciones resulta en variaciones de la tensión de larga duración. Estas pueden estar por encima o por debajo de la tensión nominal del sistema, dependiendo de las características de cada circuito. Las tensiones "constantes" son en realidad un rango de operación permitido para el sistema, son aquellos valores de tensión mas probables en condiciones de operación normal. La magnitud que alcanza la tensión y el desbalance son características importantes. De acuerdo a la tabla presentada en el capítulo 1 (IEEE 1159-1995) las variaciones de larga duración son aquellas que exceden los límites permitidos por un tiempo mayor a un minuto. Las distorsiones debidas a armónicos afectan también a la tensión constante esperada, pero esta es tratada separadamente debido a que no provoca distorsiones en la componente fundamental de la tensión.

La mayoría de los equipos no son muy sensibles a estas variaciones de la tensión, siempre y cuando se mantengan dentro de límites razonables. ANSI C 84.1 - 1989 especifica tolerancias de tensión fijas esperadas en un sistema de potencia. La misma recomienda además que los equipos deben ser diseñados para operar correctamente bajo una condición extrema de +6% y -13% en la tensión nominal 120 / 240 V. Los dispositivos de protección deben operar para evitar daños a equipos en caso de que la tensión tome valores fuera de estas tolerancias máximas. La figura 4.2 ilustra el mayor requerimiento de la norma. Se proporcionan dos rangos de tensiones permisibles. El rango A es para condiciones de operación normal. El rango B considera eventos inusuales de corta duración en el sistema. La tensión de servicio es la que el usuario recibe en el punto de llegada. La tensión de utilización es la que finalmente llega al equipo luego de pasar todo el cableado interno de la edificación.



a) Esta porción no aplica a circuitos alimentando cargas de iluminación.
 b) Esta porción no aplica a sistemas 120 - 600 voltios.

Figura 4.2. Tolerancias de tensión máximas permitidas. ANSI C84.1.

La versión más reciente de esta norma (1989) incluye límites recomendados para desbalances de tensión en el sistema de potencia. El desbalance es una cantidad que se define como la máxima desviación de las tensiones o corrientes de fase con respecto al promedio de estas, dividido entre dicho promedio, expresado en por ciento. El desbalance también puede ser cuantificado usando componentes simétricas. La razón de la componente de secuencia negativa a la componente de secuencia positiva se usa para expresar el porcentaje de desbalance. Esta

cantidad es un valor constante en el sistema. La primera fuente de desbalance menores al 2% son las cargas monofásicas conectadas en un sistema trifásico. El desbalance también puede ser originado por problemas en bancos de capacitores, tal como la fusión de un fusible en una fase del banco. Desbalances de tensiones mas severos (mayores del 5%) pueden ser el resultado de una falla línea - tierra.

El desbalance en las tensiones es aun más importante en motores trifásicos. ANSI C - 84.1 - 1989 recomienda que el máximo desbalance de tensión medido a la entrada del servicio eléctrico y sin carga conectada debe ser 3%. Desbalances mayores a estos puede resultar en calentamiento excesivo y reducción de vida útil en motores eléctricos si estos no cuentan con una protección apropiada contra desbalances de tensión.

4.3.2 Normas para fluctuaciones de tensión (flicker)

Como se ha explicado anteriormente el flicker es una variación sistemática en la envolvente de la tensión o una serie de cambios aleatorios, la magnitud de los cuales normalmente no debe exceder los rangos de tensión especificados en ANSI C 84.1. Estas variaciones se caracterizan tanto por la magnitud del cambio en la tensión como por la frecuencia con la que ocurren estos cambios. Como se ha visto el impacto más importante de estas variaciones es el causado en lámparas de diferentes tipos donde su salida luminosa es afectada. En el anexo B.1 se encuentra una de las curvas de sensibilidad más usadas para el diseño, donde se muestra como estas variaciones pueden llegar a límites inaceptables en la salida de fuentes luminosas incandescentes. Esta no es la única curva que es aplicada como una norma, existen muchas otras, incluso que datan del año 1951. En la norma de IEC, se usa sin embargo una aproximación mucho más rigurosa para la evaluación del flicker. IEC 868 proporciona especificaciones detalladas para los equipos medidores del flicker, los cuales deben ser usados para determinar los niveles del mismo. Este instrumento proporciona una salida la cual es ajustada a 1.0 para el nivel de flicker que es digno de atención (perceptible) con un bulbo de 40 W en una fuente de alimentación 220 V. Desafortunadamente en sistemas 120 V el bulbo tiene un comportamiento diferente y la salida del medidor de flicker debe ser ajustada. IEC 1000-3-3 (IEC 555-3) también proporciona límites para aplicaciones individuales en términos de la fluctuación de tensión que puede ser causada. El control de estas fluctuaciones puede ser muy complejo. Algunas de las cargas que producen estas variaciones tales como hornos de arco, varían constantemente y en un rango que requeriría un sistema de compensación con elevada capacidad de respuesta. Este puede ser acompañado por un sistema de compensación variable en forma continua. Otras tecnologías con dispositivos electrónicos de potencia intentan crear un control en tiempo real (regulador de tensión activo) pero aún se encuentran en desarrollo.

4.3.3 Normas para las caídas de tensión e interrupciones transitorias.

Las caídas de la tensión transitorias caen dentro de los eventos de corta duración. De acuerdo a las definiciones presentadas en el Cap. 1 de la IEEE 1159, estas incluyen variaciones en la componente fundamental de la tensión que son menores a un minuto. Usualmente no es necesario tener gráficos detallados de las formas de onda, mas bien el valor RMS de la tensión es mas importante. Las variaciones transitorias pueden ser un descenso momentáneo (Sag), una subida (Swell) o pérdida de la tensión (interrupción). Como se ha mencionado estos transitorios pueden ser el resultado de una falla. La duración típica en el sistema de transmisión de esta condición es de unos 6 ciclos. En distribución las fallas pudieran tener mayor duración, dependiendo de la filosofía utilizada. La magnitud de la tensión mientras dura esta condición dependerá de la distancia a la falla, el tipo de falla y las características propias del sistema.

4.3.4 Caracterización de la sensibilidad de equipos frente a variaciones transitorias

Las variaciones transitorias de la tensión son muy importantes en lo que a calidad de la energía se refiere, pues afecta a muchos tipos de consumidores industriales. A medida que los procesos se vuelven más automatizados, los equipos son más sensibles especialmente a las caídas transitorias de la tensión. Si una sola pieza del equipo es afectada por la variación de tensión, el entero proceso puede ser interrumpido y generar grandes pérdidas. En el anexo B.1 se encuentran curvas características para cada tipo de industria, donde se muestra el costo asociado dependiendo de la duración de la interrupción.

De la misma manera que se han caracterizado estas variaciones en magnitud y duración, es conveniente describir la sensibilidad de los equipos de la misma manera. La Computer and Business Electronics Manufacturers Association (CBMA), ha sido la primera en usar el concepto de gráfico magnitud / duración para describir la sensibilidad de los equipos. Esta curva obtenida por CBMA es reproducida en IEEE Std 446. Desafortunadamente no todos los equipos se comportan de acuerdo a esta curva. Algunos son menos sensibles y otros tales como los ASD son mucho más sensibles. Un grupo de trabajo en IEEE (IEEE P1346) se encuentra actualmente desarrollando guías para establecer compatibilidad entre los equipos de procesos industriales. En la figura 4.3 se muestra la curva de CBMA (solo el lado de tolerancia de equipos para bajas de la tensión), que caracteriza la sensibilidad de algunos equipos, y la de otros dispositivos industriales que generalmente no se comportan de acuerdo a la curva de CBMA frente a descensos de la tensión.

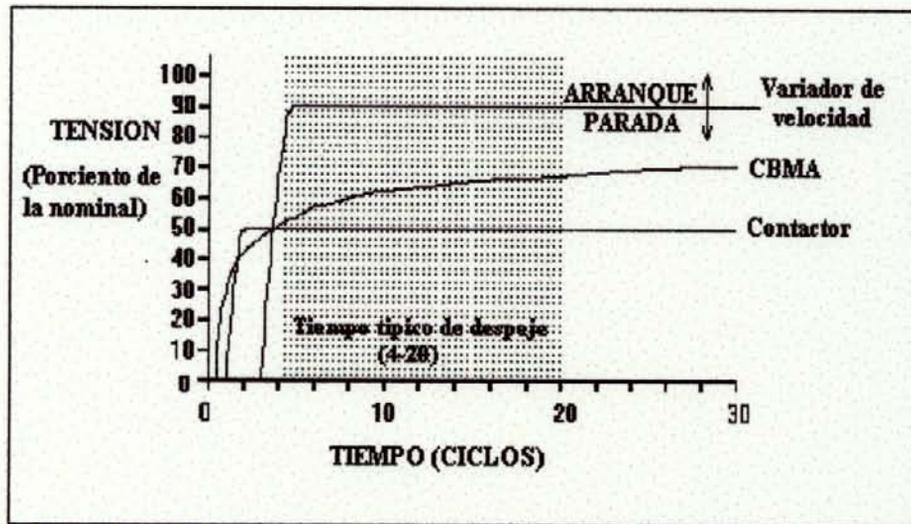


Figura 4.3. Comparación entre la curva de CBMA y la sensibilidad de algunos dispositivos. Pqnet.electrotek.com

En esta figura se muestra una comparación entre la curva de CBMA y la curva característica de sensibilidad de algunos dispositivos industriales. El resultado de esta comparación muestra el cuidado que se debe tener en la etapa de diseño cuando se trabaja con dispositivos variadores de velocidad y similares.

La asociación actualmente conocida como Consejo de la Industria de la Tecnología de la información (ITIC, Information Technology Industry Council), ha desarrollado una curva similar a la de CBMA. Esta se diferencia de la curva anterior en el hecho de que puede ser aplicada solo a tensiones nominales de 120 V, 120/208 V, 120/240 V, no obstante como se puede notar en la figura 4.4, ambas son muy similares, aunque algunos piensan que la curva desarrollada por el ITIC describe mejor el comportamiento de los equipos.

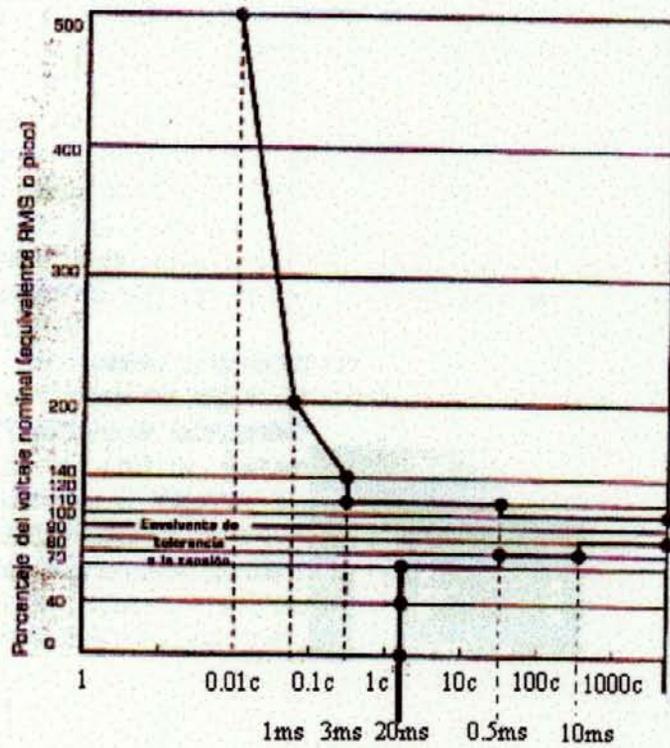


Figura 4.4. Curva de tolerancia de equipos desarrollada por ITIC. Revista Electrotecnia.

4.3.5 Evaluación del sistema

Los usuarios del servicio eléctrico pudieran tener la posibilidad de evaluar la economía de instalar equipos de acondicionamiento de la energía si contaran con una descripción de las características del sistema frente a caídas de la tensión transitorias. La figura 4.5 es un ejemplo del resultado que puede arrojar un estudio probabilístico sobre las caídas de tensión esperadas en un sistema, y debe usarse en conjunto con la figura 4.3 para estimar el número de veces que el proceso será interrumpido y evaluar el costo asociado. Es decir, conociendo la sensibilidad de los equipos se puede determinar cuales eventos resultarán en una parada del proceso, y con curvas como las encontradas en el anexo B.1 se evalúa el costo de la interrupción.

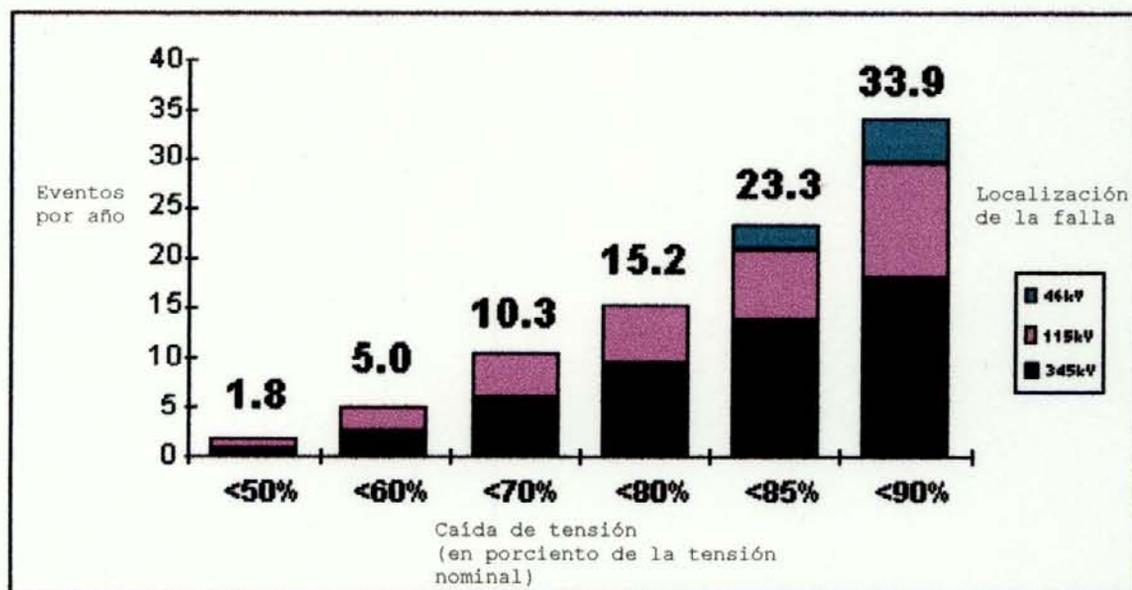


Figura 4.5. Ejemplo sobre el resultado que puede arrojar un estudio de caídas de tensión. Pqnet.electrotek.com

El objetivo de este tipo de estudio es determinar, al menos de manera aproximada, el número de interrupciones que se presentarán en el sistema. Este número cambia de año en año y depende de muchos factores, algunos referentes a la localización misma del usuario (densidad de

cargas atmosféricas, longitud de los alimentadores, animales, árboles, etc.), sin embargo, es posible desarrollar un promedio que proporcione una base para la comparación. En EUA se ha desarrollado un estudio de esta naturaleza, realizado por "THE Distribution Power Quality Monitoring Project", patrocinado por EPRI. Este ha caracterizado el sistema de distribución a lo largo de ese país. El resultado de este estudio se muestra en la figura 4.6 y representa el resultado de un año de continuo monitoreo en el sistema de distribución de 24 compañías eléctricas.

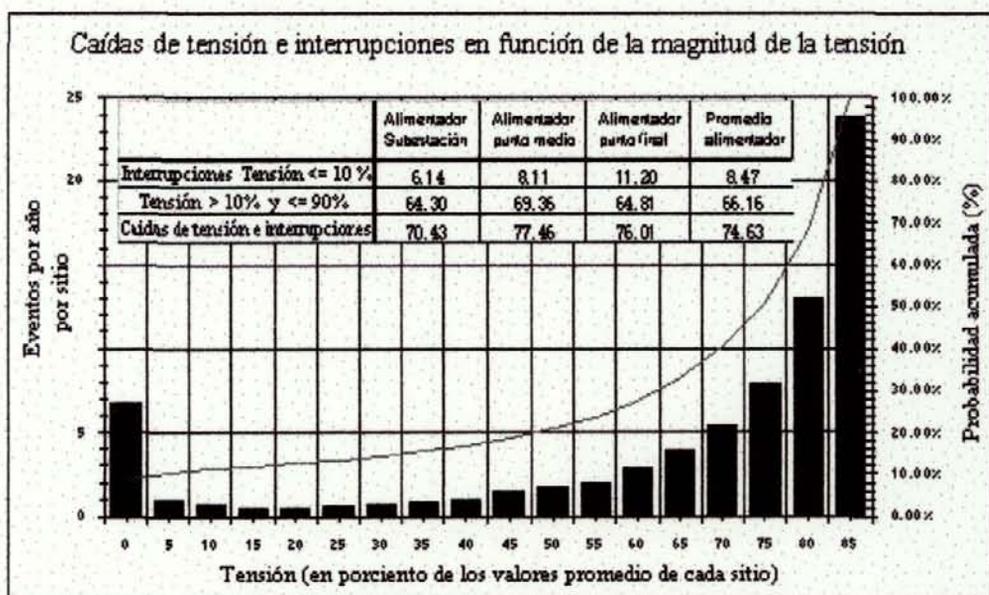


Figura 4.6. Resultados arrojados por el estudio de EPRI en 24 compañías eléctricas de EUA. Pqnet.electrotek.com

Este resultado es importante porque permite el inicio de un estudio en el que se puede conocer la calidad de la energía esperada en el sistema a nivel de alimentadores de distribución. Los usuarios pueden usar esta información para definir las variaciones de tensión que sus equipos deben ser capaces de soportar. El significado se puede ilustrar con un ejemplo: imagine que se quiere conocer cuantas caídas de tensión transitorias ocurrirán por año, donde la tensión estará por debajo del 70% del valor nominal en un punto típico de alimentación, en el sistema de distribución de una compañía eléctrica. Los datos en la figura 4.6 son valores promedio para

todos los alimentadores estudiados en este proyecto de EPRI. Usando la línea de probabilidad acumulada y el eje vertical del lado derecho, se puede observar que el 40% de los eventos resultará en caídas transitorias de la tensión por debajo del 70%. El número total de eventos al año (incluyendo interrupciones) es obtenido en la tabla como 74.63. Por consiguiente, el número de caídas transitorias de la tensión se puede obtener como el 40% de 74.63, aproximadamente 30 eventos por año. Este mismo estudio se puede realizar para las subidas transitorias de la tensión y así obtener una idea completa de las variaciones que se pueden esperar.

Aunque este estudio es intrínseco de ese país (pues en otros lugares las características del sistema de distribución ya son diferentes por el solo hecho de estar en otra situación geográfica, unido a que los sistemas pueden ser completamente diferentes), se hace interesante por ser uno de los primeros en mostrar la manera en la que se lleva a cabo razonablemente un estudio de esta naturaleza.

4.3.6 Evaluación del impacto de corrientes armónicas en transformadores

El calentamiento excesivo de transformadores es el primer problema asociado con la distorsión de la corriente. ANSI / IEEE Std C57 establece que los transformadores pueden manejar la corriente nominal para la que fueron diseñados solo si la distorsión de esta es menor al 5%. Si la distorsión de la corriente excede este valor, se requiere entonces un "derating" del transformador. ANSI / IEEE también proporciona el procedimiento que puede ser usado para evaluar este derating en función del espectro armónico de la corriente esperado y el diseño del transformador, así como el efecto de este calentamiento en el transformador. Básicamente, el derating consiste en un valor de corriente por debajo de la corriente nominal del transformador,

esta será el valor máximo de corriente que podrá manejar el transformador y dependerá de la distorsión armónica de la corriente.

La primera razón para hacer esta consideración es que los transformadores pueden sufrir sobrecalentamientos debido a la corriente de carga distorsionada, además pueden aparecer grandes pérdidas por el aumento de las corrientes parásitas. El requerimiento para los transformadores se calcula en base a la cantidad de calor adicional esperada para un armónico de corriente específico y el factor de corrientes parásitas para el transformador. El derating es expresado como el valor por unidad de una corriente particular distorsionada que causará el mismo calentamiento que la corriente sinusoidal de diseño. Resulta también popular expresar el derating en términos de un factor K de la forma de onda de la corriente de carga que el transformador debe suministrar. Es posible conseguir transformadores con un factor K que pueden ser usados sin derating, para las formas de onda de corriente que tienen factores K superiores al factor K nominal del transformador.

$$I_{\text{RMS (derated)}} = \sqrt{\sum I_h^2} = \sqrt{\frac{1 + P_{\text{EC-R}}}{1 + K P_{\text{EC-R}}}} \quad (\text{pu})$$

donde

$$K = \frac{\sum I_h^2 \cdot h^2}{\sum I_h^2} \quad (\text{Factor K})$$

$P_{\text{EC-R}}$ = Factor de corriente parásitas

h = Orden armónico

I_h = Corriente armónica

La aplicación más común donde se necesita este procedimiento es en transformadores reductores 480/208 V, donde un porcentaje significativo de la carga lo constituyen equipos electrónicos. Una forma de onda típica, el factor K , y el derating en el transformador en función del factor de corrientes parásitas se muestra en la figura 4.7.

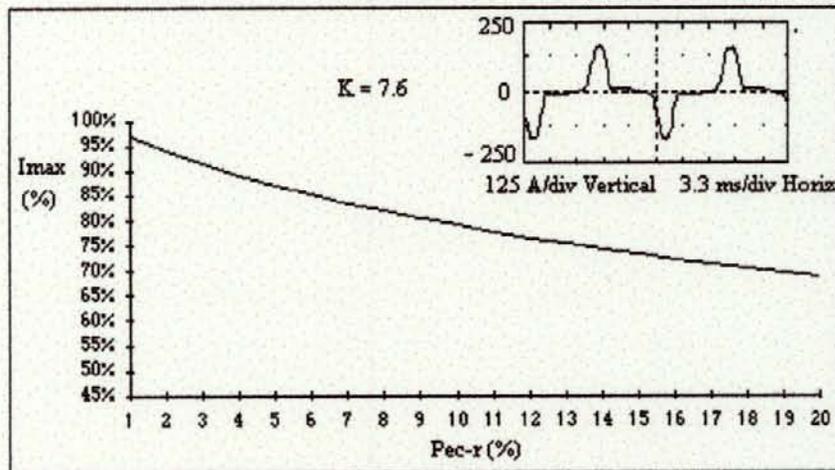


Figura 4.7. Derating del transformador en función del factor de corrientes parásitas para $K=7.6$. Pqnet.electrotek.com

4.3.7 Evaluación del conductor neutro debido a corrientes armónicas

Las cargas no lineales monofásicas pueden tener una cantidad significativa de componentes armónicos múltiplos de tres. Cuando estas cargas son combinadas en un circuito trifásico, los armónicos múltiplos de tres se muestran como componentes de secuencia cero y se suman en el neutro. Si se tienen 10 A de terceros armónicos en cada fase del circuito trifásico, el conductor neutro tendrá 30 A de terceros armónicos. Por esta razón, la corriente de neutro en los

circuitos 120/208 V de muchos edificios comerciales pueden incluso superar la corriente de fase. Las corrientes de neutro están dominadas por los terceros armónicos, debido principalmente a las cargas electrónicas monofásicas, tales como PC. Estas pueden ser tan elevadas como el 173% del valor RMS de la corriente de la fase (la figura 4.8 ilustra una medición de estas formas de onda, en la que se puede observar este fenómeno). Desafortunadamente, no existen normas que limiten la cantidad de armónicos de estas cargas monofásicas (IEC 1000-3-2 proporciona límites para la comunidad Europea), ni tampoco requerimientos que permitan sobredimensionar el conductor de neutro para manejar estas elevadas corrientes. Este es un problema real que el diseñador debe tomar en cuenta a fin de hacer seguro el circuito de neutro y que no esté sobrecargado.

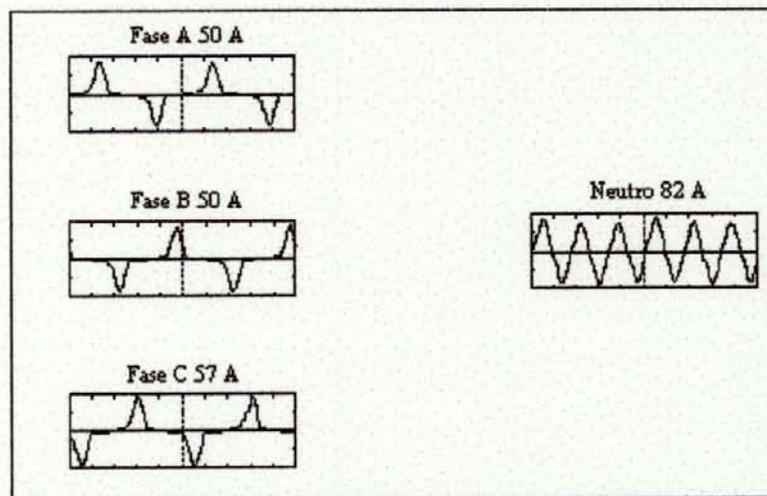


Figura 4.8. Corrientes en las tres fases y el neutro, donde se ilustra el efecto de los terceros armónicos.

4.3.8 Evaluación de los armónicos sobre el sistema

La evaluación de los armónicos sobre el sistema proveedor de la energía, envuelve procedimientos para asegurar que la calidad de la tensión suministrada a todos los consumidores es aceptable. IEEE 519-1992 es la guía más actualizada para los niveles aceptables de distorsión de la tensión sobre el sistema (tabla 4.2), nótese que estos límites se dan para el máximo valor de la componente armónica y para el valor total de distorsión THD.

Tensión en el punto PCC	Distorsión de tensión individual (%)	Distorsión de tensión total (%)
69 kV y menores	3.0	5.0
69.001 kV hasta 161 kV	1.5	2.5
161.001 kV y superiores	1.0	1.5

Nota: Sistemas de alta tensión pueden tener un 2% de incremento en la distorsión total de tensión cuando la causa de esta se debe a manipulación de alta tensión DC (HVDC).

Tabla 4.2. Límites de distorsión de la tensión para sistemas en general. IEEE 519-1992.

Estos límites de distorsión de la tensión aplican en lo que la norma llama punto de conexión común (PCC), el cual se encuentra en el sistema de media tensión para la mayoría de los usuarios industriales y comerciales (figura 4.9). Muchos equipos no son afectados por distorsiones de la tensión menores al 8%.

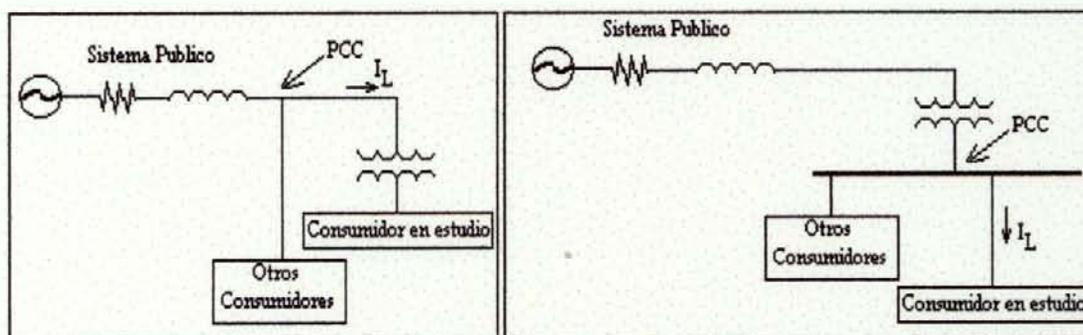


Figura 4.9. Muestra del punto PCC al que la norma hace referencia. IEEE 519-1992.

4.3.8.1 Evaluación de armónicos para usuarios individuales

La mayoría de los problemas relacionados con armónicos ocurren a este nivel del usuario individual, más bien que en el sistema proveedor de energía. Los dispositivos de comportamiento no lineal se encuentran precisamente dentro de las instalaciones industriales o comerciales, y las grandes distorsiones de la tensión ocurren cerca de las fuentes creadoras de armónicos. La condición más desfavorable ocurre cuando un usuario del servicio eléctrico tiene cargas no lineales y también posee bancos de condensadores para corrección del factor de potencia, lo cual puede resultar en la condición de resonancia.

La IEEE 519-1992 ha sido desarrollada para evaluar las tensiones y corrientes armónicas en el punto de conexión común (PCC), entre el usuario del servicio eléctrico y el proveedor del mismo. El punto PCC es el lugar donde otro consumidor puede ser alimentado por el sistema. Este puede estar localizado en el lado de alta o baja del transformador, dependiendo de si uno o varios usuarios se alimentan del mismo banco de transformación. También puede ser cualquier punto del sistema al que tengan acceso tanto la compañía eléctrica como el consumidor para medición; o un punto en el que una carga no lineal se conecta con otra lineal. Los límites de corriente armónica para este punto PCC se pueden observar en la tabla 4.3, 4.4 y 4.5.

Máxima distorsión de la corriente en porcentaje de I_L						
Orden armónico individual (armónicos impares)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Armónicos pares están limitados al 25% del límite para los armónicos impares anteriores.
Distorsiones de la corriente que producen valores DC de tensión no son permitidas.
* Todos los equipos de generación deben estar limitados a estos valores de distorsión de la corriente, ignorar su relación I_{sc}/I_L .
ISC = máxima corriente de cortocircuito en el punto PCC.
IL = máxima corriente de demanda de la carga (a la frecuencia fundamental) en el punto PCC.

Tabla 4.3. Límites de distorsión de la corriente para sistemas de distribución (120 V a 69000 V).
IEEE 519-1992.

Máxima distorsión de la corriente en porcentaje de I_L						
Orden armónico individual (armónicos impares)						
I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Armónicos pares están limitados al 25% del límite para los armónicos impares anteriores.
Distorsiones de la corriente que producen valores DC de tensión no son permitidas.
* Todos los equipos de generación deben estar limitados a estos valores de distorsión de la corriente, ignorar su relación I_{sc}/I_L .
ISC = máxima corriente de cortocircuito en el punto PCC.
IL = máxima corriente de demanda de la carga (a la frecuencia fundamental) en el punto PCC.

Tabla 4.4. Límites de distorsión de la corriente para sistemas de Subtransmisión (69001 V a 161000 V).
IEEE 519-1992.

Orden armónico individual (armónicos impares)						
I_{sc}/I_L	<11	11<=h<17	17<=h<23	23<=h<35	35<=h	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
>=50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75
Armónicos pares están limitados al 25% del límite para los armónicos impares anteriores.						
Distorsiones de la corriente que producen valores DC de tensión no son permitidas.						
* Todos los equipos de generación deben estar limitados a estos valores de distorsión de la corriente, ignorar su relación I_{sc}/I_L .						
ISC = máxima corriente de cortocircuito en el punto PCC.						
IL = máxima corriente de demanda de la carga (a la frecuencia fundamental) en el punto PCC.						

Tabla 4.5. Límites de distorsión de la corriente para sistemas de Transmisión, Generación (> 161 kV).
IEEE 519-1992.

Los límites de corriente para usuarios individuales, se dan de manera tal que la máxima tensión armónica para una frecuencia individual no exceda los límites de la tabla 4.6.

I_{sc}/I_L en el punto PCC	Máxima distorsión individual de tensión (%)	Tipo de sistema
10	2.5 – 3.0%	Sistemas dedicados
20	2.0 – 2.5%	1 – 2 Grandes consumidores
50	1.0 – 1.5%	Pocos consumidores relativamente grandes
100	0.5 – 1.0%	5 – 20 Consumidores de tamaño medio
1000	0.05 – 0.10%	Todos los pequeños consumidores

Tabla 4.6. Base para establecer los límites de corriente armónica. IEEE 519-1992.

Usando esta aproximación, los límites para cargas individuales no están especificados. Esta es una de las características de la IEEE 519-1992, la cual se enfoca en el efecto total sobre el sistema. El límite para una carga individual, tal como un ASD, dependerá del impacto que esta produzca sobre los niveles de armónicos en todo el sistema de la industria. Esta es diferente a la aproximación tomada en la IEC 1000-3-2 (IEC 555-2), donde los límites para cargas individuales cuyo consumo sea menor a 16 A son especificados. En este sentido la IEEE 519 proporciona

mayor flexibilidad, ya que permite corregir problemas de armónicos en los lugares donde resulte más económico hacerlo.

En caso de industrias generadoras de alta tensión DC (HVDC), por ser estas aplicaciones de elevada potencia, la norma no aplica, mas bien exige que casos como estos deben ser cuidadosamente estudiados a fin de realizar mejores aproximaciones sobre el impacto de estas en el sistema de potencia.

Por otro lado, la misma norma reconoce que las tablas que proporciona son aproximaciones, por lo que en algunos casos quizás se presenten problemas aun cuando exista una adherencia estrecha a las mismas. Por esto es razonable estudiar continuamente el sistema a fin de conocer su evolución. Las mediciones de armónicos deben efectuarse vez tras vez a fin de determinar la conducta del sistema y el funcionamiento de los equipos. Algunos de los puntos que se pueden asegurar con esta norma son:

1. Bancos de condensadores para corrección del FP y filtros de armónicos no estén bajo esfuerzos excesivos debido a los armónicos.
2. La dañina resonancia serie o paralelo no esté ocurriendo.
3. El nivel de armónicos en el punto PCC no sea excesivo.

Otro punto al cual se hace referencia en la norma es el Notch. La profundidad del hueco, el factor de distorsión armónica total (THD) y el área del hueco de la tensión línea - línea en el punto PCC deben estar limitados por la tabla 4.7.

	Aplicaciones especiales	Sistemas en general	Sistemas dedicados
Profundidad del Notch	10%	20%	50%
Distorsión total de tensión	3%	5%	10%
Área total del Notch A_N	16 400	22 800	36 500

Note: El valor de A_N para sistemas diferentes de 480 V debe ser multiplicado por $V/480$.
 Las aplicaciones especiales incluyen hospitales y aeropuertos.
 Los sistemas dedicados están destinados únicamente a cargas con convertidores.
 A_N en voltios - microsegundos

Tabla 4.7. Clasificación de los límites de distorsión para sistemas de baja tensión. IEEE 519-1992.

Estos límites son recomendados para sistemas de baja tensión, en los cuales el área del hueco (Notch) es fácilmente medible.

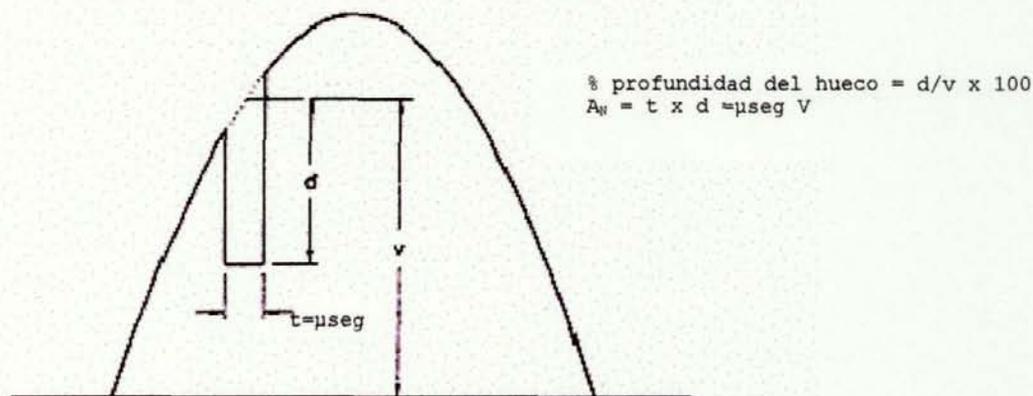


Figura 4.10. Definición del área del hueco de tensión. IEEE 519-1992.

Las tablas mencionadas anteriormente (4.3, 4.4, 4.5) aplican en general para situaciones de operación normal. En caso de condiciones inusuales (tales como arranques, etc.) de corta duración, los límites pueden ser excedidos en un 50%. Estas tablas se aplican también en situaciones donde se tienen rectificadores de 6 pulsos y condiciones generales de distorsión. Sin embargo cuando se utilizan convertidores con un número de pulsos mayores que 6, los límites para el orden de armónico correspondiente se incrementan por el factor $\sqrt{q/6}$, donde q es el nuevo número de pulsos. De la misma manera se aplican también estas tablas a sistemas de generación conectados al sistema de distribución, sub-transmisión y transmisión. Por supuesto esta norma es mucho más amplia y contiene explicaciones detalladas sobre los diferentes casos, unido a ejemplos prácticos de los mismos.

4.4 Normas de calidad de la energía en América Latina

Antes de pasar a las normas en Venezuela, es conveniente repasar como algunos países latinoamericanos están manejando la calidad de la energía eléctrica.

Entre los casos notables se encuentra Chile. En la figura 4.11 se muestra un esquema de cómo se relacionan entre sí los diferentes temas en los que dividen a la calidad de la energía las compañías eléctricas de ese país.

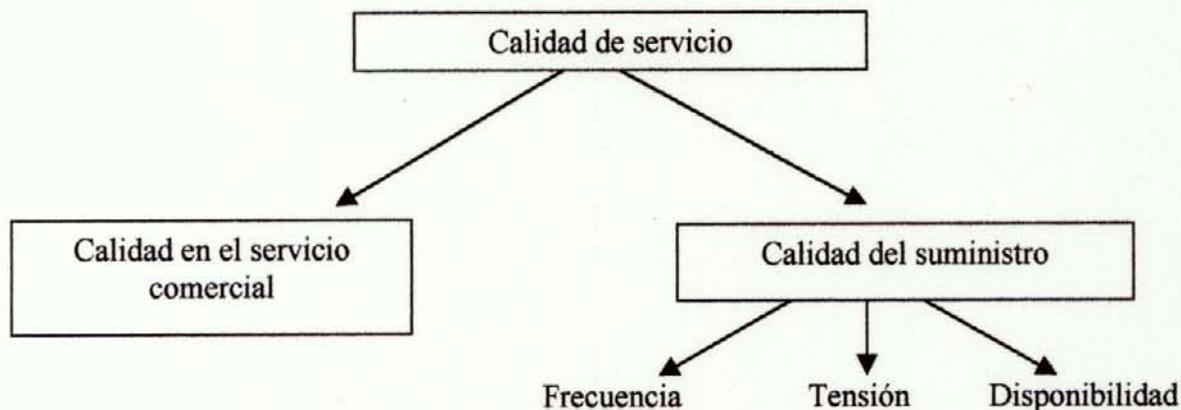


Figura 4.11. Esquema de los diferentes tópicos de la Calidad de la Energía en Chile.

Las mediciones realizadas para conocer el estado de la calidad de la energía la realizan de dos formas diferentes:

1. En un punto específico de la red (calidad de suministro al usuario).
2. En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados estadísticamente (calidad de suministro global).

Mediante la primera, es posible determinar si un usuario particular está siendo afectado por una energía de mala calidad y al mismo tiempo permite conocer si este de alguna manera está contaminando las redes de la compañía distribuidora. La segunda por su parte, dará una visión general de cómo está funcionando el sistema de distribución de la compañía, y sus posibles puntos débiles.

Las tolerancias de tensión permitidas son de $\pm 7.5\%$ para baja tensión durante el 95% del tiempo en el que se efectúe la medición, el cual debe ser un mínimo de una semana. En media tensión se permite $\pm 6\%$ durante el mismo período de tiempo, en ambos casos se excluyen los períodos en los que hubo interrupción de suministro.

En alta tensión los límites manejados por Chile son los siguientes:

$$V < 154 \text{ kV} \quad \pm 6\% \text{ durante el } 95\% \text{ del tiempo (7 días)}$$

$$V \geq 154 \text{ kV} \quad \pm 5\% \text{ durante el } 95\% \text{ del tiempo (7 días)}$$

En ambos casos, al igual que en los anteriores, se excluyen periodos con interrupción de suministro.

Las tolerancias armónicas, las cuales constituyen límites de emisión para los usuarios del servicio eléctrico en Chile se dan en las siguientes tablas.

Orden de las Armónicas (sólo las Impares)						
Isc/IL	h < 11	entre	entre	entre	h > 35	THDi [%]
		11 y 17	17 y 23	23 y 35		
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Notas: Armónicas Pares están Limitadas al 25% de los límites establecidos para armónicas impares. Todos los equipos de generación de potencia están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente de la razón I_{sc}/I_L .

I_{sc} : Máxima corriente de cortocircuito en el punto común de conexión (PCC).

I_L : Corriente nominal de carga -a frecuencia fundamental- en PCC.

Para el caso de clientes en Puntos Comunes de Conexión comprendidos entre 69 KV y 154 KV, los límites son el 50% de los valores establecidos en la Tabla.

Para el caso de clientes en PCC superiores a 154 KV se aplicarán los límites de 110 KV en tanto el Ministerio a proposición de la comisión no fije la norma respectiva.

Los límites para armónicas de corriente que se entregaron son aplicables para rectificadores de 6 pulsos y situaciones generales de distorsión. Sin embargo, cuando se utilizan convertidores con número de pulsos (q) de más de 6, los límites para las armónicas características son incrementados por un factor equivalente a: raíz cuadrada(q/6), con tal que las amplitudes de las armónicas no-características sean menores que el 25% de los límites especificados en las tablas.

Tabla 4.8. Máx. Distorsión Armónica de Corriente en barras de hasta 69 KV. Normas del servicio eléctrico en Chile.

Armónicas Impares no múltiplos de 3			Armónicas Impares múltiplos de 3			Armónicas pares		
h	menor o igual a 110 KV	> 110 KV	h	menor o igual a 110 KV	> 110 KV	h	menor o igual a 110 KV	> 110 KV
5	6	2	3	5	2	2	2	1.5
7	5	2	9	1.5	1	4	1	1
11	3.5	1.5	15	0.3	0.3	6	0.5	0.5
13	3	1.5	21	0.2	0.2	8	0.5	0.2
17	2	1	>21	0.2	0.2	10	0.5	0.2
19	1.5	1				12	0.2	0.2
23	1.5	0.7				>12	0.2	0.2
25	1.5	0.7						
>25	$0.2+1.3*25/h$	$0.2+0.5*25/h$						

Tabla 4.9. Máxima Distorsión de Armónicas Individuales de Tensión. Normas del servicio eléctrico en Chile.

Tensión del Sistema en KV	THD de Tensión en %
menor o igual a 110 KV	menor a 8%
mayor a 110 KV	menor a 3%

Tabla 4.10. Máxima Distorsión Armónica Total de Tensión. Normas del servicio eléctrico en Chile.

Es interesante notar la manera en la que se realizan las mediciones de armónicos para determinar si un usuario específico está violando los límites anteriores. Se debe realizar un periodo de medición, el cual es de 7 días continuos, con mediciones a intervalos de 10 minutos. Luego se toma el 95% de los registros y se compara con los valores listados en las tablas anteriores, si los límites son superados, el usuario está sobrepasando los niveles máximos de emisión y la compañía puede aplicar sanciones en caso de no corregirse la situación. Los límites referentes al flicker se dan en la tabla 4.11, para el cual se realiza el mismo periodo de medición e intervalo que en el caso de las mediciones para armónicos.

Rate	Tension Level	
	U<=110 KV	U>110 KV
Pst	1.0	0.8
Plt	0.8	0.6

Tabla 4.11. Valores permisibles para el flicker. Normas del servicio eléctrico en Chile.

La componente de secuencia negativa en sistemas de media y baja tensión debe ser $\text{Sec}(-) \leq 0.02 \text{ Sec}(+)$. En puntos de entrega a concesionarios de servicio público de distribución en tensiones mayores $\text{Sec}(-) \leq 0.015 \text{ Sec}(+)$. Como ya se ha explicado la razón de la secuencia negativa a la positiva de la tensión expresa el porcentaje de desbalance presente para las tensiones. En este caso se puede notar que hasta media tensión se permite un máximo de un 2%, tensiones mayores 1.5% máximo de desbalance.

Un punto importante que toda compañía distribuidora del servicio eléctrico debe manejar, son los índices de continuidad del suministro. Estos revelarán cuan confiable es el servicio eléctrico que esta brinda. En las tablas 4.12 y 4.13 se dan los índices de continuidad del suministro manejados por las compañías distribuidoras en Chile. La tabla 4.12 incluye las interrupciones programadas, la 4.13 muestra solo las interrupciones programadas.

Nivel de Tensión	Número de Interrupciones (interr/año)	Duración Annual de las Interrup. (hrs/año)
BT	22	20
MT	14	10

Tabla 4.12. Índices de continuidad del suministro en Chile. Incluyendo las interrupciones programadas.

Nivel de Tensión	Duración Annual de las Interrup (hrs/año)	Duración de la Interrupción (hrs/interrup)
BT	12	8
MT	8	6

Tabla 4.13. Índices de continuidad del suministro en Chile. Sólo interrupciones programadas.

En ambos casos se contabilizan las interrupciones mayores a 3 minutos. Dentro de la continuidad del suministro se manejan además otros términos como frecuencia de interrupción por KVA instalado o por transformador instalado, estos no son más que indicadores que permiten evaluar la confiabilidad de la compañía. Los límites impuestos en Chile son los siguientes.

Índice	Límites
FMIT	Entre 5 y 7 veces al año
FMIK	Entre 3.5 y 5 veces al año
TTIT	Entre 22 y 28 hrs al año
TTIK	Entre 13 y 18 hrs al año

Tabla 4.14. Índices de continuidad del suministro en Chile. Normas del servicio eléctrico en Chile.

Donde:

FMIT: frecuencia media de interrupción por transformador instalado.

FMIK: frecuencia media de interrupción por KVA instalado.

TTIT: tiempo total de interrupción por transformador instalado.

TTIK: tiempo total de interrupción por KVA instalado.

Otro de los países cuya normativa referente a la calidad de la energía se encuentra adelantada es Bolivia. Aquí se divide a esta en varias ramas que son:

1. Calidad del producto técnico.

- Nivel de tensión

- Desequilibrio de fases

- Perturbaciones (oscilaciones de tensión y armónicos)

- Interferencias (sistemas de comunicación)

2. Calidad del servicio técnico

- Frecuencia de interrupciones

- Tiempo total de interrupción

Para evaluar la calidad del producto técnico se registra mensualmente la tensión de todos los consumidores en AT, se toman además el 2% de los suministros en MT y el 0.15% de los suministros en barras de baja tensión de los centros de transformación MT/BT. Además se toman registros mensuales en el punto de suministro al 0.005% de los consumidores BT, siendo el período de medición para todos los casos un mínimo de 7 días continuos.

La compañía distribuidora se rige por cuatro etapas de implementación:

1. Etapa preliminar. Metodología de medición, control de indicadores.
2. Etapa de prueba. Son 6 meses, relevamiento de la información para calcular los indicadores.
3. Etapa de transición. Dura 1 año, cumplimiento de los indicadores.
4. Etapa de régimen. Se debe contar con sistemas de adquisición y manejo de la información.

Las dos primeras etapas dan a la compañía distribuidora la oportunidad de corregir su situación de mal funcionamiento para cumplir con las exigencias de las etapas siguientes. Así mismo en estas dos primeras etapas la distribuidora debe implementar sistemas de comunicación

y bases de datos relacionadas con los archivos de facturación, a fin de cumplir con las exigencias de las dos últimas etapas.

En la etapa de transición ya la compañía es completamente responsable del cumplimiento de los indicadores de la calidad de la energía. Su incumplimiento genera sanciones a la misma. En la etapa de régimen, en la cual se supone que la distribuidora ya ha implementado sistemas de control y medición eficientes, los límites a las tolerancias de tensión y desbalances son más exigentes, con la diferencia de que ahora la distribuidora puede penalizar a los consumidores que introduzcan perturbaciones en la red por encima de los límites fijados. Una comparación de las tolerancias en la etapa de transición y de régimen manejado por las distribuidoras en Bolivia se presenta a continuación.

	Etapas de transición	Etapas de régimen
AT y MT	+ 5% -10%	+5% -7%
BT	+7% -10%	+4% -7.5%
Desequilibrio de fases	≤ 10%	≤ 10%

Tabla 4.15. Límites impuestos en las diferentes etapas de implementación. Normas de calidad Bolivia.

En cada una de estas dos últimas etapas existe un esquema completo de remuneración al usuario, en caso de que la distribuidora sobrepase los límites impuestos. Dependiendo de cuán alejado estén los valores de suministro real de los límites máximos, será la cuantía de la bonificación, como se puede notar en la tabla 4.16.

Nivel de tensión	Tensión suministro	Etapa de transición \$US/kwh	Etapa de régimen \$US/kwh
AT y MT	< ±5%	0.04	0.05
	±5% y 10%	0.08	0.1
	> ±10%	0.16	0.2
BT	< ±5%	0.04	0.05
	±5% y 10%	0.12	0.15
	> ±10%	0.36	0.45

Tabla 4.16. Esquema de remuneración por mala calidad en la energía recibida. Normas de calidad Bolivia.

La reducción se realiza en forma de una bonificación en la facturación del usuario, y la misma se valoriza proporcionalmente a la energía entregada en malas condiciones.

La calidad del servicio técnico, la cual considera las interrupciones sufridas por los usuarios, presenta una técnica para el cálculo de la energía que no fue suministrada, dependiendo de la etapa en la que ocurre la interrupción. Por ejemplo, en la etapa de transición, la energía no suministrada se calcula como:

$$ENS = (T_c - T_{ca}) * ETF / (4380 - T_c) \quad (\text{KWH})$$

Donde

ENS: energía no suministrada, en KWH.

ETF: energía total facturada en el semestre de control, en KWH.

T_c: tiempo total de interrupción por consumidor, en horas.

T_{ca}: tiempo total de interrupción admisible por consumidor, en horas.

Para aplicar este cálculo, las interrupciones deben haber tenido una duración mayor o igual a 3 minutos. El valor de T_c se obtiene directamente de una tabla en función del número de consumidores por sistema.

Número de consumidores por sistema	Fc	Tc
Mayor a 100 000	25	20
Menor o igual a 100 000 y mayor a 50 000	30	25
Menor o igual a 50 000 y mayor a 10 000	35	35
Menor o igual a 10 000	45	60

Tabla 4.17. Valores de F_c y T_c para el cálculo de ENS, etapa de transición. Normas de calidad Bolivia.

En la etapa de régimen se hace una separación de los usuarios en BT de los de AT y MT. El tiempo T_c para los usuarios de BT en la etapa de régimen es el mostrado en la tabla 4.18.

Número de consumidores por sistema	Fc	Tc
Mayor a 100 000	10	8
Menor o igual a 100 000 y mayor a 50 000	15	12
Menor o igual a 50 000 y mayor a 10 000	20	20
Menor o igual a 10 000	30	35

Tabla 4.18. Valores de Fc y Tc para el cálculo de ENS en BT, etapa de régimen. Normas de calidad Bolivia.

La energía no suministrada (ENS) se calcula de la misma manera que en la etapa de régimen. Para los usuarios en AT y MT el tiempo Tc se estima de la siguiente manera:

Suministro	Fc	Tc
AT	3	6
MT	7	14

Tabla 4.19. Valores de Fc y Tc para el cálculo de ENS en AT y MT, etapa de régimen. Normas de calidad Bolivia.

$$ENSU = (Tc - Tca) * ETFC / (4380 - Tc) \quad (\text{KWH})$$

Donde

ENSU: energía no suministrada al consumidor AT o MT, en KWH.

ETFC: energía total facturada al consumidor en el semestre de control, en KWH.

Tca: tiempo total de interrupción admisible por consumidor, en horas.

Para una mala calidad en el servicio técnico, el costo de la energía no suministrada al consumidor se establece en cuatro veces el precio básico de energía vigente para la etapa de transición, y de siete veces para la etapa de régimen. Este control se realiza cada seis meses y se calcula tanto para los usuarios en AT y MT como para los de BT de acuerdo a:

$$\text{Reducción} = \text{ENS} * \text{Cens}$$

Donde

Reducción: reducción o bonificación al usuario.

ENS: energía no suministrada total durante el período de control.

Cens: costo de la energía no suministrada.

Otro país latinoamericano que se encuentra actualizado en este tema es Perú. Aquí la calidad de la energía al igual que en casos anteriores se divide en calidad del producto (tensión, frecuencia, perturbaciones) y calidad del suministro (interrupciones). Las etapas de aplicación de la norma en este país son básicamente tres, en cada una de las cuales se especifican con claridad las tareas y objetivos a lograr por la compañía distribuidora.

Primera etapa. Esta tiene una duración de 1.5 años. En esta se debe adquirir equipos, medir y registrar los índices de calidad. Infraestructura para procesamiento de información. Campaña piloto de medición y registro, cálculo de indicadores y mejoramiento de la calidad. Presentación a la autoridad de un programa de adecuación a la norma.

Segunda etapa. Esta tiene una duración de 1.5 años. Si se presentasen violaciones a las tolerancias máximas especificadas, se aplican sanciones a la compañía distribuidora.

Tercera etapa. Tiene una duración indefinida. De manera similar a la etapa anterior, se aplican sanciones y/o multas a la distribuidora en caso de violación a los límites.

El período de control especificado para los índices de calidad del producto es mensual. Los períodos de medición deben ser como mínimo de una semana continua a intervalos de 10 minutos para perturbaciones y 15 minutos para la tensión, excepto para la frecuencia, donde la medición es durante todo el período de control a intervalos de 15 minutos.

El incumplimiento de las tolerancias máximas de los indicadores genera compensaciones a los usuarios del servicio eléctrico. Las tolerancias especificadas para la tensión son las siguientes:

±5% en todo nivel de tensión, por el 97% del tiempo.

±7.5% en redes urbano rurales o rurales, por el 97% del tiempo.

Luego se calcula $\Delta V_c (\%) = (V_k - V_n)/V_n * 100\%$, este valor debe estar dentro de los límites especificados. Para el cálculo de las compensaciones no se realizan mediciones a cada consumidor de manera individual, esto se hace a través de muestras. Para los usuarios en muy alta, alta y media tensión, se toma la medición en un punto por cada doce puntos de entrega. Para los clientes en baja tensión, se toma uno por cada 3000 puntos de entrega del suministro.

Las variaciones de la frecuencia se calculan de modo similar:

$$\Delta F_k(\%) = (F_k - F_n)/F_n * 100\%$$

Donde:

F_k: valor medio entre los valores instantáneos de la frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red.

F_n: valor nominal de la frecuencia del sistema.

Este índice debe encontrarse dentro de los límites establecidos durante el 97% del tiempo. Existen además otros indicadores de interés relacionados con las variaciones de la frecuencia, estos son:

VSF: variaciones súbitas de frecuencia (Hz), intervalos de 1 minuto.

$$VSF = \sqrt{\int_0^{1 \text{ minuto}} f^2(t) dt} - f_N$$

IVDF: integral de variaciones diarias de la frecuencia (ciclos)

$$IVDF = \int_0^{24 \text{ horas}} [f(t) - f_N] dt$$

Las tolerancias especificadas para los indicadores de frecuencia son:

Variaciones sostenidas ($\Delta F_k\%$): $\pm 0.6\%$

Variaciones súbitas (VSF): ± 10 Hz

Variaciones diarias (IVDF): ± 12 ciclos

En un período de medición sólo se permite 1 VSF y no se permiten violaciones al IVDF.

El flicker es otro de los indicadores de importancia, para el cual se establecen límites siguientes: $P_{st} \leq 1$, $P_{st} = 1$ es el umbral de irritabilidad. Estos deben cumplirse durante el 95% del período de medición.

Los armónicos se consideran hasta el orden 40, y los límites establecidos deben ser cumplidos durante el 95% del tiempo. En la tabla 4.20 se muestran estos límites impuestos a los usuarios del servicio eléctrico de Perú como valores máximos de emisión.

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA V _i ' ó THD' (% con respecto a la Tensión Nominal del Punto de Medición)	
	Para tensiones mayores a 60kV	Para tensiones menores o iguales a 60kV
(Armónicas 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
mayores de 25	0.1+2.5/n	0.2+2.5/n
(Armónicas Impares múltiplos de 3)		
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 de 12	0.2	0.5
THD	3	5

Tabla 4.20. Límites de emisión armónica para usuarios en Perú. Normas del servicio eléctrico en Perú.

La parte correspondiente a la calidad del suministro, que se encarga de manejar elementos referentes al número total de interrupciones, determina una duración total ponderada de interrupciones por cliente (D) de la siguiente manera:

$$D = \sum(K_i * d_i)$$

El valor (d) hace referencia a la duración individual de cada interrupción i , mientras que el valor K_i son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo, si la interrupción fue programada K_i toma el valor de 0.5, si la interrupción fue intempestiva K_i toma el valor de 1.0.

Las tolerancias especificadas tanto para el número permitido de interrupciones por semestre como para el término D se pueden observar en la tabla 4.21.

Tipo de usuario	Límites de interrupciones por semestre (N)	Límites de duración total ponderada (D)
Clientes en muy alta y AT	2 interrupciones/semestre	4 horas/semestre
Clientes en MT	4 interrupciones/semestre	7 horas/semestre
Clientes en BT	6 interrupciones/semestre	10 horas/semestre

Tabla 4.21. Límites para las interrupciones por semestre. Normas del servicio eléctrico en Perú.

Para los usuarios urbano-rurales, D es incrementado en un 100% y para los consumidores rurales en un 250%.

Por último, será útil repasar la normativa de Argentina contenida en los seis artículos de las "Normas de calidad del servicio público y sanciones del suministro eléctrico en la República de Argentina". Cabe destacar que esta norma es una de las más avanzadas en cuanto a su contenido, el cual protege a los usuarios del servicio eléctrico de las malas prácticas de la compañía distribuidora.

En el artículo segundo "Calidad del producto técnico", se controlan las perturbaciones (flicker), las caídas lentas de la tensión y las armónicas. La distribuidora debe arbitrar los medios conducentes a:

1. Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.
2. Controlar a los grandes usuarios, a través de los límites de emisión fijados por contrato.
3. Impulsar, conjuntamente con el Ente, la aprobación de normas de fabricación y su inclusión en las órdenes de compra propias y de los usuarios.

En este contexto la distribuidora puede llegar a penalizar a los usuarios que exceden los límites de energía fijados bien por las normas particulares del país o por el contrato con la compañía distribuidora, llegando incluso hasta la interrupción del suministro de energía. Esta acción sin embargo no puede ser tomada a la ligera. La compañía distribuidora debe contar con la aprobación del Ente para llevarla a cabo.

En cuanto a los valores de tensión, se considera que a partir del sexto año de transferencia del servicio, la distribuidora debe haber implementado un sistema que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con normas internacionales (ANSI, IEC, etc.), y tendrá implementados mecanismos de control que permitirán al Ente realizar la verificación. Se considera que la distribuidora queda sujeta a la aplicación de sanciones si se verifica el incumplimiento de los niveles de tolerancia de tensión siguientes.

Nivel de tensión y tipo de alimentación	Tolerancias
Alta tensión	$\pm 5\%$
Aérea (MT o BT)	$\pm 8\%$
Subterránea (MT o BT)	$\pm 5\%$
Rural	$\pm 10\%$

Tabla 4.22. Tolerancias de tensión aplicadas a las distribuidoras. Normas del servicio eléctrico en Argentina.

Si estos niveles son superados durante un período mayor al 3% del período de medición el cual es por lo menos de una semana, la distribuidora queda sujeta a sanciones y multas. Esto quiere decir que si en una semana completa de medición se registraron 5.04 horas durante las cuales la tensión de suministro estuvo por fuera de las tolerancias de tensión especificadas, las sanciones se hacen efectivas. Estas sanciones se aplican en la forma de bonificación en la facturación de cada usuario afectado por la mala calidad de la tensión. Para determinar las sanciones se calcula la energía suministrada con niveles de tensión por fuera de los rangos permitidos (en caso de que no haya sido posible la medición) y se valorizará de acuerdo a las tablas (ver anexo B.2). Dependiendo de si es aérea, subterránea o rural y del valor tomado por el valor absoluto de $(T_s - T_n)/T_n$, al cual se llama Tol y no es más que una medida de cuán alejada estuvo la tensión de suministro de la nominal, será el monto de la bonificación por KW consumido en esas condiciones. Debe notarse que esta sanción sólo es aplicable si la tensión de suministro está por fuera de los rangos permitidos, por esto el valor más pequeño de Tol que hace la aplicación de una sanción es 0.05 para esquemas subterráneos y de alta tensión, 0.08 para aéreo y 0.1 para rurales; que son precisamente las tolerancias máximas permitidas para cada caso (5%, 8%, 10%). Por supuesto, conjuntamente con la tensión se debe medir la energía consumida, a fin de conocer el monto de la bonificación.

El artículo tercero de esta norma llamado “Calidad del servicio técnico” se caracteriza por el hecho de que se calcula, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido durante un semestre en el punto de suministro. Los valores máximos admitidos por cada usuario son los siguientes:

Frecuencia de interrupciones	
Usuarios en AT	3 interrupciones/semestre
Usuarios en MT	4 interrupciones/semestre
Usuarios en BT (pequeñas, medianas y grandes demandas)	6 interrupciones/semestre

Tiempo máximo de interrupción	
Usuarios en AT	2 horas/interrupción
Usuarios en MT	3 horas/interrupción
Usuarios en BT	
Pequeñas y medianas demandas	10 horas/interrupción
Grandes demandas	6 horas/interrupción

Tabla 4.23. Frecuencia de interrupción y tiempo máximo permitidos. Normas del servicio eléctrico en Argentina.

Un factor importante es que no se computan las interrupciones menores a 3 minutos. Es decir, que lo anterior es aplicable sólo si la duración de la interrupción es mayor a este valor. Si durante un semestre, algún usuario sufriera más cortes que los estipulados o estuviese sin suministro más tiempo que el establecido, recibe de la distribuidora un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales, el cual es proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado. Esta se valorizará de acuerdo al cuadro siguiente.

Tipo de tarifa	Bonificación
1-R	1.40 \$US/KWH
1-G y 1-AP	1.40 \$US/KWH
2 y 3 – BT	2.27 \$US/KWH
3-MT y 3-AT	2.71 \$US/KWH

Tabla 4.24. Bonificación al usuario dependiendo del tipo de tarifa. Normas del servicio eléctrico en Argentina.

La energía no suministrada al usuario se calcula tomando en cuenta diferentes factores:

$$\text{ENS (KWH)} = \text{SUM}_i (\text{EA}/525600 * \text{Ki})$$

Donde

SUM_i: sumatoria de los *i* minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites establecidos.

EA: total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

K_i: factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria (ver anexo B.2 para los valores de este).

Toda la información necesaria para determinar la duración de las interrupciones y la frecuencia de las mismas, se organizan en bases de datos. Específicamente son dos, una con los datos de las contingencias ocurridas en la red, la cual contiene información sobre el inicio, fin y duración de la contingencia así como equipos operados a consecuencia de la misma (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red). La otra contiene información sobre el esquema de alimentación de cada usuario, a fin de identificar los afectados ante cada falla de la red. Estas bases de datos se relacionan con los archivos de facturación, y deben poder calcular la energía no suministrada a cada uno de los usuarios, con el fin de aplicar las sanciones.

El hecho de que se penalice económicamente a la compañía distribuidora por la mala calidad de su energía, persigue varios objetivos como se indica en el artículo quinto. Primero, orienta las inversiones de la compañía hacia el beneficio de los usuarios, en el sentido de mejorar la calidad del servicio público de electricidad. Y seguido, permite compensar a los usuarios en base al perjuicio que le ocasiona el incidente y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

Aunque las diversas normas que se han analizado presentan diferencias en algunos puntos particulares, se puede notar como todas están orientadas de la misma manera. Promover un servicio eléctrico de calidad aceptable incluso a nivel internacional, es el objetivo principal, y la mayoría de los países latinoamericanos se encuentran orientados hacia el desarrollo de normativas que les permitan alcanzar este objetivo.

4.5 Normas sobre Calidad de la Energía en Venezuela

Una de las normas vigentes más avanzadas por su contenido y la cual se encuentra a la altura de las normas internacionales, es la manejada por la compañía eléctrica de Nueva Esparta SENECA. Para una idea completa del reglamento, se debe ver el documento “Calidad SENECA”, el cual contiene todos los detalles de la misma.

Entre los muchos temas que esta contiene, puesto que es una norma muy completa, se pudieran destacar algunos aspectos, muchos de los cuales son similares en su contenido a los estándares de los países latinoamericanos analizados. Como en otros casos, esta compañía divide también la calidad de la energía en varias ramas fundamentales, estas son:

1. Producto técnico suministrado.
2. Servicio técnico prestado.
3. Servicio comercial.
4. Alumbrado público.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y a las perturbaciones. El servicio técnico involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro. Los aspectos del servicio comercial que se controlan son la correcta atención al usuario en los locales de atención, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demora en la atención de las reclamaciones del usuario, tiempos para la restitución de suministro cortado por falta de pago y tramitaciones de quejas. Con respecto al alumbrado público se controlan los tiempos de normalización del servicio y el nivel de iluminación.

A fin de adecuar la situación, con las exigencias de calidad del servicio se definen tres etapas con niveles de exigencia crecientes de acuerdo con el siguiente cronograma.

Etapas Preliminar: esta etapa actualmente ha culminado para algunos municipios del estado, para otros todavía está en vigencia. La misma comenzó el 1 de Enero del 1999, su duración es un año, y su objetivo es implementar y ajustar en forma conjunta con el Ente regulador la metodología de medición y control de los indicadores de la calidad de la energía a aplicar en las etapas siguientes. Aquí también se define la forma en la que el Ente y la compañía intercambiarán información para cada una de las campañas de control y se realizará el levantamiento de la información.

Etapas I: tiene su inicio al finalizar la etapa preliminar, con una duración de 36 meses y en la cual se exige el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. Esta también permitirá a la distribuidora realizar el conjunto de operaciones necesarias para adecuar sus sistemas de adquisición de información e instalaciones para las exigencias de la etapa siguiente. El no cumplimiento de los indicadores establecidos para esta etapa dará lugar a la aplicación de sanciones de acuerdo a la sub-etapa correspondiente.

Etapas II: comienza al finalizar la etapa I, su objetivo es controlar la prestación del servicio al nivel de cada suministro. En esta etapa la distribuidora debe contar con sistemas eficaces de información que permitan al Ente la verificación de los indicadores de calidad de la energía, en caso de comprobarse valores apartados en estos, el Ente aplicará sanciones a la distribuidora. El monto de esta sanción es reintegrado a los usuarios como un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control, este será proporcional a la totalidad de la energía suministrada.

La tarea de levantamiento de la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad en las diversas etapas de control, es responsabilidad de la distribuidora y el Ente Regulador controlará el cumplimiento de las condiciones pactadas. La tarea de levantamiento según la etapa que corresponda comprenderá:

1. Desarrollo de campañas de medición de tensión.
2. Levantamiento de curvas de carga.
3. Organización de bases de datos auditables con información de interrupciones, relacionables con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de campañas de medición.

Además comprenderá otras bases de datos auditables con la información referente a conexiones, reclamaciones de los usuarios, facturación estimada, quejas, entre otros. Toda la información relevada en las diversas etapas referente a los controles de la calidad de la energía se remite al Ente con los soportes de software requeridos para la información de este.

4.5.1 Calidad del producto técnico

Dentro del primer aspecto de la calidad de la energía (calidad del producto técnico) se encuentra el control sobre el nivel de tensión y las perturbaciones, siendo responsabilidad completa de la distribuidora el efectuar las mediciones correspondientes y el procesamiento de los datos relevados. Los períodos de control son semestrales y las sanciones por incumplimiento a los parámetros de calidad serán abonados a los usuarios mediante un crédito en las facturas inmediatamente posteriores al período de control. Los límites máximos permitidos respecto de la tensión nominal para cada una de las etapas se muestran en la tabla 4.25.

Nivel de Tensión	ETAPA 1	ETAPA 2
Alta Tensión (≥ 69 kV)	$\pm 7,0$ %	$\pm 7,0$ %
Media tensión (1 kV $< U < 69$ kV)	$\pm 10,0$ %	$\pm 8,0$ %
Baja tensión (≤ 1 kV)	$\pm 10,0$ %	$\pm 8,0$ %

Tabla 4.25. Límites máximos de tensión para la compañía SENECA. Normas de calidad y sanciones SENECA.

Las sanciones que pudieran corresponder se calcularán valorizando la totalidad de la energía entregada con niveles de tensión fuera de los límites permitidos en función de los valores indicados en las siguientes tablas.

Banda de tensión (%)	Valorización de la energía - $CE_{(B)}$ (Bs./kWh)		
	Subetapa I	Subetapa II	Subetapa III
$7 < \Delta U < 8$	34,45	40,30	47,15
$8 \leq \Delta U < 9$	49,61	58,03	67,90
$9 \leq \Delta U < 10$	64,08	74,96	87,70
$10 \leq \Delta U < 11$	79,24	92,69	108,45
$11 \leq \Delta U < 12$	94,39	110,42	129,19
$12 \leq \Delta U < 13$	108,86	127,35	148,99
$13 \leq \Delta U < 14$	124,02	145,08	169,74
$14 \leq \Delta U < 15$	234,26	274,04	320,62
$15 \leq \Delta U < 16$	344,50	403,00	471,50
$16 \leq \Delta U < 17$	573,94	671,40	785,52
$17 \leq \Delta U < 18$	804,06	940,60	1100,48
$18 \leq \Delta U$	1033,50	1209,00	1414,50

Tabla 4.26. Valorización de la energía según la banda de tensión, para alta tensión etapa I. SENECA.

Banda de tensión (%)	Valorización de la energía - $CE_{(B)}$ (Bs./kWh)		
	Subetapa I	Subetapa II	Subetapa III
$10 \leq \Delta U < 11$	34,45	40,30	47,15
$11 \leq \Delta U < 12$	59,94	70,12	82,04
$12 \leq \Delta U < 13$	84,75	99,14	115,99
$13 \leq \Delta U < 14$	110,24	128,96	150,88
$14 \leq \Delta U < 15$	294,89	344,97	403,60
$15 \leq \Delta U < 16$	479,54	560,98	656,33
$16 \leq \Delta U < 17$	664,20	776,98	909,05
$17 \leq \Delta U < 18$	848,85	992,99	1161,78
$18 \leq \Delta U$	1033,50	1209,00	1414,50

Tabla 4.27. Valorización de la energía según la banda de tensión, para baja tensión etapa I. SENECA.

Banda de tensión (%)	Valorización de la energía – $CE_{(B)}$ (Bs./kWh)
$7 < \Delta U < 8$	55,15
$8 \leq \Delta U < 9$	82,73
$9 \leq \Delta U < 10$	110,30
$10 \leq \Delta U < 11$	137,88
$11 \leq \Delta U < 12$	165,45
$12 \leq \Delta U < 13$	193,03
$13 \leq \Delta U < 14$	220,60
$14 \leq \Delta U < 15$	551,50
$15 \leq \Delta U < 16$	882,40
$16 \leq \Delta U < 17$	1323,60
$17 \leq \Delta U < 18$	1764,80
$18 \leq \Delta U$	2206,00

Tabla 4.28. Valorización de la energía según la banda de tensión, para alta tensión etapa II. SENECA.

Banda de tensión (%)	Valorización de la energía - $CE_{(B)}$ (Bs./kWh)
$8 \leq \Delta U < 9$	55,15
$9 \leq \Delta U < 10$	154,42
$10 \leq \Delta U < 11$	253,69
$11 \leq \Delta U < 12$	352,96
$12 \leq \Delta U < 13$	452,23
$13 \leq \Delta U < 14$	551,50
$14 \leq \Delta U < 15$	882,40
$15 \leq \Delta U < 16$	1213,30
$16 \leq \Delta U < 17$	1544,20
$17 \leq \Delta U < 18$	1875,10
$18 \leq \Delta U$	2206,00

Tabla 4.29. Valorización de la energía según la banda de tensión, para baja tensión etapa II. SENECA.

Por supuesto, para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se debe medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la demanda que abastece la instalación

donde se está efectuando la medición de tensión. Para las mediciones realizadas en los puntos de suministro a usuarios de baja tensión la demanda se determinará en función a lecturas al medidor de energía utilizado para la facturación, distribuida con base en la curva de carga típica del usuario que la distribuidora debe desarrollar. Para medir la calidad del producto técnico se deben llevar a cabo campañas de medición mensuales en por lo menos 54 puntos de la red de baja tensión, los cuales son seleccionados por el Ente Regulador de forma aleatoria. Si se registran incumplimientos a las tolerancias de tensión especificadas por un período de tiempo mayor al 3% del período en que se efectúe la medición, la compañía distribuidora queda sujeta a la aplicación de sanciones.

Existen además indicadores para evaluar la calidad del producto técnico de manera global para los usuarios de baja tensión, estos son:

a) FEB_B : Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión

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

Donde:

FEB_B : Frecuencia Equivalente asociada a la Banda "B".

Nrg_B : Cantidad de Registros válidos asociada a la Banda "B".

Nrg_{TOT} : Cantidad total de registros válidos.

Para este indicador se definen dos factores característicos:

1. FEB_{PER} : Frecuencia equivalente dentro de la banda permitida (+/-10% en la Etapa I y +/- 8% Etapa II).
2. FEB_{NoPER} : Frecuencia equivalente fuera de la banda permitida.

b) $FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión Penalizada.

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

Donde:

$FEBP_B$: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión Penalizada "B".

$NrgP_B^{(p)}$: Cantidad de Registros Penalizados asociada con la Banda "B".

$NrgP_{Tot}$: Cantidad de Registros Penalizados Totales.

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

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

Donde:

$Eng_B^{(med)}$: 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.

Si en el semestre controlado la $FEBnoper$ (bandas no permitidas) es mayor al 3% la distribuidora será sancionada en función a la frecuencia equivalente y la energía asociada en cada banda. Esta sanción se calcula de la siguiente manera:

$$SANCION = ETF * \left(\sum_{B=BP} FEEC_B * CE_B * FEBP_B \right)$$

Donde

$\Sigma_{(B=BP)}$: Sumatoria sobre las Bandas Penalizadas según se corresponda con la etapa considerada. (+/-10% etapa I y +/-8% etapa II)

ETF: Energía Total Facturada por la distribuidora en el período controlado, en KWH.

FE_{BP}: Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión Penalizada.

FE_{EC}: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión.

CE_B: Valorización de la Energía según la Banda de Tensión que corresponda de acuerdo con lo indicado en las Tablas 4.27 y 4.29.

Estas sanciones serán reintegradas a todos los usuarios como un crédito en la facturación, en forma proporcional al consumo que cada uno ha tenido en el semestre de control. El reintegro es global, es decir, no se discriminará por tipo de usuario o tarifa.

Las perturbaciones a controlar son las variaciones de tensión (flicker) y armónicas. La distribuidora es responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel razonable de compatibilidad, definido como nivel de referencia. Este se define como aquel nivel de perturbación garantizado en un dado punto de suministro (definido por cada tipo de perturbación), que asegura que si no es sobrepasado en un tiempo mayor al 5% del período de medición, la calidad del producto técnico es adecuada y existe compatibilidad electromagnética satisfactoria entre las instalaciones y equipos del usuario con la red de suministro. Al ser garantizados estos niveles de referencia, significa que son exigibles en cualquier punto de suministro con la probabilidad especificada (95%) y se corresponden a los valores establecidos por normativa internacional. Los usuarios que excedan estos niveles son sancionados por la distribuidora. En las tablas 4.30 y 4.31 se muestran los límites máximos para las tensiones armónicas.

Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	
	MT (1 kV < U < 69 kV)	AT 69 kV ≤ U ≤ 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 + 2/n	0,1 + 2,5/n
(impares múltiplos de 3)		
3	5,0	1,5
9	1,5	1,0
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
>21	0,2	0,2
(pares)		
2	2,0	1,5
4	1,0	1,0
6	0,5	0,5
8	0,5	0,2
10	0,5	0,2
12	0,2	0,2
>12	0,2	0,2
Tasa de Distorsión Total:	TDT 8 %	TDT 3 %

Si la tensión es mayor a 230 kV, los límites de referencia serán la mitad de los valores para el intervalo 69-230 kV.

Tabla 4.30. Límites de armónicos para AT y MT, que no deben ser superados durante más del 5% del periodo de medición. Normas de calidad y sanciones SENECA.

Impares no múltiplos de 3		Impares múltiplos de 3		Pares	
Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)	Orden de la armónica (n)	Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3,0	21	0,2	8	0,5
17	2,0	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5				
>25	$0,2+0,5 \times 25/n$				
Tasa de Distorsión Total: TDT 8%					

Tabla 4.31. Límites de armónicos para BT, que no deben ser superados durante más del 5% del período de medición. Normas de calidad y sanciones SENECA.

Los niveles de referencia para fluctuaciones de tensión (flicker), se establecen mediante el índice de severidad del flicker de corta duración (Pst), el cual se define para intervalos de observación base de 10 minutos. Se considera $Pst = 1$ como el umbral de irritabilidad, asociado a la fluctuación máxima de la luminancia que puede ser soportado sin molestia por una población específica. Para puntos de suministro en redes BT, MT, AT se especifica el valor de referencia $Pst = 1$, este no debe ser sobrepasado durante más de un 5% del período de medición.

4.5.2 Calidad del servicio técnico

Este se evalúa con base en la frecuencia y la duración total de la interrupción, en función de los siguientes indicadores.

- a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).
- b) Tiempo total de interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado a un usuario).

Estos indicadores se determinan de manera global para la Etapa I la cual se divide en tres sub-etapas, en base a la frecuencia y el tiempo que queda sin servicio la red de distribución. A los usuarios con suministros en media tensión o superior, le son calculados individualmente. Durante la Etapa II estos indicadores se determinan de manera individual para cada usuario a fin de controlar el número de interrupciones vistas por cada uno de ellos. Para la determinación de cada uno de estos indicadores se computarán semestralmente todas las interrupciones mayores a 1 minuto que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica, ya sea que las mismas sean programadas o intempestivas, e independientemente de si la causa provino de la instalación de un usuario MT o BT, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación (aunque en la determinación de los indicadores se discrimina por causa que originó la interrupción, teniéndose causas internas y externas, ver anexo B.3 para más información). Los indicadores son:

FMIK: frecuencia media de interrupción por KVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción del suministro)

TTIK: tiempo total de interrupción por KVA instalado (en un período determinado e presenta el tiempo medio en que el KVA promedio no tuvo servicio).

Los mismos se calculan para la red global de distribución y por alimentador de MT de la siguiente manera:

a) Para la red global de distribución:

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA_{fsi}}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVA_{fsi} * T_{fsi}}{kVA_{inst}}$$

Donde:

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada (internas o externas) en el período controlado.

kVA_{fsi} : Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "I".

kVA_{inst} : Cantidad de kVA nominales instalados.

T_{fsi} : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias i. (se computan los tiempos hasta la reposición total de los kVA inicialmente fuera de servicio).

b) Por alimentador MT:

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVA_{fsi_j}}{kVA_{inst_{Aj}}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVA_{fsi_j} * T_{fsi_j}}{kVA_{inst_{Aj}}}$$

Donde:

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio en el alimentador "j" debido a Causa Internas, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_{ij}$: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las "i" interrupciones.

$kVAinst_j$: Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador "j".

Tfs_{ij} : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante cada una de las contingencias "i", en el alimentador "j". (se computan los tiempos hasta la reposición total de los kVA inicialmente fuera de servicio).

Los valores límites admitidos para cada índice durante la etapa I en la red global de distribución y dependiendo de la causa que originó la interrupción son (para determinar que se considera interna y que externa ver anexo B.3):

CAUSA	INDICES	Unidades	Subetapa 1	Subetapa 2	Subetapa 3
INTERNA	LimFMIK	Interrupción/Semestre	6,0	---	---
INTERNA	LimTTIK	Horas/Semestre	5,0	---	---
EXTERNA	LimFMIK	Interrupción/Semestre	6,0	5,0	3,0
EXTERNA	LimTTIK	Horas/Semestre	5,0	4,5	3,0

Tabla 4.32. Límites para los indicadores en la red global de distribución etapa I. Normas de calidad SENECA.

Los valores límites admitidos para cada índice por alimentador MT para la misma etapa y dependiendo de la zona que abastecen son:

TIPO	INDICES	Unidades	Sub Etapa 1	SubEtapa 2		SubEtapa 3	
			---	1° Sem	2° Sem	1° Sem	2° Sem
URBANO	LimFMIK	Interrupción/Semestre	---	6,0	5,5	4,5	3,0
URBANO	LimTTIK	Horas/Semestre	---	5,0	4,5	4,0	3,0
RURAL	LimFMIK	Interrupción/Semestre	---	7,5	7,0	6,0	4,5
RURAL	LimTTIK	Horas/Semestre	---	8,0	7,5	6,5	5,0

Tabla 4.33. Límites para los indicadores por alimentador MT etapa I. Normas de calidad y sanciones SENECA.

El incumplimiento de estos indicadores dará lugar al cálculo de la energía no suministrada para la aplicación de las sanciones respectivas. Este cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$a) \text{ Si } FMIK > LimFMIK \text{ Y } TTIK < LimTTIK \Rightarrow ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{4.380}$$

$$b) \text{ Si } FMIK < LimFMIK \text{ Y } TTIK > LimTTIK \Rightarrow ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{4.380}$$

$$c) \text{ Si } FMIK > LimFMIK \text{ Y } TTIK > LimTTIK$$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK} \Rightarrow ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{4.380}$$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK} \Rightarrow ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{4.380}$$

Estas expresiones se aplican tanto si la Energía No Suministrada se calcula para toda la red de distribución o por alimentador de MT.

Donde

ENS: Energía No Suministrada en KWH por causas internas o externas, en KWH.

ETF: Energía Total Facturada por los usuarios en BT conectados en el alimentador considerado o Energía Total Facturada por los usuarios en BT de la distribuidora, para el semestre controlado, en KWH.

FMIK: Indicador de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Indicador de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite admisible del indicador de Frecuencia media de interrupción por kVA.

LimTTIK: Límite admisible del indicador de Tiempo total de interrupción por kVA.

Estos índices globales descritos anteriormente no se aplicarán para usuarios con suministro en MT o superior. Para estos casos se calcularán indicadores individuales aún durante la primera etapa (para los demás usuarios se calcularán también individualmente pero durante la segunda etapa). Estos son:

- a) FEU: frecuencia equivalente de interrupción por usuario (representa el número de interrupciones que afectó a cada usuario).
- b) TEU: tiempo equivalente de interrupción por usuario (representa el tiempo total de interrupción que afectó a cada usuario)

Los indicadores se calcularán de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$FEU_J = N_J \quad \text{en Interrupciones/Semestre}$$

$$TEU_J = \sum_i^{N_J} \left(\sum_j K_j T_i \right) \quad \text{en Horas/Semestre}$$

Donde

FEU_j: Frecuencia equivalente para el usuario "j", en Int/Sem.

TEU_j: Tiempo equivalente para el usuario "j", en Horas.

N_j: Es la cantidad de interrupciones que han afectado al usuario "j", con duración mayor a un (1) minuto, al cabo del semestre.

K_j(h): Es el coeficiente asociado con la curva de carga del usuario típico, adoptando un valor característico, para cada hora del día.

T_i: Es la duración total de la interrupción "i".

El límite para estos indicadores en la etapa I (sólo para usuarios MT y superior) son:

USUARIO	INDICADOR	Unidades	Urbano	Rural
SUMINISTROS EN AT	LimFEU	Interrupciones/Semestre	5,0	5,0
	LimTEU	Horas/Semestre	4,0	4,0
SUMINISTROS EN MT	LimFEU	Interrupciones/Semestre	7,0	9,0
	LimTEU	Horas/Semestre	6,5	12,0

Tabla 4.34. Valores límites para los indicadores individuales de usuarios en AT y MT durante etapa I. SENECA.

Para la etapa II, discriminando por zona rural o urbana, los límites para cada usuario serán:

	USUARIO	INDICADOR	VALOR
	SUMINISTROS	LimFEU	4
	EN AT	LimTEU	3
ZONA URBANA	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN MT	LimTEU	4
	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN BT	LimTEU	10
ZONA RURAL	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN MT	LimTEU	8
	SUMINISTROS	LimFEU	7
	EN BT	LimTEU	15

Tabla 4.35. Valores limite para indicadores individuales, usuarios en AT, MT y BT durante etapa II. SENECA.

Si estos se incumplieran se calcula la energía no suministrada como:

$$a) \text{ Si } FEU > LimFEU \text{ Y } TEU < LimTEU \Rightarrow ENS = (FEU - LimFEU) * \frac{TEU}{FEU} * \frac{ETF}{4.380}$$

$$b) \text{ Si } FEU < LimFEU \text{ Y } TEU > LimTEU \Rightarrow ENS = (TEU - LimTEU) * \frac{ETF}{4.380}$$

$$c) \text{ Si } FEU > LimFEU \text{ Y } TEU > LimTEU$$

$$\text{Si } \frac{TEU}{FEU} \geq \frac{LimTEU}{LimFEU} \Rightarrow ENS = (TEU - LimTEU) * \frac{ETF}{4.380}$$

$$\text{Si } \frac{TEU}{FEU} < \frac{LimTEU}{LimFEU} \Rightarrow ENS = (FEU - LimFEU) * \frac{TEU}{FEU} * \frac{ETF}{4.380}$$

Donde:

ENS: Energía no Suministrada para una dado usuario, en KWH.

TEU: Frecuencia equivalente calculado para un dado usuario

FEU: Tiempo equivalente calculado para un dado usuario.

LimFEU: Límite de Frecuencia de interrupciones en el semestre.

LimTEU: Límite de Duración Total de Interrupción en el semestre.

ETF: Energía Total Facturada al Usuario en el semestre de control, en KWH.

Las sanciones a aplicar serán de acuerdo a la tabla 4.36 para la etapa I, y se calculan de la manera siguiente.

Valor de la Energía	Subetapa I	Subetapa II	Subetapa III
No Suministrada	1033,5 Bs./kWh	1209,0 Bs./kWh	1414,5 Bs./kWh

Tabla 4.36. Valorización de la energía no entregada en la etapa I. Normas de calidad y sanciones SENECA.

$$SANCION = (ENS_I + ENS_E) \times C_{ENS}$$

Donde:

SANCION: Sanción en Bs. a aplicar por los resultados del semestre de control

ENS_I : Valor de Energía No Suministrada por causas internas

ENS_E : Valor de Energía No Suministrada por causas externas

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada

Si el usuario es de AT o MT la sanción se determina como:

$$SANCION = ENS_U \times C_{ENS}$$

Donde:

ENS_U : Energía No Suministrada al usuario en KWH

C_{ENS} : Costo de la Energía No Suministrada

En la etapa II la valorización será de acuerdo a la tabla 4.37.

TARIFA	COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA
Residencial y Alumbrado Público	2206,00 Bs./kWh
General	2206,00 Bs./kWh
Grandes Demandas en BT, MT y AT	2757,50 Bs./kWh

Tabla 4.37. Valorización de la energía no suministrada para la etapa II. Normas de calidad y sanciones SENECA.

Las sanciones se calculan de una misma manera para todos los tipos de usuarios en esta etapa de acuerdo a:

$$SANCION = ENS_u \times C_{ENSi}$$

Donde

ENS_u : Energía No Suministrada al usuario en KWH

C_{ENSi} : Costo de la Energía No Suministrada para cada tipo de Tarifa (i)

Aparte de todos los indicadores descritos anteriormente la distribuidora tiene la responsabilidad de calcular otros adicionales para toda el área de distribución, para los cuales también establecerá límites, aunque el incumplimiento de estos últimos no generarán sanciones a la compañía distribuidora, estos son los siguientes:

- a) FMIT: frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

$$FMIT = \sum_i Qfs_i / Qinst$$

Donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

Qfs_i : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las interrupciones i .

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

- b) DMIT: duración media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo medio en que el transformador promedio no tuvo servicio).

$$DMIT = \sum_i Qfs_i \times Tfs_i / \sum_i Qinst$$

Donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

Qfs_i : cantidad de transformadores fuera de servicio en cada una de las interrupciones i .

$Qinst$: cantidad de transformadores instalados.

Tfs_i : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los transformadores Qfs , durante cada una de las contingencias i .

- c) TPRK: tiempo medio de primera reposición por KVA nominal. Se calcula considerando solamente los KVA nominales repuestos al servicio en la primera maniobra de reposición del servicio, luego de la contingencia.

$$TPRK = \sum_i kVA_{rsp_i} \times Tfsp_i / \sum_i kVA_{rsp_i}$$

Donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAr_{sp_i}$: cantidad de kVA nominales repuestos al servicio en la primera reposición, en cada una de las interrupciones i .

Tf_{sp_i} : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales repuestos al servicio en la primera etapa de reposición, en cada una de las interrupciones i .

- d) TURK: tiempo medio de última reposición por KVA nominal. Se calcula considerando solamente los KVA nominales involucrados en la última reposición que permite reponer el servicio a todos los usuarios afectados por la interrupción del suministro.

$$TURK = \frac{\sum_i kVAr_{su_i} \times Tf_{su_i}}{\sum_i kVAr_{su_i}}$$

Donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAr_{su_i}$: cantidad de kVA nominales repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i .

Tf_{su_i} : Tiempo fuera de servicio de los kVA nominales repuestos al servicio con la última reposición, en cada interrupción i .

- e) ENI: energía nominal indisponible. Es una estimación de la capacidad de suministro indisponible durante una interrupción, en términos de energía.

$$ENI = \sum_i kVA_{fs_i} \times Tf_{s_i}$$

Donde:

\sum_i : sumatoria de todas las interrupciones del servicio por la causa considerada, en el semestre que se está controlando.

$kVAfs_i$: cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones i .

Tfs_i : Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales $kVAfs$, durante cada una de las interrupciones i .

4.5.3 Calidad en el alumbrado público

La compañía distribuidora debe cumplir además con determinados parámetros de calidad en este aspecto. El nivel de iluminación en la vía pública, en donde el servicio de alumbrado sea prestado por la distribuidora, deberá responder a los niveles que establezca el Ente Regulador en la etapa preliminar. En caso de detectarse incumplimiento en los niveles establecidos, la distribuidora puede ser sancionada por el ente regulador en función a los antecedentes y gravedad de la falta.

4.5.4 Calidad del servicio comercial

Este aspecto de la calidad de la energía, hace referencia a todo lo relacionado con la infraestructura que debe tener la distribuidora a fin de proporcionar un buen servicio al cliente. Dentro de esta tenemos:

1. Locales de atención al público.
2. Tratamiento de reclamaciones.
3. Emisión de facturas.

4. Conexiones.
5. Facturación estimada.
6. Suspensión del suministro por falta de pago.
7. Quejas.

Cada uno de estos puntos contiene su propia normativa que protege al usuario de abusos por parte de la compañía distribuidora. El incumplimiento de la distribuidora en algunos de estos puntos (como por ejemplo sobrepasarse en el tiempo permitido para realizar una conexión, no dar atención debida a una queja, restablecimiento del servicio fuera del plazo permitido, etc.) ocasiona sanciones a la compañía distribuidora las cuales varían según la gravedad de la violación. Si el monto de las sanciones supera anualmente el 20% del total facturado por la compañía distribuidora, el Ente Regulador podrá revocar su contrato de concesión.

Actualmente esta norma se encuentra en proceso de implementación, sólo se ha aplicado a SENECA, aunque el sistema eléctrico de Delta Amacuro y Monagas posee un contrato de concesión que reconoce la aplicación de determinadas tarifas condicionadas a metas de calidad de la energía muy parecidas a las de SENECA, aunque esta empresa iba a ser privatizada, aún es del estado, y no se le ha dado el mismo seguimiento con respecto a la fiscalización de la calidad como al de SENECA. De acuerdo a información suministrada gentilmente por FUNDELEC (fundación para el desarrollo del servicio eléctrico) la cual efectúa labores de estudio y apoyo técnico para el Ministerio de Energía y Minas, SEMDA no posee los registradores de eventos necesarios y exigidos en su contrato de concesión y ni siquiera tiene trámites para adquirirlos, aunque las tarifas especificadas en el contrato si están vigentes.

La norma SENECA fue desarrollada cuando se decidió la privatización de las compañías eléctricas ENELBAR, ENELVEN-ENELCO, SEMDA (sistema eléctrico de Delta Amacuro y Monagas) y la compañía eléctrica de Nueva Esparta, para lo cual se contrató al ingeniero argentino Claudio Guidi, quien había trabajado en la misma normativa de calidad de la energía pero en su país Argentina. Este dió los lineamientos y se realizó la adaptación al caso de

Venezuela, por esto el gran parecido de la norma de SENECA con las normas Argentinas comentadas. Posteriormente se concretó la venta del sistema eléctrico de Nueva Esparta, ahora SENECA, y las demás aún están pendientes.

Actualmente FUNDELEC ha recibido los primeros reportes de la gestión de SENECA, una muestra de cumplimiento en los programas y metas establecidas de ambas partes, aunque de acuerdo al cronograma previsto en las Normas de Calidad SENECA presentan atraso en la presentación de estos reportes, algo completamente lógico si se considera que no existe experiencia alguna en las labores de fiscalización, debido a que es un proyecto totalmente nuevo e innovador en Venezuela. En el anexo B.4 se presentan algunos reportes recientes que muestran un ejemplo de cómo se está presentando la información para su estudio.

Por supuesto existen una cantidad significativa de reportes enviados por SENECA en la gestión de la etapa preliminar, con los cuales FUNDELEC puede evaluar la gestión de esta empresa eléctrica de acuerdo a la etapa correspondiente, hasta la implementación completa de los sistemas de adquisición de información y bases de datos, los cuales deben estar en funcionamiento al inicio de la etapa II.

4.6 El papel de la nueva ley Eléctrica

Es importante destacar el papel que juega la Ley Eléctrica en el tema de la calidad de la energía. Según lo establece esta, se creará la “Comisión Nacional de Energía Eléctrica” (CNEE), la cual estará adscrita al Ministerio de Energía y Minas y tendrá a su cargo las labores de regulación, fiscalización, supervisión y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico. Entre los objetivos que tendrá esta nueva entidad, definidos en la misma ley se encuentran los siguientes:

1. Proteger los derechos e intereses de los usuarios del servicio eléctrico.
2. Promover la eficiencia, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio, y el uso eficiente y seguro de la electricidad.
3. Velar por que toda demanda de electricidad sea atendida.
4. Garantizar el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los agentes del servicio eléctrico, otorgados por la ley.
5. Promover la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad.
6. Garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución.
7. Coordinar sus actuaciones con las autoridades municipales de conformidad con la ley.

En cuanto a los usuarios, estos tendrán diferentes derechos, entre los cuales destacan la compensación que han de recibir en caso de que la calidad de la energía no cumpla con los parámetros establecidos en los reglamentos, algo completamente innovador en el país.

El Ministerio de Energía y Minas tendrá a partir de la publicación en gaceta de la nueva ley eléctrica, un plazo de dos años para dictar todas las normas reglamentarias necesarias para garantizar el funcionamiento de la CNEE, por lo tanto al momento de la creación de esta comisión deberán estar listos todos los reglamentos pertinentes para su funcionamiento como

supervisora de la calidad del servicio eléctrico. Con este fin, una vez aprobado el proyecto de ley eléctrica se iniciaron los estudios para la elaboración de los reglamentos de la misma. En este proceso se cuenta con el apoyo de personal experto en cada área específica de las empresas eléctricas y organismos involucrados, los cuales aportan sus opiniones y experiencias técnicas con relación a los diversos tópicos que serán cubiertos por esta normativa. Con el objetivo específico de desarrollar la normativa de la ley del servicio eléctrico en lo referente a la calidad del servicio y fiscalización de la calidad, se consideró adecuado la contratación de una firma venezolana con experiencia en el área, la cual se encargará de canalizar la experiencia, tanto nacional como internacional, para desarrollar, en continua interacción con los grupos de trabajo, los proyectos de normativa, manuales, procedimientos, especificaciones de sistemas, programas de implantación y recursos requeridos. A mediados del mes de mayo del año en curso se comenzó este estudio denominado "Normativa de la Ley del Servicio Eléctrico - Calidad y Fiscalización del Servicio" y su trabajo se centra en la elaboración de las normas de calidad y reglamentos de servicio para todas las empresas en el ámbito nacional. Por supuesto la elaboración de este proyecto estará basada en las Normas de Calidad SENECA, quizás con algunas modificaciones menores que permitan su aplicación al resto de las empresas nacionales. Una vez creada la CNEE, se eliminará a la actual fundación para el desarrollo del servicio eléctrico (FUNDELEC), y a partir de ese momento todas las empresas distribuidoras nacionales quedarán sujetas al nuevo reglamento, con las etapas de implementación que este considere oportunas.

Conclusiones

En la actualidad existe un gran consenso en América Latina con respecto a lograr metas de Calidad de la Energía aceptables y compatibles con valores internacionales. Las normas y reglamentos repasados en el capítulo 4, de países como Argentina, Bolivia, Perú y Chile, muestran que estos estudios ya se encuentran adelantados y en etapas de implementación. Venezuela ha reconocido ese hecho, dando los primeros pasos encaminados a lograr metas de calidad del servicio eléctrico bien definidas. Con la nueva Ley Eléctrica se ha abierto la competencia en áreas que anteriormente estaban vedadas, permitiendo la aparición de nuevas empresas con tecnologías innovadoras que influirán definitivamente en la calidad de la energía eléctrica. Esta ley, también da paso a la formulación de un reglamento eficaz que se encuentra ya en estudio, a fin de supervisar, regular, fiscalizar y certificar a través de la *Comisión Nacional de Energía Eléctrica* y con el apoyo del *Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico*, la actividad de las empresas distribuidoras. Actualmente el Ministerio de Energía y Minas se entrena en el desempeño de las actividades de fiscalización con el caso SENECA, con el que se tendrán experiencias importantes que sentarán las bases para la fiscalización de todas las empresas eléctricas a nivel nacional. Por otro lado las distribuidoras del país, tanto privadas como del estado, deben implementar acciones inmediatas afín de adaptarse al nuevo reglamento, el cual debería entrar en vigencia en el mes de septiembre del año 2001.

Los estudios para el proceso de cambio desde la situación actual hasta la que plantea el nuevo reglamento son extensos y en muchos casos la magnitud de los mismos es considerable. Esto último ocurre principalmente en empresas del estado, donde la manera como se venía manejando el sistema eléctrico de distribución ha contribuido al deterioro y falta de actualización de instalaciones de distribución importantes, lo cual ha incidido en la mala calidad de la energía que se ha visto en el país, aunque cabe destacar que algunas empresas privadas se encuentran en las mismas circunstancias. Tómesese como ejemplo las

siguientes muestras de mediciones recientes realizadas en instalaciones de la empresa Eleoccidente.

Con respecto a los índices de confiabilidad, Eleoccidente maneja el tiempo total de interrupción, al cual llaman TTI, pero su definición es exactamente igual a la del indicador TTIK del documento SENECA, también calculan la frecuencia media de interrupciones a la que llaman F, cuya definición es exactamente igual a la del indicador FMIK del mismo documento. Esta igualdad permite realizar comparaciones directas entre los límites máximos impuestos a SENECA y los valores reales encontrados en Eleoccidente.

Para esta comparación se tomó como base la información teórica contenida en el cuadro VII de la norma CADAPE “Indicadores de gestión, área de distribución parte I”, donde se definen los indicadores mencionados anteriormente bajo el título “Indicadores de operación y mantenimiento”. La información referente al número de interrupciones, capacidad interrumpida en cada interrupción, capacidad instalada y tiempo de interrupción, es almacenada por la empresa en una base de datos, de la cual se obtuvo el resumen de los indicadores para el tercer trimestre del año 1999, contabilizando todas las interrupciones mayores a 3 minutos. La siguiente tabla muestra esta información, y el valor de los indicadores refleja la gestión global de la empresa por cada uno de los meses indicados.

Rubro	Julio	Agosto	Septiembre
Tiempo total de interrupción			
Por transmisión (programado)	0.39	0.54	0
Por transmisión (no programado)	0.01	0.08	0.22
Por distribución (programado)	0.30	0.28	0.37
Por distribución (no programado)	0.57	0.79	1.31
Total	1.27	1.69	1.90
Número de interrupciones			
Por transmisión (programado)	9	14	0
Por transmisión (no programado)	3	5	23

Por distribución (programado)	9	13	12
Por distribución (no programado)	111	122	198
Total	132	154	233
Frecuencia de interrupciones			
Por transmisión (programado)	0.07	0.12	0
Por transmisión (no programado)	0.02	0.03	0.17
Por distribución (programado)	0.06	0.09	0.10
Por distribución (no programado)	0.68	0.78	1.44
Total	0.83	1.02	1.71
Duración de interrupciones			
Por transmisión (programado)	5.88	4.59	0
Por transmisión (no programado)	0.35	2.44	1.23
Por distribución (programado)	4.83	3.08	3.62
Por distribución (no programado)	0.85	1.01	0.92
Total	11.91	11.12	5.77
KVA interrumpidos	962846	1134493	2009709
KVA instalados	1303364	1303364	1303364

Los resultados de la tabla permiten establecer conclusiones importantes. La primera es en cuanto a los índices de confiabilidad, el TTI (TTIK) por ejemplo de los tres meses combinados para interrupciones no programadas de distribución es 2.67, añadiendo las programadas se elevaría a 3.62. Para el caso del índice F (FMIK) con interrupciones no programadas en los tres meses combinados toma el valor de 2.9, añadiendo las programadas llegaría a 3.15. Ambos valores de los indicadores son elevados si consideramos que solo se contabilizaron las interrupciones mayores a tres minutos durante un período de tres meses, evidentemente serían aun mayores si se hubiesen contabilizado interrupciones superiores o iguales a 1 minuto durante un período de control de 6 meses como establece el reglamento SENECA. Otro punto de interés son los KVA interrumpidos durante cada mes, durante el mes de julio/99 se interrumpieron 962.846 KVA, durante Agosto 1.134.493 KVA y en Septiembre

se llegó a 2.009.709 KVA, valores muy elevados si se comparan con la capacidad total instalada de la empresa que son 1.303.364 KVA. Este sencillo análisis de los indicadores de confiabilidad revela la naturaleza de los estudios a realizar con el objeto de disminuir el tiempo de interrupción, su frecuencia asociada y así evitar la salida de grandes bloques de carga, factores fundamentales para disminuir el valor de ambos indicadores. Algunos de los posibles causales de esta situación podrían ser:

1. Configuración del sistema.
2. Distribución de la carga.
3. Tipo y filosofía del sistema de protección.
4. Transformadores sobrecargados.
5. Líneas mal diseñadas o sobrecargadas.
6. Interferencia de personal no autorizado en las líneas de distribución de baja tensión
7. Programas de mantenimiento deficientes.

Por supuesto, la información contenida en la tabla mostrada anteriormente no es del todo definitiva en cuanto a la gestión realizada por la empresa, ni es objetivo de esta investigación realizar tal evaluación, no obstante sí constituye una muestra importante que no debe ser ignorada y que revela la necesidad de ejecutar acciones destinadas a mejorar la calidad de la energía eléctrica en su totalidad, lo cual incluye no solamente los indicadores de confiabilidad sino también lo referente a los valores de tensión de servicio.

A continuación se proponen puntos que deben ser tomados en cuenta con el objetivo de adaptar la situación actual de una empresa eléctrica determinada a la que propone el nuevo reglamento en estudio.

1. Promover la creación y actualización de bases de datos con información referente a los indicadores globales y valores de tensión.
 2. Establecer las causas de los eventos registrados por fuera de los límites establecidos.
- Si es necesario, acudir a empresas consultoras especialistas en el tema.

3. Investigación de las técnicas disponibles y económicamente viables para la solución o minimización de los problemas encontrados.
4. Planificar actividades de corrección, comenzando por los centros de mayor capacidad.
5. Ejecución de trabajos de corrección eficientes, contratando mano de obra especializada en los casos que se ameriten.
6. Elaborar curvas de carga típica para los diferentes tipos de suscriptores.

Estos puntos son principalmente los más importantes y oportunos para las empresas en donde la calidad de la energía era un tema de poca relevancia. A medida que una empresa eléctrica específica se relacione a mayor grado con el tema y todo lo que este involucra, surgirán nuevos tópicos de investigación relacionados con el tema. El objetivo principal con el desarrollo de estos debe ser siempre el mismo: elevar la calidad de la energía en Venezuela a los valores requeridos por las necesidades modernas.

BIBLIOGRAFÍA

ANSI C84.1 1989 Tolerancias de tensión máximas permitidas en los sistemas de potencia.

Aponte G. Carlos A., Hurtado R. Diego R. (trabajo de pregrado UC 1989) Estudio integral de la calidad de servicio prestado a los suscriptores industriales de la zona Aragua (CADAPE)

Arteaga Napoleón, Maninat Pedro (trabajo de ascenso UC 1996) Protecciones de los sistemas eléctricos de distribución.

DRANETZ – BMI (1991) Dranetz Field Handbook for Power Quality Analysis.

FINK Donald, D Manual de Ingeniería Eléctrica.

Gaceta oficial de la República de Venezuela (septiembre 1999 No. 36.791) Ley del servicio eléctrico.

IEEE 1159-1995 Prácticas para el monitoreo de la Calidad de la Energía eléctrica.

IEEE 519-1992 Prácticas y requerimientos para el control de armónicos en los sistemas de potencia.

Normas de Calidad del Servicio de Electricidad y Sanciones Nueva Esparta.

Normas de Calidad del Servicio de Electricidad y Sanciones Monagas y Delta – Amacuro.

Normas de Calidad del Servicio público y Sanciones del suministro Eléctrico en la República Argentina, Bolivia, Perú, Chile.

Revista Energía números 4 – 99; 5 – 98; 2 – 98.

Además se consultaron las siguientes páginas en Internet:

Industrias Dranetz, Inc.

www.dranetz-bmi.com

Empresa consultora, CPE Consultores

www.inet.cl/cpe/

Empresa consultora, Computer Power & Consulting

www.cpccorp.com

Conceptos y definiciones, Electrotek Concepts	<u>www.pqnet.electrotek.com</u>
Fabricantes de registradores de eventos	<u>www.reliablemeters.com</u>
Fabricantes de cables	<u>www.copper.org</u>
Powerquality, revista especializada en energía	<u>www.powerquality.com</u>
Sistemas de compensación	<u>www.powerquality.com/art0057/art1.html</u>
Instituto de Ingenieros electrónicos y electricistas	<u>www.ieee.org</u>
Documentos Robicom	<u>www.robicom.com</u>
Reglamento Calidad SENECA	<u>www.pagina.de/vazparweb</u>
Buscador eléctrico	<u>www.electrica.zzn.com</u>
Fundación para el desarrollo eléctrico	<u>www.fundelec.org.ve</u>

ANEXO A.1

Especificaciones de los equipos Dranetz-BMI

Especificaciones del modelo PP1

Parameter	Specifications
Voltage measurements	4 fully differential channels 10-600Vrms Accuracy: $\pm 1\%$ reading $\pm 0.05\%$ full scale
Voltage transients	50-6000Vpk 1 microsecond minimum duration Accuracy: $\pm 10\%$ reading $\pm 1\%$ full scale Requires TASKCard PQPlus
Current measurements	4 fully independent current channels 10 - 200% of full-scale current probe rating Accuracy: $\pm 1\%$ reading $\pm 0.05\%$ full scale (at fundamental, plus current probe accuracy)
Current transients	10-300% CT full scale except Chan D 2-200% CT full scale 1 microsecond minimum duration Accuracy: $\pm 10\%$ reading $\pm 1\%$ full scale plus probe Requires TASKCard PQPlus
Frequency	Fundamental range 30 - 450 Hz Accuracy $\pm 0.2\%$ of reading
Update rates	All parameters updated once per second (Harmonic-based parameters updated every 5 seconds)
Environment	41°F to 113°F +5°C to +45°C Humidity 10% - 90% non-condensing
Battery	2 hours operation 3 hours full recharge (continuous operation from battery eliminator)
PC Software package	Dran view
Certifications	UL, FCC, CE, ISO9001 (CE certification for model PP1E, UL listing for model PP1)
Latest released version	PQPlus V2.4 TASK8000 V2.4 Inrush V1.3 TaskCard Flicker V1.0

Scope Mode®

Real-time viewing of

- voltage and current waveforms
- voltage and current phasor diagrams

Especificaciones del modelo 658

Parameter	Specifications
Voltage and current measurements	4 fully differential channels One AC/DC voltage channel and 3 voltage/current channels 0-600Vrms; 0-3000A, depending on current probe selected Accuracy: $\pm 1\%$ reading $\pm 0.2\%$ full scale
Impulse measurements	2.4 to 6144 V _{peak} 2.4 to 6000 Amps pk 1 microsecond minimum duration
Sampling rate	7.2kHz/channel for RMS 1.85MHz/channel for impulse
Frequency	Fundamental range 45 - 65 Hz Optional Model 658-400 45-65Hz or 310-445 Hz
Optional inputs	8 independent differential channels Configurable as voltage or current 0-10Vdc, 0-20mA DC Sampled at 12.5 Hz
Environment	41°F to 104°F +5°C to +40°C Humidity 10% - 90% non-condensing
Battery	Standard 5 minutes operation typical
PC Software package	Dran View
Certifications	UL, FCC, CE, ISO9001 (CE certification for model 658E, UL listing for model 658)
Latest released version	658 FEP V3.1 658 CPU V4.23 658 Front Panel INTFC V1.1

Especificaciones del modelo 8010/8020

Parameter	Specifications
Voltage inputs	Phase A, B, C, Neutral, and Ground (supports single phase, split single phase, 3-phase 4-wire wye, 3-phase 3-wire delta)
Current inputs	Phase A, B, C, and Neutral using built-in 25 Amp (pk), 10 amp RMS pass-through CT's
Voltage measurements	0 - 600 Vrms ($\pm 1,000$ Vpk) or 0 - 170 Vrms (± 250 Vpk), user selected 50/60 Hz Accuracy: $\pm 0.2\%$ reading $\pm 0.02\%$ full scale
Voltage transients	50 - 6000Vpk Peak detection, IEEE 587 type A and B Accuracy: $\pm 5\%$ reading $\pm 5\%$ full scale
Current measurements	0.01 Arms - 2.00 Arms (± 5 Apk) or 0.1 Arms - 10.0 Arms (± 25 Apk), user selected 50/60 Hz Accuracy: $\pm 0.2\%$ reading $\pm 0.04\%$ full scale
Sampling rate	256 samples per cycle, continuous on all voltage channels; 128 samples per cycle, continuous on all current channels; phase-locked sampling technique employed
Harmonic measurements	Through 127th voltage harmonic, 63rd current harmonic at 50/60 Hz
Triggers	Voltage-only, waveshape fault, swell, sag, interruption, impulse, periodic waveshape capture, cold load pickup
Pre- and post-trigger data	0 - 15 cycles voltage and current, user selectable. Additional post-trigger rms data available on swell, sags, and cold-load pickup
Instrument power	90 Vrms - 250 Vrms, 45 Hz - 65 Hz Power factor > 0.97 Power consumption < 40 VA Impulse tolerance 6 kV Suitable for attaching directly to monitored circuit
Environment	Optional NEMA-4X Rain-,dust-,ice-resistant enclosure -22°F to 122°F -30°C to +50°C Humidity 0% - 95% non-condensing
Software package	PASS (limited support in PES)
Certifications	FCC, ISO9001
Latest released version	8010: POS XB, PCP X8-A, Measure X8-A 8020: POS X2.6, PCP X-B, Measure X2.4r

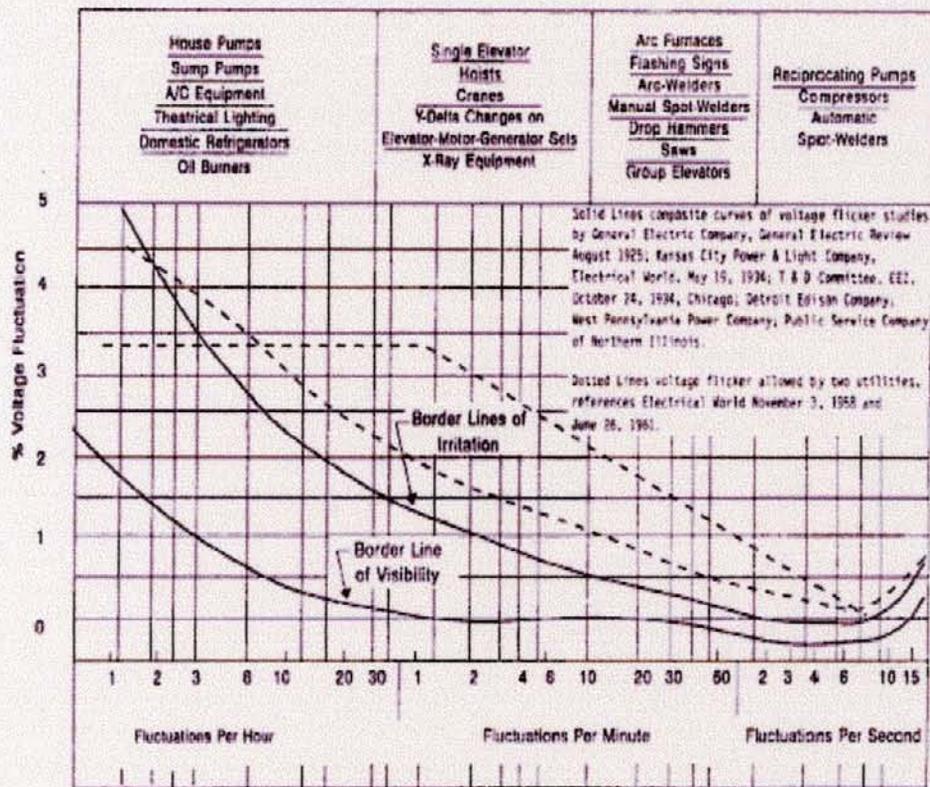
Accuracy specifications at 20°C, 50/60 Hz, 5% F.S. to 60% F.S. Temperature coefficient ± 200 ppm/°C, drift less than 100 ppm/day full scale, resolution ± 0.5 display count.

Especificaciones del registrador de eventos Reliablemeters

- Number of channels: 9 (4 voltage, 5 current)
- Voltage range: 0 - 707 volts RMS, 1000 volts peak
- Voltage resolution: 14 bits, 90 millivolts
- Voltage accuracy: 1% fs, 0.5% typical
- Sampling frequency: 7.8 KHz, 128 samples per cycle
- RMS response time: 1 cycle
- Frequency measurement: 45 - 65 Hz, resolution 0.0 Hz
- Impulse sampling frequency: 2 - 4 MHz
- Impulse range: 100 - 6400 volts peak
- Impulse resolution: 10 bits, 12 volts
- Impulse accuracy: 5% FS
- Harmonic measurement: 0 - 63rd harmonic, phase angle, magnitude
- Flicker measurement: 0.01 Hz to 30 Hz to IEC standard 868
- Internal microprocessors: 386, 387, DSP
- Internal memory: 1 MB cache, 4 MB RAM, 540 MB hard disk
- Event memory: 6000 simultaneous voltage and current events
- Thresholds: Automatic, adaptive to activity
- Communications: 10-Base-T Ethernet, RJ 45 connector (standard)
Parallel (optional)
- Operating power: 85 - 264 VAC, 47 - 440 Hz, 120 - 370 VDC, 40 VA
- Environmental: 0 - 50 C, 32 - 122 F, 100% RH non-condensing
- Enclosure: Rugged, drip-proof (standard)
Weatherproof, hostile environment (optional)
- SIZE: 8.5" x 12" x 3", 21.25 cm x 30 cm x 7.5 cm
- Weight: 13 lbs., 6 Kg
- Certifications: FCC, UL, CSA, CE

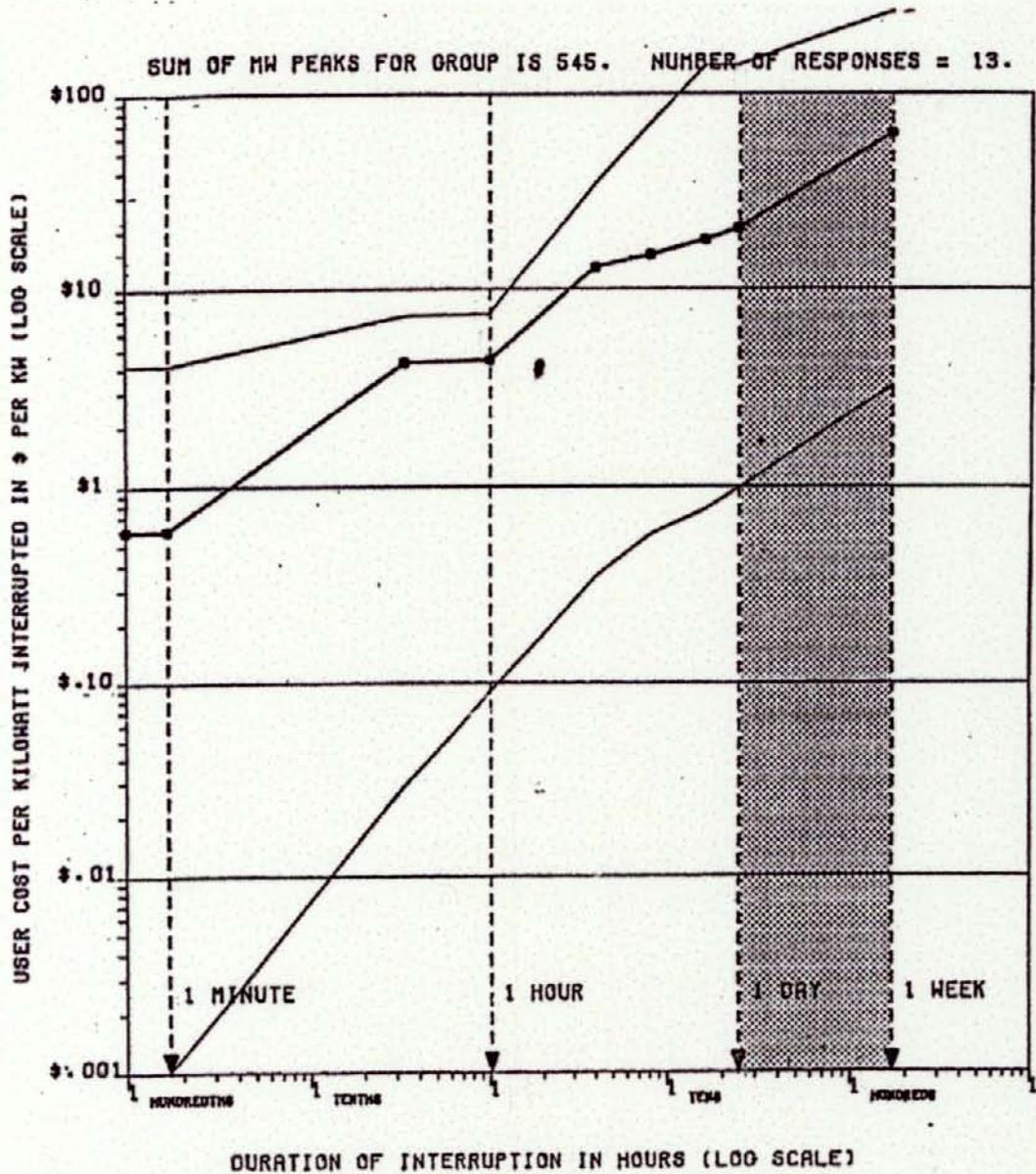
ANEXO B.1

Curva de sensibilidad para considerar el efecto del flicker en la salida de fuentes luminosas incandescentes. Fuente IEEE 519-1992.

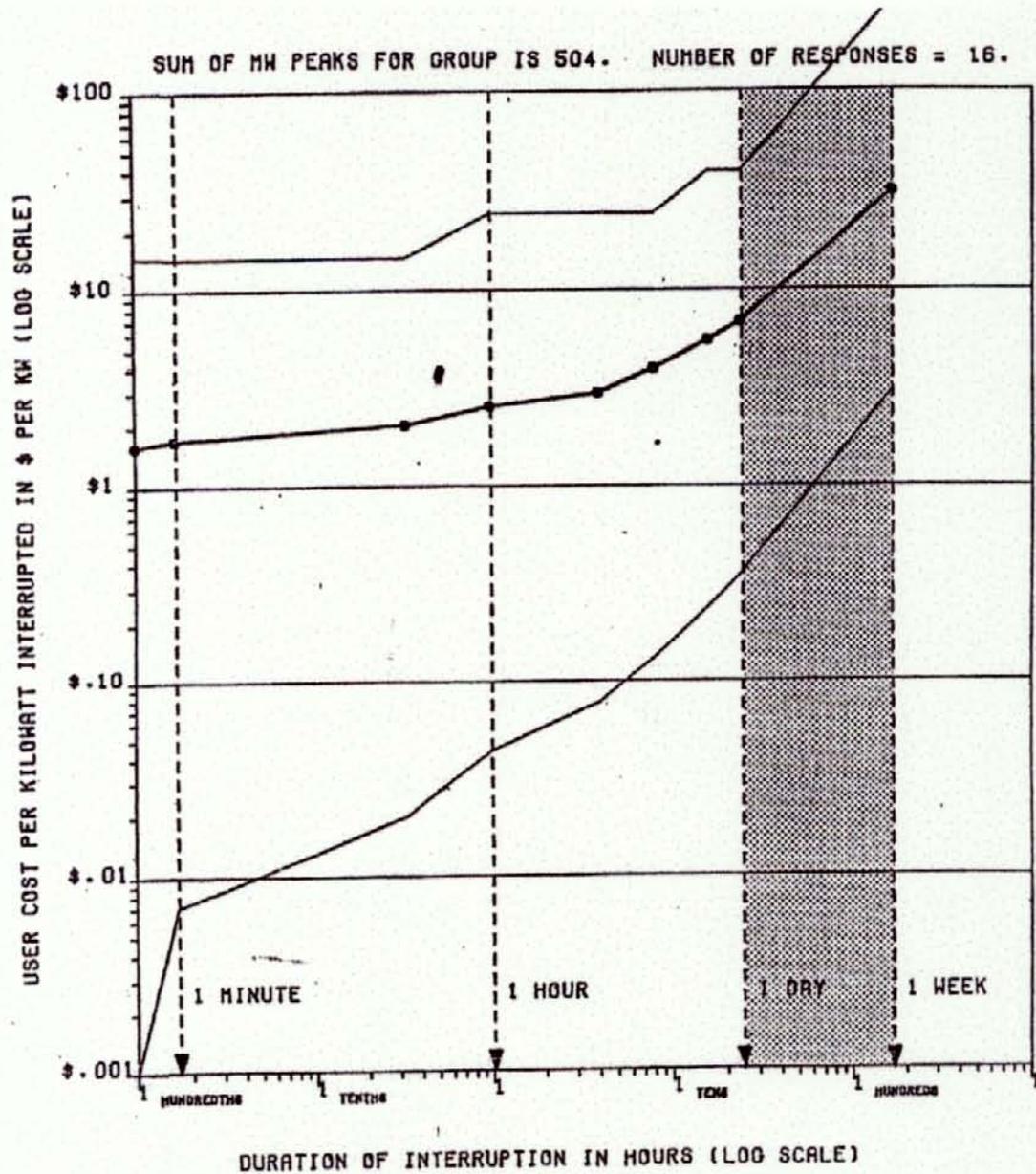


Curvas características del costo estimado por interrupción dependiendo de duración. Fuente: Cost Evaluation of Electric Distribution System Outages. American Association of Cost Engineers, AACE, Houston, Texas, 1982.

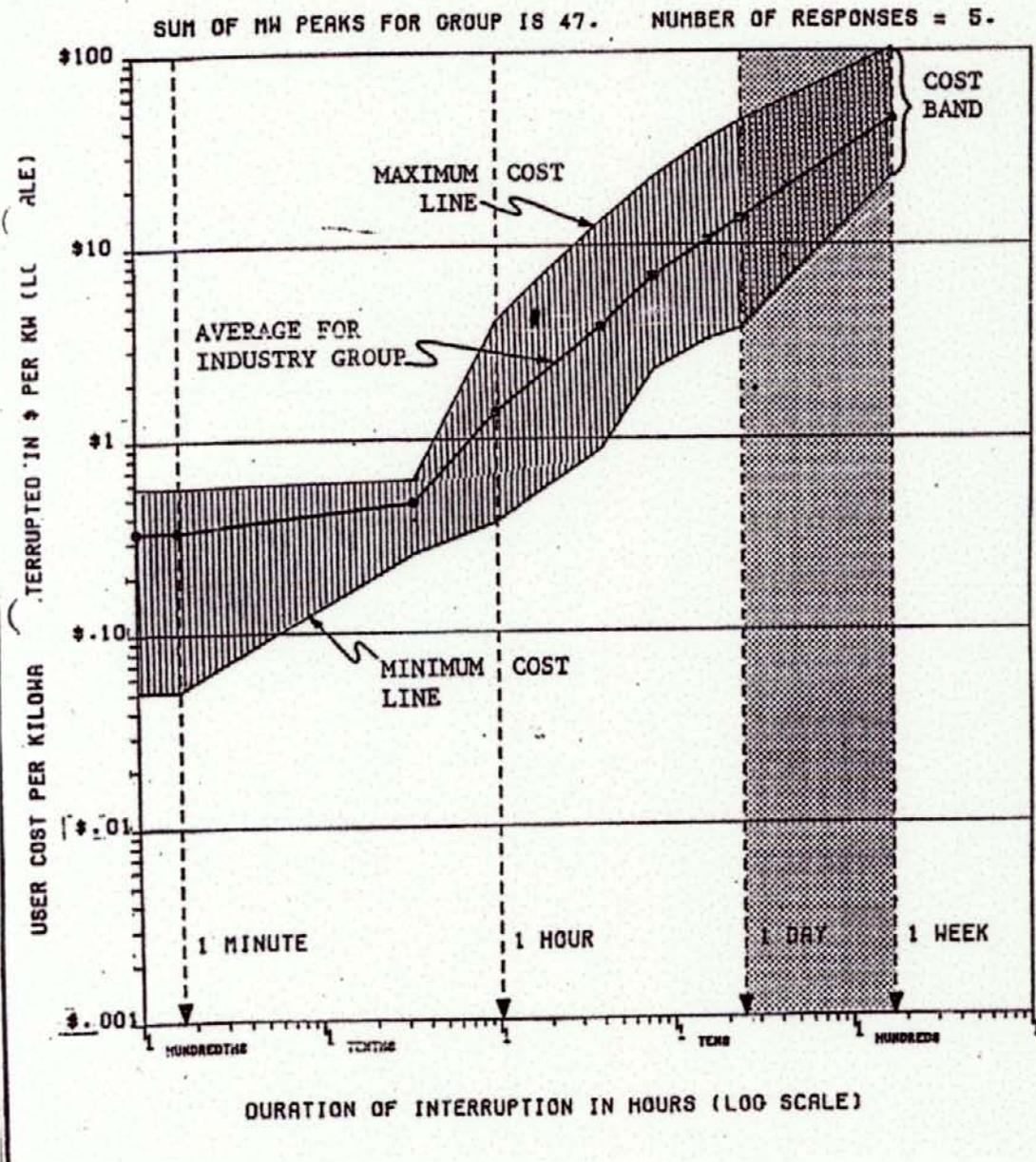
Industrias del hierro y acero.
 \$/KW interrumpido para la duración especificada.



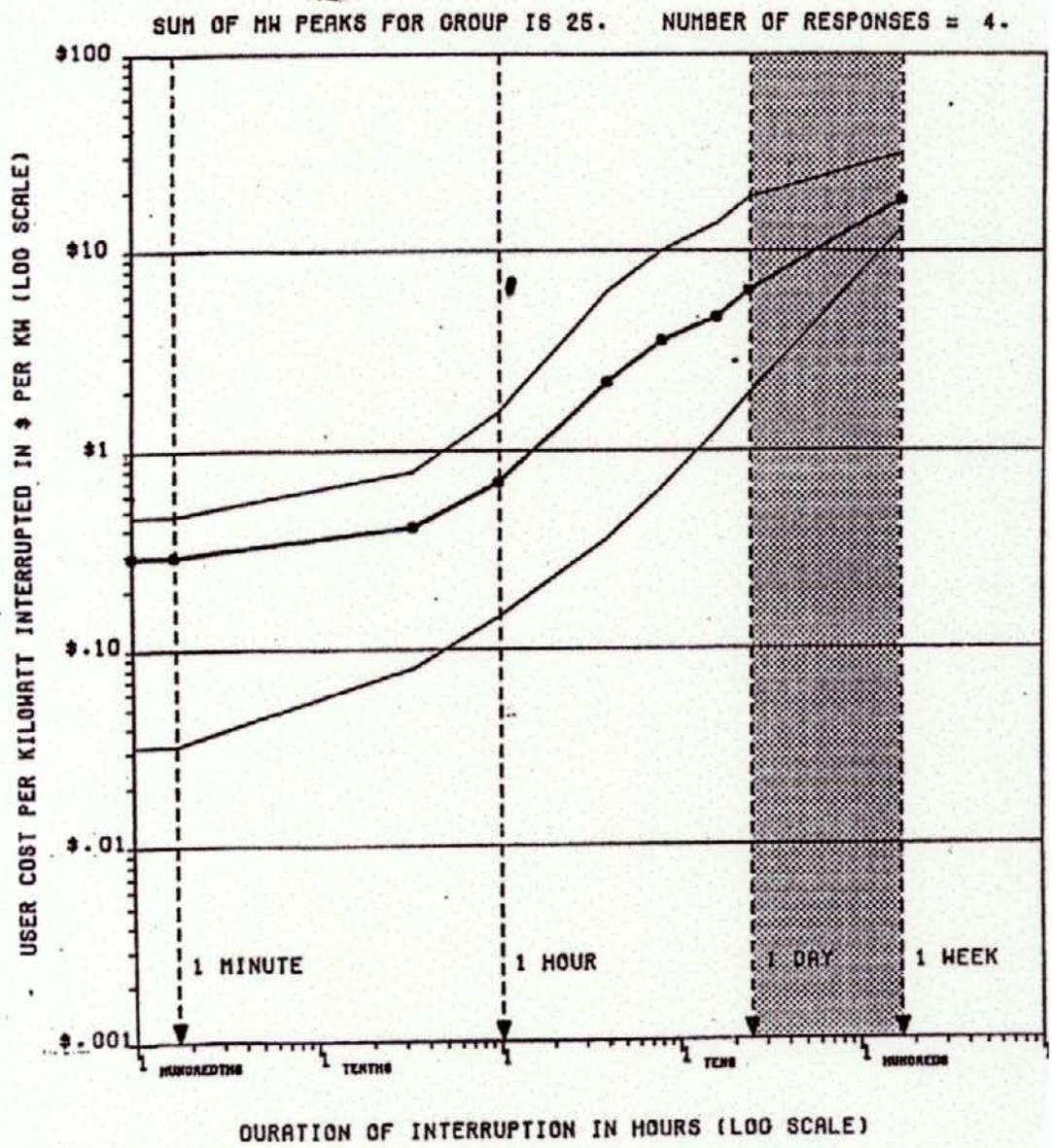
Industrias químicas y petroleras
 \$/KW interrumpido para la duración especificada



Fabricantes de productos de caucho
 \$/KW interrumpido para la duración especificada



Industrias procesadoras del papel
 \$/KW interrumpido para la duración especificada



Fabricantes de productos misceláneos
 \$/KW interrumpido para la duración especificada

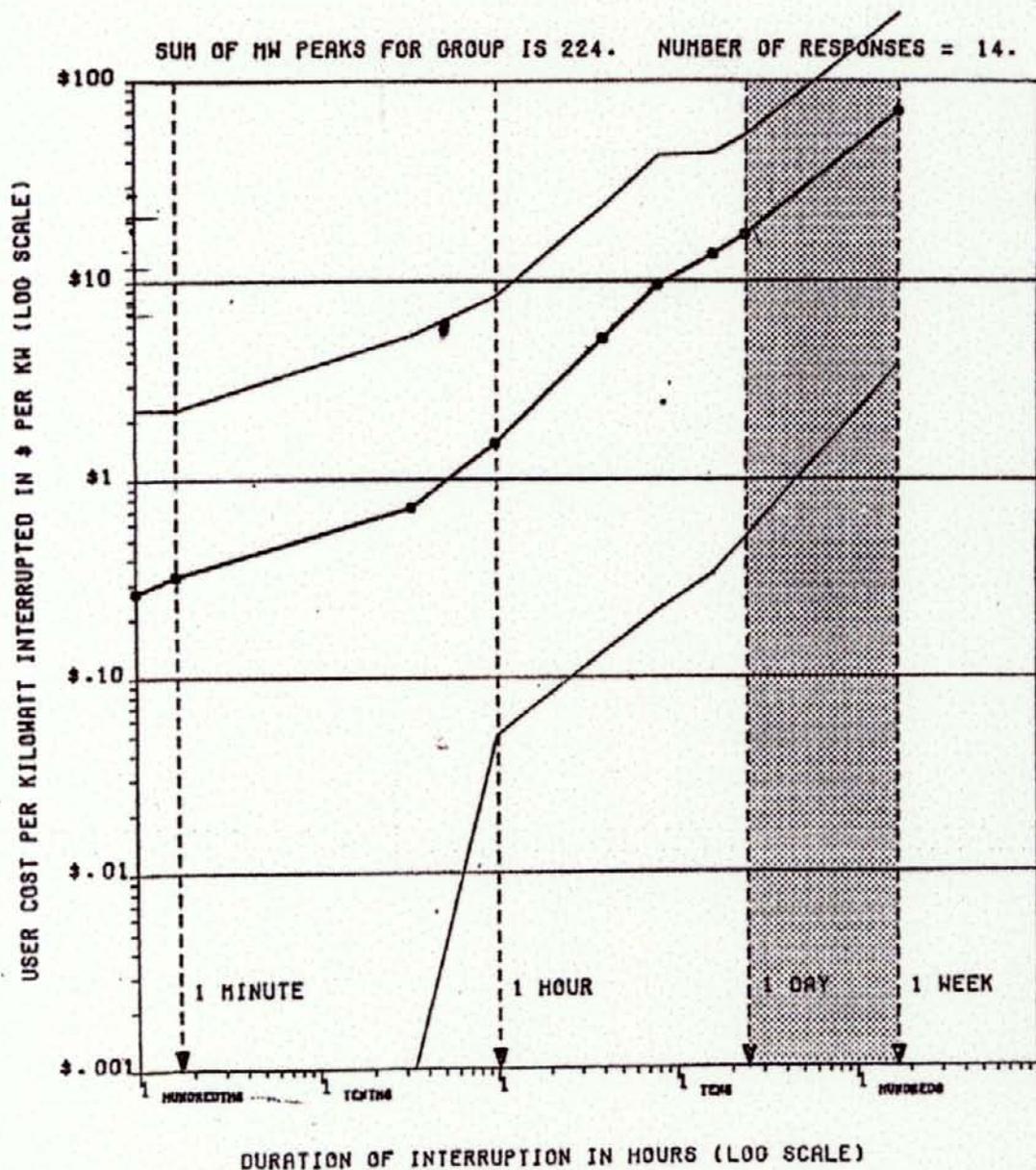


Tabla característica de las componentes armónicas de diferentes equipos eléctricos.

Cargas armónicas	Componentes armónicas			
	3	5	7	9
Unidades de TV	70%	41%	20%	4%
Computadoras	62%	33%	11%	8%
Lámparas fluorescentes	17%	8%	2%	0.9%
Controladores para motores 1	15%	3%	2%	0.05%
Controladores para motores 2	6.5%	3.7%	0.03%	0.9%

ANEXO B.2

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES DEL SUMINISTRO ELECTRICO EN LA REPUBLICA ARGENTINA

Calidad del producto técnico

Tabla para la valorización de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, en la etapa 2:

MT,BT (alimentación subterránea) y AT

Si Tol > ó = 0,05 y < 0,06 : 0,013 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,06 y < 0,07 : 0,026 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,07 y < 0,08 : 0,039 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,08 y < 0,09 : 0,052 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,070 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,086 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,100 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,300 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,700 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 1,100 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,400 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,800 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

MT y BT (alimentación aérea)

Si Tol > ó = 0,09 y < 0,10 : 0,030 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,050 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,085 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,100 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,300 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,700 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 1,200 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,600 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

Rural

Si Tol > ó = 0,10 y < 0,11 : 0,025 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,11 y < 0,12 : 0,050 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,12 y < 0,13 : 0,075 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,13 y < 0,14 : 0,100 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,14 y < 0,15 : 0,300 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,15 y < 0,16 : 0,700 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,16 y < 0,18 : 1,400 U\$\$/kWh
Si Tol > ó = 0,18 : 2,000 U\$\$/kWh

Donde:

Tol es igual a $(VABS (TS-TN) / TN)$

VABS (TS - TN) es igual al valor absoluto de la diferencia entre la tensión real del suministro (TS) y la tensión nominal convenida (TN).

Artículo 3º - CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

Ki : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria; se utilizarán los siguientes valores:

Tarifa Hora	1-R	1-G	1-AP	2-BT	3-BT	3-MT	3-AT
0	0.85	0.48	2.4	0.82	0.82	0.65	0.65
1	0.66	0.48	2.4	0.82	0.82	0.65	0.65
2	0.5	0.44	2.4	0.82	0.82	0.63	0.63
3	0.5	0.44	2.4	0.82	0.82	0.63	0.63
4	0.5	0.52	2.4	0.82	0.82	0.67	0.67
5	0.5	0.81	2.4	0.82	0.82	0.81	0.81
6	0.59	0.97	0.0	0.82	0.82	0.89	0.89
7	0.71	1.16	0.0	1.02	1.02	1.09	1.09
8	1.01	1.37	0.0	1.14	1.14	1.25	1.25
9	1.27	1.46	0.0	1.14	1.14	1.3	1.3
10	1.3	1.53	0.0	1.11	1.11	1.32	1.32
11	1.18	1.5	0.0	1.11	1.11	1.3	1.3
12	1.18	1.37	0.0	1.34	1.34	1.36	1.36
13	1.18	1.37	0.0	1.34	1.34	1.36	1.36
14	1.05	1.37	0.0	1.34	1.34	1.36	1.36
15	1.05	1.33	0.0	1.34	1.34	1.33	1.33
16	1.05	1.34	0.0	1.34	1.34	1.34	1.34
17	1.11	1.12	0.0	1.17	1.17	1.15	1.15
18	1.23	1.03	0.0	0.73	0.73	0.88	0.88
19	1.69	0.96	2.4	0.87	0.87	0.92	0.92
20	1.93	0.79	2.4	0.87	0.87	0.83	0.83
21	1.23	0.79	2.4	0.82	0.82	0.80	0.80
22	0.99	0.70	2.40	0.82	0.82	0.76	0.76
23	0.78	0.63	2.40	0.82	0.82	0.73	0.73

ANEXO B.3

Especificación de causas internas y externas de fallas de la norma SENECA

PROPIAS DE DISTRIBUCIÓN	FORZADAS	Climáticas
		Ambientales
		Terceros
		Sistema propio de Transporte en AT
		Propias Red MT
		Red de BT
		Cliente MT
		Otras
	PROGRAMADAS	Mantenimiento
		Ampliaciones
		Maniobras
		Otras
	EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	Otro prestador de Distribución
		Otro prestador de Transporte
Sistema de Generación		
Restricción de carga		
Actuación Relé Mínima Frecuencia		
Otras		

ANEXO B.4

Reportes enviados por SENECA a FUNDELEC en la gestión de la etapa preliminar:

ALIMENTADORES POR MUNICIPIO

Sub-Estación	Circuito o Alimentadores	KVA inst.	Municipio
Aricagua	03_H. Playa el Agua	1.195,0	ANTOLIN
	04_La Mira	10.206,0	ANTOLIN
	05_Aricagua	8.547,5	ANTOLIN
La	05_Av. 31 de Julio	2.523,8	ARISM Y ANTOLIN
Asunción	09_La Fuente	2.773,8	ARISM Y ANTOLIN
Los	01_Los Robles	7.350,0	MANEIRO
Robles	02_Playa El Angel	8.367,5	MANEIRO
	03_Sabana Mar/C. Fe	9.222,5	MANEIRO
	04_Av. 4 de Mayo	5.451,0	MARIÑO / MANEIRO
	05_Achipano	12.144,0	MARIÑO / MANEIRO
	06_La Arboleda	6.562,5	MARIÑO / MANEIRO
	08_Clínica La Fé	12.107,5	MANEIRO
	02_Villa Rosa	6.935,0	GARCIA
Luisa Caceres	03_San Antonio	3.887,0	GARCIA
	04_Valle Verde	6.097,5	GARCIA
	05_El Datil	1.788,8	GARCIA Y DIAZ
	06_Ciudad Cartón	3.096,0	MARIÑO
	07_La Isleta	3.885,0	MARIÑO / GARCIA





REPORTE DE FALLAS

SENECA

Resumen de eventos - 07/01/2000 - 07/01/2000

EETT	Circuito	Línea afectada	Interrupción Fecha Hora	Reposición Fecha Hora	Dur. (m)	Magnitud de la Interr. Clientes Trafos KVA
941	Tipo evento:	Apertura forzada				
	Max. jerarquía afectada:	Distribución 01 Pampatar				
	Causante:	Distribución 01 Pampatar				
	Descripción:	Desconocida				
			Causa: [Desconocida]			
			Hora: 03:12 Conf.: N Uso Int.: 001205			
			Comp.: Desconocido			
Pampatar	0	01 Pampatar	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 90 3187.5
		B° Peucederos	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 19 515
		Polanco	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 11 280
		Res. Vista Caribe	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 9 407.5
		Urb. J. Villalba	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 12 270
		Urb. J. Villalba II	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 33 1095
		Vista Caribe	07/01/2000 03:12	07/01/2000 03:30	18	0 4 650
			Total Evento			
						0 178 6385
047	Tipo evento:	Anarquización				
			Causa: Descargas atmosféricas			



FORMATO DE DATOS

Sub- Estación	Circuitos o Alimentadores	KVA inst.	Municipio	Min.	KVA inter.	KVAint* Minutos	Sumatoria de KVAinter*Min
Los Robles	01_Los Robles	7.350,0	MANEIRO	80	502,5	40.200,0	40.200,0
	02_Playa El Angel	8.367,5	MANEIRO			-	-
	03_Sabana Mar/C. Fer	9.222,5	MANEIRO			-	-
	04_Av. 4 de Mayo	5.451,0	MARIÑO /MANEIRO			-	-
	05_Achipano	12.144,0	MARIÑO /MANEIRO			-	-
	06_La Arboleda	6.562,5	MARIÑO /MANEIRO			-	-
	08_Clinica La Fé	12.107,5	MANEIRO			-	-