



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO
Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED
DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA
ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO**

Carlos Marcelino Ambrosio Yantuche

Asesorado por el Ing. Jacobo Estuardo Ponce Chavarría

Guatemala, octubre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO
Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED
DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA
ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS MARCELINO AMBROSIO YANTUCHE
ASESORADO POR EL ING. JACOBO ESTUARDO PONCE CHAVARRÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 25 de octubre de 2012.



Carlos Marcelino Ambrosio Yantuche

Ingeniero Guillermo Puentes
Director
Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica

Estimado Ingeniero Puentes:

Me dirijo a usted, saludándole e informarle que como asesor de Trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS MARCELINO AMBROSIO YANTUCHE, con carné No. 1994-16244, doy por aceptado el trabajo de Tesis Titulado: **PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO.**

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de usted.

Atentamente,



Ing. Jacobo Estuardo Ponce Chavarría
Colegiado Activo 4013

Jacobo Estuardo Ponce Chavarría
INGENIERO ELECTRONICO
COLEGIADO 4013



Ref. EIME 71. 2013
Guatemala, 19 de SEPTIEMBRE 2013.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE
INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO Y PARÁMETROS DE
CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN
UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A
DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL
DE GUASTATOYA, EL PROGRESO, del estudiante Carlos
Marcelino Ambrosio Yantuche que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Romeo Neftali López Orozco
Coordinador Área Electrotécnica



SRO



REF. EIME 71. 2013.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; CARLOS MARCELINO AMBROSIO YANTUCHE titulado: PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



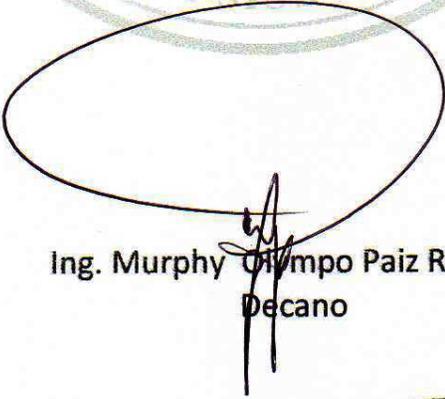
GUATEMALA, 11 DE OCTUBRE 2013.



DTG. 758.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE PLAN PILOTO DE MONITOREO DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO Y PARÁMETROS DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO EN TIEMPO REAL EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN A DESARROLLARSE, EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE GUASTATOYA, EL PROGRESO,** presentado por el estudiante universitario **Carlos Marcelino Ambrosio Yantuche,** autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 29 de octubre de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la vida y la oportunidad de seguir adelante con mis propósitos y sueños.
- Mis padres** Gracias por el apoyo brindado durante tanto tiempo, gracias por el gran ejemplo que han sido en mi vida.
- Mis hermanas** Por la ayuda que me brindaron de una u otra forma para lograr esta meta. Deseo que este acto sea una muestra de que con esfuerzo, trabajo y la ayuda de Dios, los objetivos pueden cumplirse.
- Una persona especial** Carlota Albúrez de Ambrosio, por el apoyo y por demostrarme cada día de mi vida su amor.
- Mis hijos** Ángel y Adriana Ambrosio, por el apoyo y demostrarme cada día de mi vida su amor.

AGRADECIMIENTOS A:

- Mis padres** Mario Alfredo Ambrosio Arrecís y Ana Josefina Yantuche López, por darme su apoyo incondicional, enseñarme valores que siempre me servirán y, por sobretodo su amor.
- Mi familia** Mis hermanas Sonia y Verónica Ambrosio (q.e.p.d.), por darme cariño y hacerme sentir en casa. Mis abuelos y a todos mis tíos y tías, por darme cariño cuando lo necesité.
- Mi esposa** Carlota Alburéz de Ambrosio, por apoyarme en cada uno de esos momentos, por caminar juntos este largo viaje. Gracias.
- Mi asesor** Por las enseñanzas, consejos y apoyo que me brindó en la elaboración de este trabajo de graduación y, por cada uno de los trabajos que me ha guiado y orientado.
- Mis amigos** Por brindarme el apoyo cuando lo necesitaba y no esperar algo a cambio, por todos estos años de verdadera amistad.
- Ing. Marlon Girón** Gracias por el apoyo que me ha brindado en esta última etapa.

**Facultad de
Ingeniería de la
Universidad de
San Carlos de
Guatemala**

Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera universitaria dentro de sus aulas.

**La Comisión
Nacional de
Energía Eléctrica**

Gracias por permitirme ingresar al campo profesional, ejercer mi carrera y por ser ese instrumento de aprendizaje constante.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. REGULACIÓN DE LA CALIDAD	1
1.1. Agentes del sistema.....	1
1.1.1. Cliente	1
1.1.2. Distribuidora.....	2
1.1.3. Regulador	2
1.2. Costo de la calidad del servicio y nivel óptimo de la calidad.....	3
1.3. Índices de calidad	6
1.3.1. Índices del sistema	7
1.3.2. Índices individuales.....	8
1.4. Propuestas no regulatorias	9
1.4.1. Regulaciones internacionales	11
2. NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	15
2.1. Disposiciones generales	15
2.2. Sistemas de medición.....	16
2.3. Obligaciones de distribuidor.....	18
2.4. Calidad de producto suministrado por el distribuidor	23
2.4.1. Regulación de tensión	24

4.4.2.	Unidades remotas.....	65
4.5.	Sistema de comunicaciones	66
4.6.	Transmisión de datos mediante el uso de la telefonía celular... 67	
4.6.1.	Global System for Mobile (GSM)	67
4.6.2.	Time Division Multiple Access (TDMA).....	68
4.6.3.	Code Division Multiple (CDMA)	69
4.6.4.	Tecnología 5G	69
4.6.4.1.	General Packet Radio Service (GPRS).....	70
4.6.4.2.	Enhanced Data Ratesfor GSM Evolución (EDGE)	70
4.6.4.3.	Tecnología IS-95	70
4.6.4.4.	Tecnología I MODE.....	70
4.6.4.5.	Tecnología 3G.....	71
4.7.	Nuevos servicios de la telefonía celular.....	73
4.7.1.	Wireless Access Protocol (WAP).....	73
4.7.2.	Conectividad de datos sobre la red de telefonía celular (3G).....	73
5.	EQUIPO PROPUESTO PARA EL PLAN PILOTO DE MONITOREO	75
5.1.	Módulos a seleccionar	76
5.1.1.	Módulo sencillo de corriente CT4	77
5.1.2.	Módulo combinado de red y corriente CT1	77
5.1.3.	Módulo de fuente de alimentación PS1	78
5.2.	Módulo unidad central de monitoreo y procesamientos de datos Pqube.....	79
5.3.	Instalación del Pqube.....	80
5.4.	Configuración de Pqube	85
5.4.1.	Configuración del joysticks y botones.....	85

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Curva de costos de la calidad	5
2.	Municipio de Guastatoya, departamento El Progreso	43
3.	Cantidad de transformadores de red media/baja tensión.....	46
4.	KVA promedio por usuario en red de baja tensión.....	46
5.	Tramos promedio en red baja tensión.....	47
6.	Comparación de KVA instalados, 2005 – 2010	48
7.	Comparación de transformadores, 2005 – 2010	49
8.	Comparación de red de MT, 2005 – 2010.....	49
9.	Ubicación de los transformadores y el AUD.....	51
10.	Ubicación de los transformadores y sus capacidades en KVA	52
11.	Vista del AUDs	52
12.	Vista de AUDs con las capacidades de los transformadores en KVA...	53
13.	Vista desde AutoCAD de la ubicación de los transformadores y el AUD	53
14.	Zona urbana y ubicación de postes de red eléctrica de baja tensión..	53
15.	Instalación de equipo de medición en red de baja tensión.....	55
16.	Topología de la red para adquisición de datos del sistema de monitoreo	61
17.	Módulo sencillo de corriente CT4.....	77
18.	Módulo combinado de red y corriente CT1	78
19.	Módulo de fuente de alimentación PS1.....	78
20.	Módulo de fuente de alimentación PS1.....	80
21.	Instalación de Pqube PS1	81

51.	Ícono de configuración de Email & Filter.....	99
52.	Pantalla Email Server Settings.....	100
53.	Pantalla Outgoing Email.....	100
54.	Envío de prueba de correo electrónico con éxito	101
55.	Ubicación final de medidores	108

TABLAS

I.	Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en porcentaje	28
II.	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas	30
III.	Desbalance de tensión por parte del distribuidor en porcentaje.....	34
IV.	Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas	35
V.	Tolerancia admisible para interrupciones globales	39
VI.	Tolerancia admisible para interrupciones individuales	39
VII.	Extensión territorial, población en el 2010 de Guastatoya, El Progreso	44
VIII.	Levantamiento realizado en la red de BT en el 2010	50
IX.	Muestra de área urbana en damero	51
X.	Estándares de comunicación	62
XI.	Cumplimiento en la remisión de la información.....	106

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
ΔV_k	Índice de regulación de tensión
k	Intervalo de medición
kVA	Kilovoltamperio
kW	Kilowatts
$\Delta DTD(\%)$	Índice regulación de tensión
Σ	Sumatoria
V	Tensión
V_a	Tensión de la fase a
V_b	Tensión de la fase b
V_c	Tensión de la fase c
V_{max}	Tensión máxima de cualquiera de las fases
V_{mim}	Tensión mínima de cualquiera de las fases

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de elementos, materiales y equipos, que forman parte de la infraestructura eléctrica del distribuidor instalada en el punto de entrega del usuario.
Adjudicatario	Persona individual o jurídica a quien el Ministerio de Energía y Minas otorga una autorización, para el desarrollo de la obras de transporte y distribución de energía eléctrica.
AUD	Área Urbana en Damero.
AutoCAD	Software de diseño asistido por computadora, para el dibujo en dos o tres dimensiones.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1 000) voltios.
Comisión	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Damero	Área de determinada proporción, se consideran las área de 400 por 400 o 1 000 por 1 000 metros cuadrados, para definir y optimizar distintas configuraciones regulares de redes de media y baja tensión.

Servicio de distribución final	Suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobado por la Comisión.
Servicio nuevo	Servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta al usuario por primera vez.
Servicio rural	Servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del servicio urbano.
Servicio urbano	Servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblaciones o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.
Sistemas de distribución	Conjunto de líneas subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución.
Tensión nominal	Valor eficaz de la tensión eléctrica en sus diferentes niveles de tensión, que sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad del servicio eléctrico de distribución que prestan los distribuidores.

RESUMEN

Por medio del presente trabajo de investigación se propone el plan piloto de monitoreo de interrupciones de suministro y parámetros de la calidad de producto técnico en tiempo real en una red de baja tensión en la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso.

El propósito del monitoreo es mejorar la calidad del producto y servicio técnico que la distribuidora le brinda a los usuarios y así garantizar que la medición de las interrupciones y parámetros de calidad de producto cumpla con estándares internacionales y, con la normativa vigente guatemalteca, es realizado de la siguiente forma:

Se presenta el análisis de los costos de la calidad del servicio y el nivel óptimo de la calidad, para poder efectuar estudios de fiabilidad en inversiones en redes de distribución de la situación actual del país.

Asimismo, se describen las normas establecidas en el marco regulatorio vigente, para establecer los derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio de distribución, que contemplan las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). Con la aplicación de la normativa, la calidad del producto suministrado por el distribuidor será evaluada mediante el sistema de medición y control de la calidad del producto y servicio técnico. La medición es realizada por el propio distribuidor y supervisada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

OBJETIVOS

General

Realizar el plan piloto de monitoreo de interrupciones de suministro y parámetros de la calidad de producto técnico en tiempo real en la red de baja tensión de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso.

Específicos

1. Monitorear el tiempo de las interrupciones en la continuidad del servicio de energía eléctrica en tiempo real.
2. Monitorear la regulación de tensión del servicio de energía eléctrica en tiempo real.
3. Describir los beneficios de tener un sistema de descarga de la información vía remota y de forma automática desde una computadora
4. Sugerir el equipo con las mejores características para el monitoreo de interrupciones del suministro y la calidad del producto en tiempo real.

INTRODUCCIÓN

Existe una serie de aspectos que hay que tener en cuenta para regular la calidad del servicio eléctrico. Los distintos agentes (los clientes, las compañías eléctricas y el regulador) que intervienen, cada cual con su responsabilidad e intereses particulares. Por un lado está el costo de inversiones y operación para obtener un determinado nivel de calidad, la cual debe medirse de forma fiable y objetiva mediante índices.

La regulación que se diseñe debe implantar mecanismos que lleven la calidad desde el nivel existente, hasta el nivel objetivo que se determine. Es importante el hecho de que esta regulación de la calidad debe integrarse en el marco remunerativo existente de las compañías eléctricas; no hay que olvidar que la calidad del servicio es una parte del costo de suministro de electricidad.

La calidad del servicio eléctrico se evalúa según los siguientes conceptos: la continuidad del suministro (duración y número de las interrupciones), la calidad de producto (regulación de tensión, desbalance de tensión, flicker, armónicos, etc.).

En los mecanismos de asignación de costos tradicionales, la tarifa de cada usuario no refleja directamente los costos.

Los equipos de monitoreo se instalan para desempeñar las siguientes funciones:

1. REGULACIÓN DE LA CALIDAD

1.1. Agentes del sistema

Los distintos agentes del sistema tendrán cada uno sus intereses particulares. A continuación se plantea el punto de vista de cada uno sobre la calidad del servicio y producto.

1.1.1. Cliente

El punto de vista del cliente es muy sencillo: quiere que le suministren la energía eléctrica en condiciones óptimas y a un precio razonable. No distingue entre faltas debidas a la generación, transporte, internas o externas a la distribuidora, entre otras. Al usuario le interesa el producto eléctrico que le suministra el distribuidor y al que puede recurrir cuando tenga algún problema; el distribuidor es el único responsable del suministro de electricidad. Como en realidad el cliente no puede elegir quién le va a suministrar, también querrá tener una vía de reclamación alternativa para cuando no haya sido posible resolver el problema. Esa vía de reclamación puede ser el regulador, o el organismo competente.

La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador; si bien estos no tienen diferencia entre sí, en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan, pueden diferir en la fuente de energía primaria utilizada para convertir la energía contenida en ella.

1.2. Costo de la calidad del servicio y nivel óptimo de la calidad

Para intentar maximizar el beneficio social neto obtenido del mercado regulado, es necesario conocer el costo de suministrar el producto o servicio, y su función de utilidad para los receptores del mismo. En el caso de la calidad del servicio eléctrico, hay que determinar el costo para las distribuidoras de suministrar electricidad con un determinado nivel de calidad. En la figura 1 se pueden ver las dos curvas de costos: lo óptimo sería situarse en el mínimo de la suma de las dos, que representa el costo social de la calidad.

El punto óptimo se caracteriza por ser el punto en que las pendientes de las dos curvas de costos se igualan. Es decir, el costo marginal para las distribuidoras de mejora de la calidad es igual al beneficio marginal que obtienen los clientes debido a la mejora de calidad. Además se puede ver en la figura 1 que, para un nivel de calidad inferior al óptimo, esa pendiente K de costos es mayor que el costo marginal de mejora de la calidad y menor que el beneficio marginal de mejora de la calidad. Esta relación se expresa en la ecuación 1.1.

$$\left. \frac{\partial I}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\substack{\text{Calidad} \leq \\ \text{Calidad óptima}}} \leq \left. \frac{\partial I}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad óptima}} = K = - \left. \frac{\partial C}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\text{Calidad óptima}} \leq - \left. \frac{\partial C}{\partial \text{Calidad}} \right|_{\substack{\text{Calidad} \leq \\ \text{Calidad óptima}}} \quad (\text{ec. 1.1})$$

Donde:

$\partial I =$ costo de inversiones en acciones de mejora de las distribuidoras

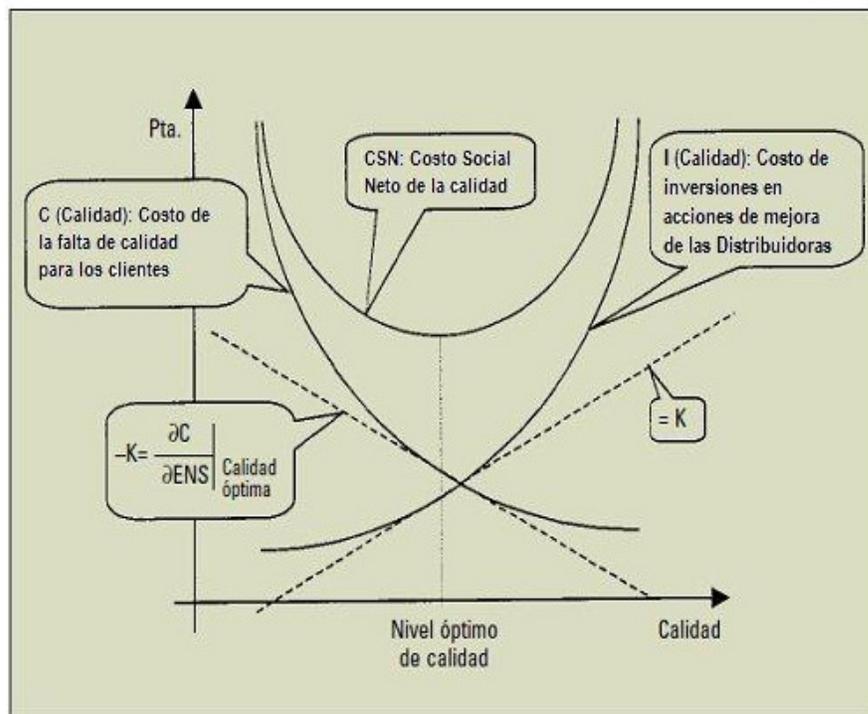
$\partial C =$ costo de falta de calidad para los clientes

$K =$ calidad óptima

dificultad radica en que es muy difícil llegar a saber qué costos indirectos aparecen detrás de un apagón (pérdidas de alimentos congelados, saqueos, disturbios...). Ni siquiera los costos directos son fáciles de determinar, ya que el suministro de electricidad es también un suministro de comodidad cuya ausencia es difícil de valorar: por ejemplo, cuánto se valora el poder subir o no uno, dos o tres pisos en ascensor, o el tener que poner otra vez en hora todos los despertadores conectados a la red, etc.

El método que está encontrando mayor aceptación es el de encuestas a clientes donde se intenta saber cuánto estarían dispuestos a pagar por una mejor calidad, o cuánta calidad sacrificarían por una reducción en su tarifa.

Figura 1. **Curva de costos de la calidad**



Fuente: OSINERG. *La regulación de la calidad del servicio eléctrico.* 69 p.

debe ser posible verificar de alguna forma los datos utilizados, así como el cálculo realizado.

Una vez cumplidos estos requisitos técnicos, la elección del índice o de los índices a utilizar depende en mayor medida de decisiones históricas atendiendo a los índices, normalmente utilizados por las empresas.

Otro aspecto importante se refiere a la posibilidad de controlar la calidad a nivel del sistema, mediante índices de sistema que miden el nivel de calidad media ofrecida en una zona determinada; o controlar la calidad a nivel individual, mediante índices individuales que midan la calidad recibida por cada cliente. Esta decisión es crucial a la hora de decidir el tipo de regulación que se quiere implantar.

1.3.1. Índices del sistema

Hasta ahora, debido a limitaciones técnicas, el medir la calidad a nivel individual y llevar estadísticas al respecto resultaba difícil y costoso. Por tanto, los índices de sistema han sido los más utilizados, con sus ventajas e inconvenientes. A continuación se presenta la ventaja y desventaja principales:

- Ventaja: capacidad para representar la calidad del servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente asimilable por los reguladores del sistema.
- Inconveniente: al ser una media de índices individuales, puede esconder bolsas de clientes con niveles de calidad muy inferiores a la media, que podrían considerarse como inaceptables si se tuviese consciencia explícita de ellos.

- Inconvenientes: necesitan una infraestructura y unos medios mucho mayores para medirlos y calcularlos que los índices de sistema. Generalmente, los índices individuales se reducen a una descripción de las características del servicio que se le ofrece al cliente. Los índices de sistema se pueden calcular agregando estos índices individuales. En continuidad de suministro, los índices son el número de interrupciones sufridas por el cliente, así como la suma de las duraciones de las mismas.

1.4. Propuestas no regulatorias

La calidad se puede dividir en tres conceptos separados: continuidad del suministro, calidad del producto técnico y atención comercial.

- Para la calidad del producto técnico, existe a nivel internacional un consenso importante sobre los niveles de compatibilidad electromagnética, que permiten el adecuado funcionamiento de los equipos en su entorno electromagnético. Se definen tanto los límites de emisión como los límites de susceptibilidad de los equipos. Estas normas son seguidas por los fabricantes de equipos eléctricos, por lo que no tiene sentido tener una mejor calidad en las redes eléctricas que las definidas en ellas.
- Para la continuidad del suministro, es importante realizar estudios que permitan determinar el nivel óptimo. Por un lado existe la necesidad de llevar a cabo encuestas a clientes que determinen la curva de costos a clientes debido a la falta de calidad. Por otro lado, es necesario hacer estudios de fiabilidad e inversiones en redes de distribución para determinar el costo de mejora de calidad de las distribuidoras.

1.4.1. Regulaciones internacionales

Hay diversas soluciones en el panorama internacional al problema de la regulación de la calidad del servicio. Esta variedad hay que entenderla también, en el contexto de los muy diferentes puntos de partida de cada país: distintos niveles de calidad, distinto método de remuneración, distintas sensibilidades, entre otros.

Derecho: la solución más normal es que no haya ninguna regulación de la calidad. Hasta hace poco, la calidad estaba en un segundo plano. Por otra parte, los sistemas eléctricos son mercados regulados, y las distribuidoras eran conscientes de que se les exigía un cierto nivel de calidad en el suministro de electricidad, que han mantenido a través de normas técnicas de planificación y operación de los sistemas eléctricos. De alguna forma, ha sido una manera de evitar que el regulador tuviese que tomar medidas e intervenir en la regulación de la calidad del servicio.

En algunos países no ha funcionado bien este esquema, siendo la mala calidad una de las causas de la reestructuración del mercado. En algunos países se han implantado regulaciones de calidad explícitas, aunque la mayoría no regulan todos los aspectos de la calidad. En países con un buen nivel de calidad, se ha hecho hincapié en la atención al cliente: frente a la creciente sensibilización de la sociedad se mejora la imagen de las distribuidoras con los clientes. Otros han optado por regular, además la continuidad del suministro, utilizando en algunos casos índices de sistema y en otros índices individuales. Únicamente Argentina regula todos los aspectos de la calidad (continuidad del suministro, calidad de la onda y atención al cliente).

de variación máxima de la tensión de suministro. Se propuso una regulación de calidad en el 1994, pero no se llegó a aprobar. Introducía una regulación penalizadora con control de índices individuales en todos los aspectos de la calidad: continuidad del suministro, calidad de onda y atención al cliente.

En Inglaterra existen normas técnicas de planificación que tienen en cuenta criterios de calidad. La oficina reguladora (OFFER), publica estadísticas de las distribuidoras de los índices de sistema SAIFI y CAIDI, consiguiendo de esta forma una competencia de imagen entre ellas. Además, los clientes reciben compensaciones en caso de mala calidad de atención comercial y tiempos excesivos de reposición del servicio (recogido en los Standard of Performance). Este último concepto de tiempo máximo de reposición del servicio es el único referido a continuidad del suministro.

En Estados Unidos y Argentina sí han aparecido regulaciones de calidad explícitas. La compañía eléctrica y de gas de Nueva York (New York State Electric & Gas - NYSEG) ha adoptado un sistema novedoso: mide los índices SAIFI y CAIDI, así como otros índices de atención comercial, y los traduce según unas tablas a unos puntos positivos o negativos. Estos puntos se traducen a su vez en incentivos (si son positivos) o penalizaciones (si son negativos).

Argentina es el país con la regulación de calidad más completa y estricta. Las distribuidoras son las únicas responsables frente al cliente final de la calidad agregada (generación, transporte y distribución) del servicio. Se controlan todos los aspectos: continuidad del suministro, calidad de la onda y atención comercial, y todos mediante índices individuales. En caso de no cumplirse los niveles mínimos exigidos, las distribuidoras deben indemnizar automáticamente al cliente. La indemnización se calcula mediante la ENS, a la que se asigna un costo que debe permitir a los clientes tomar las medidas necesarias para

2. NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Disposiciones generales

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecen tolerancias para el sistema de distribución, dentro de las cuales en este trabajo se centran los artículos citados a continuación:

Artículo 2. Objetivo de las Normas. El objetivo de estas Normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

- Calidad del producto suministrado por el distribuidor:
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión armónica
 - Flicker

- Incidencia del usuario en la calidad del producto:
 - Distorsión armónica

- La relación entre los registros de mediciones y las tolerancias previstas respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los índices o indicadores de calidad del producto y del servicio técnico, establecidos en estas Normas.
- El cálculo de las indemnizaciones.
- El establecimiento del número y localización de los beneficiados por las indemnizaciones.
- La adecuación y actualización de los sistemas informáticos existentes respecto de las exigencias que estas Normas especifican.
- La realización de los procedimientos y/o mecanismos utilizados para la recopilación de la información.
- La implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión.
- Las pruebas pertinentes que permitan realizar auditorías del funcionamiento del sistema.

Artículo 10. Objetivo del sistema de control e identificación de los usuarios. El objetivo es que todo distribuidor disponga de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- La plena identificación del usuario.

- Prestar a sus Usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos en estas Normas.
- Cumplir, en lo que le corresponde, con todo lo consignado en estas Normas.
- Responder ante otros participantes, por el pago de las Indemnizaciones ocasionadas por la transgresión a las tolerancias establecidas en estas Normas, ocasionadas por él o por un usuario conectado a su red, que afecten el servicio de terceros.
- Actualizar, cada seis meses, e informar a la Comisión, el listado de los grandes usuarios, su localización dentro de la red de distribución y características operativas más importantes.
- Mantener un archivo histórico, por un período no inferior a cinco años de toda la información procesada y de los valores medidos de cada parámetro para todos los puntos que establecen estas Normas.
- Pagar a sus usuarios las Indemnizaciones que correspondan, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, independientemente de que la causa se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor.
- Pagar a la Comisión, el importe de las sanciones y/o multas que ésta le imponga, dentro de los primeros siete días del mes siguiente a la notificación respectiva.

- Otros datos que la Comisión considere importantes difundir; esta información podrá consignarse utilizando el reverso de la factura o en nota adjunta a la misma.
- Dentro del mes siguiente al período de control de la calidad del producto y de los servicios técnico y comercial, para el sistema correspondiente, entregar a la Comisión lo siguiente:
 - El cálculo de los índices o indicadores de calidad.
 - El resumen de las indemnizaciones pagadas a sus usuarios.
 - El resumen de las indemnizaciones recibidas de los usuarios.
 - Los registros de las mediciones y los valores de las tolerancias previstas respecto de los parámetros medidos, así como el cálculo de las indemnizaciones y/o sanciones correspondientes.
 - El cálculo detallado de las indemnizaciones evaluadas para un usuario elegido aleatoriamente por el distribuidor, donde se muestre paso a paso, la aplicación de los métodos utilizados y la exactitud de los medios informáticos empleados para el cálculo de indemnizaciones.
 - La cantidad de solicitudes recibidas para la prestación del servicio eléctrico de distribución; así como los servicios conectados.
 - La cantidad de reclamos o quejas recibidas durante el semestre, discriminados por causa, incluyendo tiempos medios de resolución.

- Demostrar cuando la Comisión lo requiera, que el reparto de facturas se efectúa oportunamente.
- Notificar en la factura correspondiente, al usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, la fecha a partir de la cual se procederá al corte inmediato del servicio de energía eléctrica.

2.4. Calidad de producto suministrado por el distribuidor

Es la regulación de tensión que la distribuidora le suministra a los usuarios y será evaluado para identificar las transgresiones a los índices, respecto a los parámetros establecidos en estas normas:

Artículo 17. Evaluación de la calidad del producto suministrado por el distribuidor. La calidad del producto suministrado por el distribuidor será evaluada mediante el Sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, realizado por el propio distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y flicker.

Artículo 18. Evaluación de la incidencia del usuario en la calidad del producto. La incidencia del usuario en la calidad del producto será evaluada mediante el control, que efectúe de oficio el propio distribuidor, de las transgresiones a las tolerancias establecidas respecto a distorsión armónica, flicker y factor de potencia.

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

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

Índice de calidad de regulación de tensión. El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor al usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia (V_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de regulación de tensión (\%)} = V_k (\%) = (V_k - V_n / V_n) \times 100 \quad (\text{ec. 2.1})$$

Índices globales de la regulación de tensión: estos índices o indicadores se calcularán semestralmente considerando las mediciones realizadas durante un período de doce meses, incluyendo las realizadas en el semestre bajo análisis n y el anterior n-1.

Los índices o indicadores globales son los siguientes:

- Frecuencia equivalente por banda de tensión.

$$FER_B = \frac{Nrg_B}{Nrg_{TOT}} \quad (\text{ec. 2.1})$$

$$FERP_B = \frac{NrgP_B^{(p)}}{NrgP_{Tot}} \quad (\text{ec. 2.4})$$

Donde:

$FEBP_B$ = frecuencia equivalente por banda de tensión B fuera de las tolerancias establecidas.

$NrgP_B^{(p)}$ = cantidad de registros fuera de las tolerancias establecidas asociados con la banda B de unidad porcentual.

$NrgP_{Tot}$ = cantidad de registros totales fuera de las tolerancias establecidas.

- Frecuencia equivalente por energía consumida desagregada por banda de tensión.

$$FEEC_B = \frac{\sum_{med=1}^{TotMed} Eng_B^{(med)}}{Eng_T} \quad (\text{ec. 2.5})$$

Donde:

$FEEC_B$ = frecuencia equivalente por energía consumida desagregada por banda de tensión B.

$Eng_B^{(med)}$ = energía registrada en la medición (med) asociada con la banda de tensión B.

Eng_T = energía total registrada.

$TotMed$ = total de mediciones realizadas en el período considerado.

Artículo 24. Tolerancias para la regulación de tensión. Todos los índices o indicadores estipulados en el Artículo anterior, se calculan en relación de las tolerancias admisibles para cada tipo de usuario, en la etapa que corresponda.

Artículo 25. Control para la regulación de tensión (modificado por Resolución CNEE-57-2003). El control para la regulación de tensión se realizará por medio del sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales deberán ser rotadas mensualmente, y según corresponda al tipo de usuario, de la siguiente manera:

- Para usuarios en baja tensión: una medición de control por cada cinco mil puntos de entrega, considerando que el distribuidor deberá instalar al menos un medidor monofásico por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, aunque este tenga menos de cinco mil puntos de entrega.
- Para usuarios en media y/o alta tensión: una medición de control por cada veinticinco usuarios con contrato de servicio en esas tensiones, independientemente del nivel de tensión en que efectúe la medición de potencial y energía. La tolerancia que les corresponde es la de la tensión indicada en el contrato de servicio.

Artículo 26. Indemnización por mala regulación de tensión. Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en el artículo 24 de estas Normas. Los distribuidores deberán indemnizar a los usuarios afectados, hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Para el caso de incumplimiento en la regulación de tensión, la indemnización se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la tabla II indicada a continuación:

Donde:

C_{pm} = factor de compensación determinado para el período de medición.

$CE_{(B)}$ = valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje del CENS, por cada banda B.

CENS= costo de la energía no Suministrada (Q/kWh).

$\sum_{B=BP}$ = sumatoria de todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$ = energía registrada durante el periodo de medición, por cada banda "B".

Los distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

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

$$\text{Indemnización Individual} = (D_{pm} + D_{nm}) \times \frac{C_{pm}}{D_{pm}} \quad (\text{ec. 2.7})$$

Donde:

D_{pm} = Duración del período en medición en días.

D_{nm} = Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del período de medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

2.4.2. Desbalance de tensión en servicios trifásicos

Son los valores de tensión registrados para determinar los índices de regulación de la calidad del producto técnico trifásicos dentro de las tolerancias establecidas en las normas:

Artículo 27. Índice de calidad del desbalance de la tensión suministrada por el distribuidor. El índice para evaluar el desbalance de tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada intervalo de medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$\Delta DTD(\%) = [3(V_{mas} - V_{min}) / (V_a + V_b + V_c)] \times 100 \quad (\text{ec. 2.9})$$

Donde:

$\Delta DTD(\%)$ = porcentaje de desbalance de tensión por parte del distribuidor.

V_{max} = es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el intervalo de medición k.

V_{min} = es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el intervalo de medición k.

V_a = es la tensión de la fase a, registrada en el intervalo de medición k.

V_b = es la tensión de la fase b, registrada en el intervalo de medición k.

V_c = es la tensión de la fase c, registrada en el intervalo de medición k.

Artículo 28. Tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor. La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente:

Tabla IV. **Valorización de la energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas**

VkSUP superior al admisible en (%):	Valorización de la energía – CE(B) (%) DE CENS
≤ 1	5
≤ 3	20
≤ 5	50
≤ 7	75
> 7	100

Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) p. 40.

Se define a DTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del valor admisible definido en el artículo 28.

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

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100 \quad (\text{ec. 2.10})$$

Donde:

C_{pm} = factor de compensación, en quetzales para el período de medición.

$CE_{(B)}$ = valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla IV.

$\sum_{B=BP}$ = sumatoria de todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$ = energía, en kilovatios hora, registrada durante el periodo de medición.

Artículo 53. Período de control para la calidad el servicio técnico. El control de la calidad del servicio técnico se llevará a cabo en períodos semestrales continuos.

Artículo 54. Interrupciones. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de estas Normas, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

2.5.1. Interrupciones

Es el tiempo que la distribuidora no presta el servicio de energía eléctrica a los usuarios, y será evaluada para identificar las transgresiones a los índices respecto a los parámetros establecidos en la norma:

Artículo 55. Índices de calidad para las interrupciones. La calidad del servicio técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: frecuencia media de interrupción por kilovoltio amperio (FMIK) y tiempo total de interrupción por kilovoltio amperio (TTIK); y por índices o indicadores individuales: frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y tiempo de interrupción por usuario (TIU).

- Frecuencia media de interrupción por kilovoltio amperio (FMIK): representa la cantidad de veces que el kilovoltio amperio promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfs/Qki \quad (\text{ec. 2.12})$$

- Tiempo de interrupción por usuario (TIU):

$$TIU = \sum T_{fsuj} \quad (\text{ec. 2.15})$$

Donde:

T_{fsuj} = es el tiempo, en horas, de la interrupción j , para cada usuario.

Artículo 56. Tolerancias para las interrupciones. Las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica son:

Tabla V. **Tolerancia admisible para interrupciones globales**

Etapas de transición	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2,5	3,5	8	10

Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) p. 47.

Tabla VI. **Tolerancia admisible para interrupciones individuales**

Etapas de transición	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	-	-	-	-
A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	6	8	12	14

Fuente: Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía, Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) p. 47.

- Índices globales:

$$INIG = ENS \text{ sistema} * CENS \quad (\text{ec. 2.16})$$

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} [(TTIK - TTIK \text{ límite})/8760] \quad (\text{ec. 2.17})$$

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} [(FMIK - FMIK \text{ límite})(TTIK/FMIK)/8760] (\text{ec. 2.18})$$

- Índices individuales:

$$INII = ENS \text{ Usuario} * CENS \quad (\text{ec. 2.19})$$

$$ENS \text{ usuario} = D \text{ usuario} [(TTIK - TTIK \text{ límite})/8760] \quad (\text{ec. 2.20})$$

$$ENS \text{ usuario} = D \text{ usuario} [(FMIK - FMIK \text{ límite})(TTIK/FMIK)/8760] (\text{ec. 2.21})$$

Donde:

INIG= indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

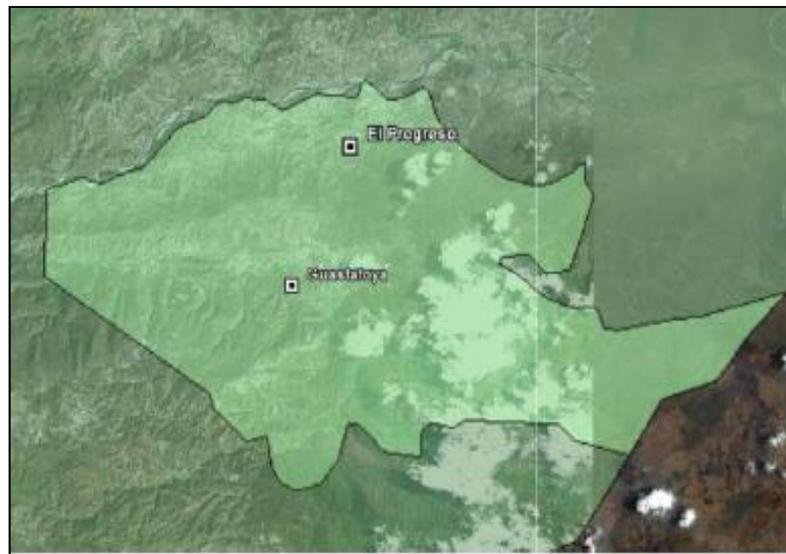
ENS sistema= energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).

3. LEVANTAMIENTO DE ACTIVOS EN RED

Se efectuó el levantamiento de la información de activos de red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya. El levantamiento de la información se realizó georeferenciado los activos; capturando información relevante de los mismos, como capacidad de los centros de transformación, tipo de estructura, material de los postes y cruceros, características de línea, número de fases y otros.

Debido a la magnitud de la red, se efectuó un levantamiento parcial, principalmente en los nuevos circuitos de la red de media tensión y, un muestreo de la red de baja tensión.

Figura 2. **Municipio de Guastatoya, departamento El Progreso**



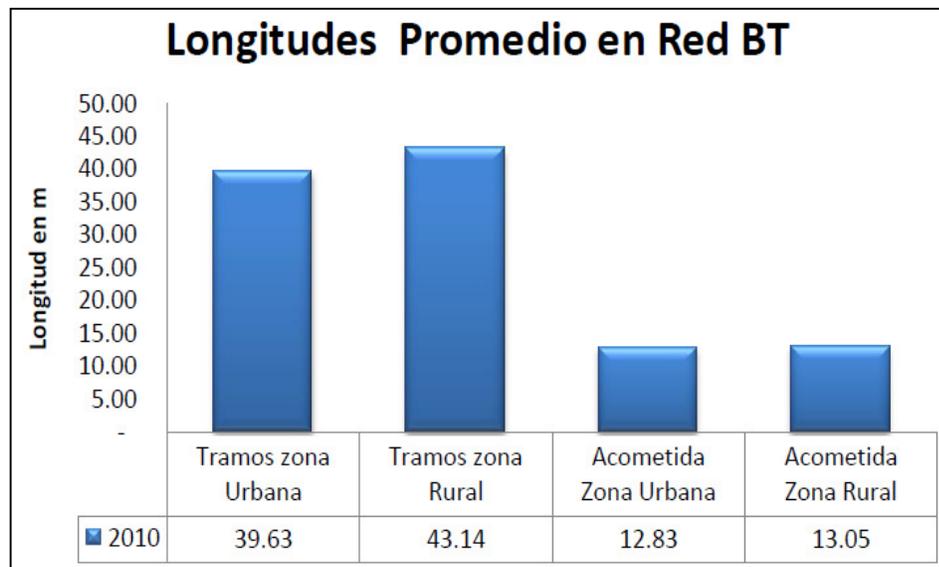
Fuente: Google Earth V. 7.2.05.6.

Se efectuó un trabajo en conjunto con el personal de la Empresa Eléctrica Municipal para realizar el levantamiento de activos de la red de distribución, reconociendo algunos circuitos de la red primaria inicialmente, encontrándose 2 ramales principales, que salen de la subestación. Se trabajó sobre muestras de red de MT nueva, es decir, que se construyó posterior al 2002, fecha en que se había realizado el último levantamiento de activos a la Empresa Eléctrica Municipal (Minerva, El Infiernillo que anteriormente era monofásico y se convirtió a trifásico, colonia San Antonio, La Piragua Sacabastos, La Laguna, El Machotal, Agua hiel arriba, Agua Hiel, Cruz de Pino, Los Apantes, el Guapinol) y la red de media tensión vieja (Patache Arriba, Patache Abajo, La Ceiba, Cromo, Libertad, Anchigua, El Milagro, muestras en Santa Rita, Piedra Parada, Cumaja, Tulumaje, El Rancho, La Montañita, 70 por ciento Ixcanal, El Callejón) y muestras de baja tensión: las cuales se trabajaron en base a los centros de transformación existentes en proporción al número real de cada potencia.

Al efectuar el levantamiento de transformadores se puede apreciar que predominan los transformadores de 25 kilovoltios amperio, la mayoría de la capacidad instalada está en la zona rural. La red de media tensión de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya cubre, en su mayoría, área rural con un valor de 160,43 kilómetros de los 171,85 kilómetros de la red total.

Como se mencionó anteriormente, no se pudo llevar a cabo el levantamiento de toda la red de baja tensión, solamente se realizó un muestreo, cuyos resultados se muestran a continuación, y sirven como valores de referencia para la red de baja tensión. En la figura 4 se observa una similitud en distribución de capacidad de kilovoltio amperio que posee un usuario de zona urbana y un usuario de zona rural, 0,61 y 0,68 kilovoltio amperio por usuario respectivamente. En la figura 5 se observan las longitudes y tramos promedio de red de baja tensión y acometidas monofásicas para las zonas urbana y rural.

Figura 5. **Tramos promedio en red baja tensión**

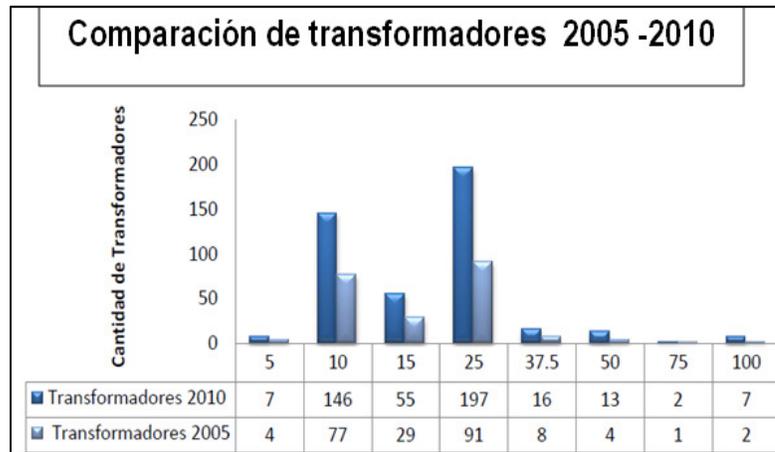


Fuente: elaboración propia.

3.2. Crecimiento de la red

La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya se ha expandido progresivamente desde el último reconocimiento de las redes de distribución en

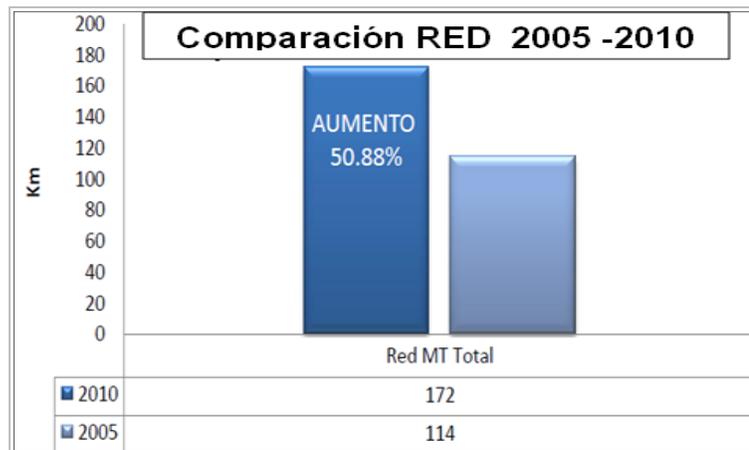
Figura 7. **Comparación de transformadores, 2005 – 2010**



Fuente: elaboración propia.

La red de media tensión se expandió un 50,88 por ciento respecto del 2005, lo cual refleja un crecimiento menor junto a la capacidad instalada que prácticamente se duplicó.

Figura 8. **Comparación de red de MT, 2005 – 2010**



Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Muestra de área urbana en damero**

Descripción	Unidad
Área de cobertura UD 1 (km ²)	0,68
Área de cobertura UD 2 (km ²)	0,77
Área AUD total (km²)	1,44
KVA total	9 345,00
KVA urbano	3 007,50
KVA rural	6 337,50
% Demanda urbana	32,18%
Red MT total (km)	171,85
Red MT rural (km)	160,43
Red MT urbana (km)	11,42
% Red MT rural	93,35%

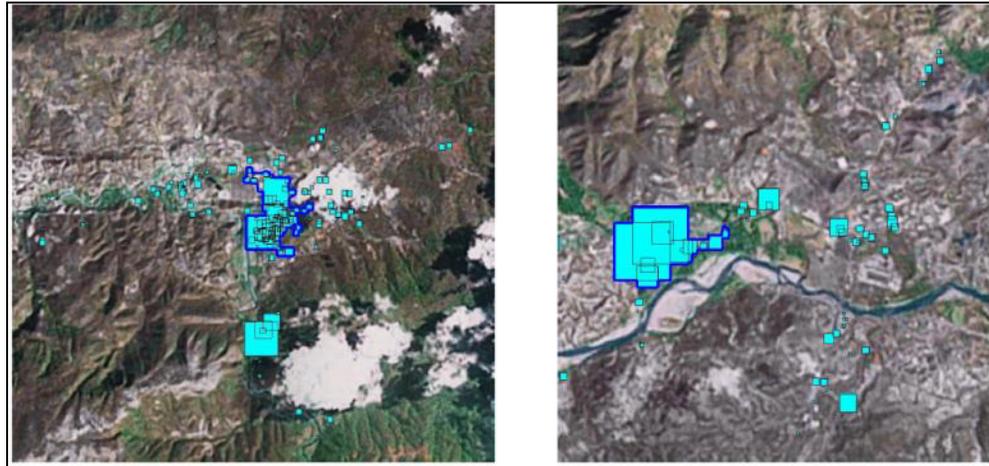
Fuente: elaboración propia.

Figura 9. **Ubicación de los transformadores y el AUD**



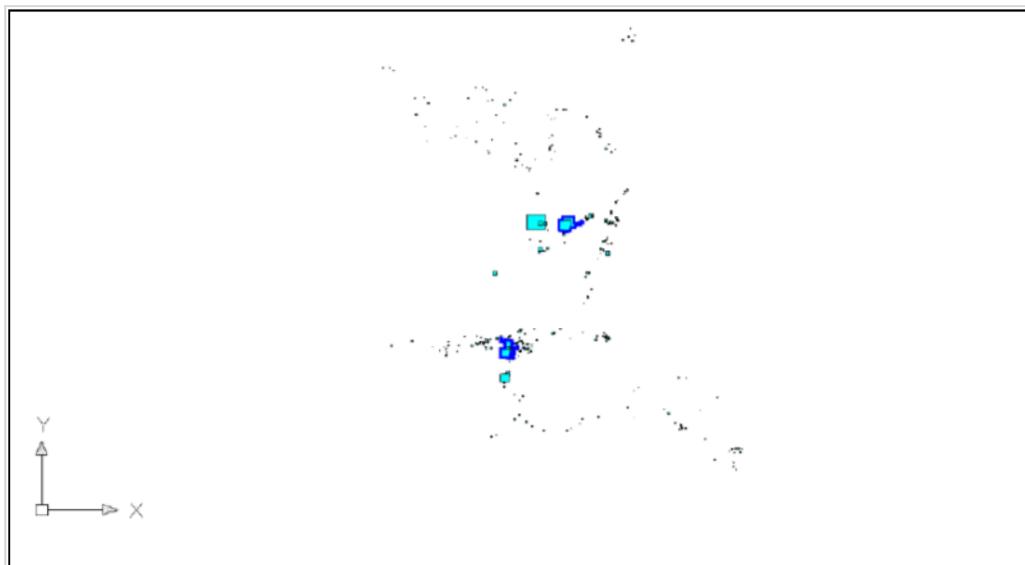
Fuente: elaboración propia, con programa de Google Earth V. 7.2.05.6..

Figura 12. **Vista de AUDs con las capacidades de los transformadores en KVA**



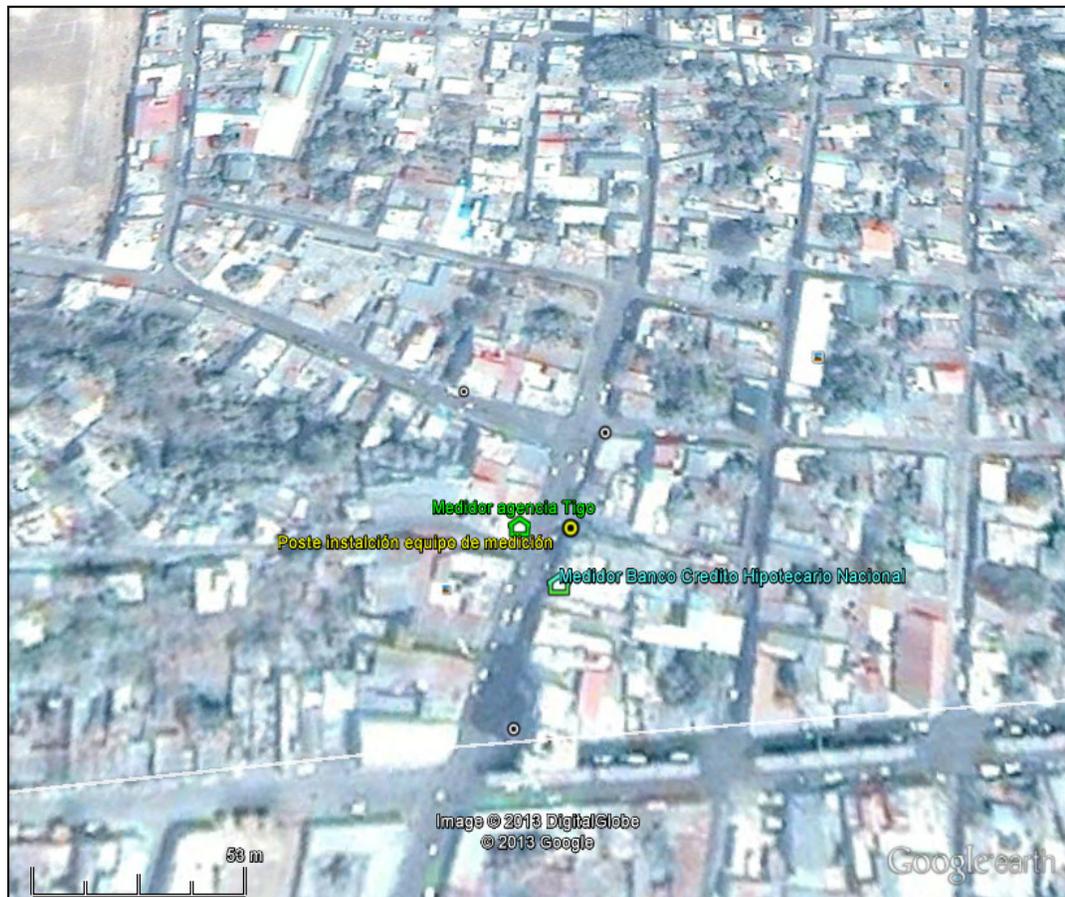
Fuente: elaboración propia, con programa de Google Earth V. 7.2.05.6..

Figura 13. **Vista desde AutoCAD de la ubicación de los transformadores y el AUD**



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCad 2009.

Figura 15. **Instalación de equipo de medición en red de baja tensión**



Fuente: elaboración propia, con programa de Google Earth V. 7.2.05.6.

4. FUNDAMENTO TEÓRICO

Con el uso del monitoreo de interrupciones de suministro y parámetros de calidad de producto técnico en tiempo real, incrementa la facilidad en la recolección de los datos, frente a otros equipos tradicionales.

Cada día se hace más riguroso el monitoreo de la continuidad del servicio de energía eléctrica, así como el análisis de los parámetros eléctricos para mejorar el servicio que las distribuidoras le proporcionan a los usuarios.

Con este plan se pretende mejorar el proceso de recolección de datos de las interrupciones en los clientes.

4.1. Pérdidas en el servicio eléctrico

En el sector eléctrico las pérdidas de energía se clasifican, básicamente en dos grupos:

- Las pérdidas técnicas
- Las pérdidas no técnicas

4.1.1. Pérdidas técnicas

Son inevitables, dado que en toda transferencia de energía se genera calor (por ejemplo, en líneas de transmisión y distribución), y este es considerado pérdida cuando no es aprovechado para hacer algún trabajo.

En el proceso actual, para la toma de lectura se requiere de personal de campo estén el lugar, donde se encuentre ubicado el equipo de medición y solo se toma datos de la calidad del producto. Con la implementación del monitoreo de suministro y parámetros de calidad en producto técnico en tiempo real, se trata de tener todos los datos o la información con una confiabilidad y que los mismos no sean alterados y así mejorar la calidad del producto y servicio técnico al cliente.

4.2. Descripción del proceso del monitoreo de la calidad del suministro y producto en tiempo real

La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, con el sistema de monitoreo en tiempo real, puede hacer la descarga de datos con la interrogación del equipo por medio de correo electrónico en el momento de la ocurrencia de una evento o bien sea por medio de la tarjeta micro SD.

4.2.1. Beneficios del sistema de monitoreo

La Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya y todos los usuarios se pueden beneficiar directamente con el sistema de monitoreo en tiempo real en los siguientes aspectos:

Con el plan de monitoreo de interrupciones en el suministro y parámetros de la calidad de producto técnico, en tiempo real (Pqube medidor de la calidad de producto y servicio técnico), el usuario obtendrá el suministro de energía eléctrica de mejor calidad.

Los usuarios se pueden beneficiar, porque de esta forma se puede verificar el tiempo de indisponibilidad del servicio de energía eléctrica que la Empresa

4.3.3.1. Norma ANSI C12.19

Define las tablas de datos del dispositivo de medida y las estructuras de los datos por transportar, entre el medidor y la computadora. Para apoyar la innovación el estándar permite la inclusión de las tablas definidas por el fabricante.

Una descripción breve de las tablas debe incluir las especificaciones para la configuración (amperios, voltios y otros), el mando del display del medidor de interrupciones, seguridad, tiempo de uso según horario, eventos que registra, y otras características que sean definidas por el usuario.

4.3.3.2. Norma ANSI C12.20

La Norma ANSI C12.20 especifica la exactitud de la medición realizada y los límites de precisión de los medidores entre el 0,2 y 0,5 por ciento. En particular, especifica los requisitos para el desempeño de la carga, el factor de potencia, la variación de voltaje, variación de frecuencia, efecto de calentamiento interno en el proceso de las mediciones, efecto de temperatura ambiente y calentamiento de sobrecargas.

4.3.3.3. Norma ANSI C12.21

El estándar ANSI C12.21 es una extensión de C12.18 que permite el uso de un canal de comunicaciones remoto punto a punto, particularmente para telefónica. Incluye adiciones para una autenticación, control del canal conectado, desconectado y temporizado.

Los sistemas de telemetría son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos, ya que pueden obtener la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente, y pueden ser:

- Telecomunicaciones
- Aguas
- Energía
- Plantas de refinamiento
- Otras aplicaciones

Un sistema de telemetría está compuesto, fundamentalmente, por la terminal o central de datos, las unidades remotas y el sistema de comunicaciones.

4.4.1. Terminal

Es una unidad electrónica de adquisición de datos. Normalmente es un sistema diseñado con microprocesador o microcontrolador de bajo consumo, que dispone de los dispositivos de conversión análogo/digital o de las interfaces necesarias para tomar periódicamente las muestras.

4.4.2. Unidades remotas

Las unidades remotas requieren la siguiente funcionalidad: Sistema operativo en tiempo real.

La elección de un tipo de sistema de comunicación va a depender de la existencia o no de servicios públicos de comunicaciones en el área geográfica, o el costo del tráfico de datos, de la tarifa mensual o anual de los equipos, de la necesidad o no de solicitar frecuencias propias, de la velocidad de transferencia de los datos y del consumo de los equipos.

En los últimos años, cabe la posibilidad de utilizar Internet como canal mundial de transferencia de la información con servidores Web que pueden ubicarse casi en cualquier sistema procesado.

4.6. Transmisión de datos mediante el uso de la telefonía celular

Los primeros sistemas de telefonía móvil fueron sistemas analógicos con muy pocas prestaciones para transmitir datos. Hasta finales de los años ochenta no aparecieron los primeros sistemas digitales con posibilidades de transmitir datos. A estos sistemas se les ha conocido como sistemas de telefonía celular de segunda generación (2G). Este es el caso de la tecnología europea GSM (Global System for Mobile Communications. (Sistema Global para Comunicaciones Móviles) y de la norteamericana CDMA (Code Division Multiple Access, Acceso Múltiple por División de Código).

4.6.1. Global System for Mobile (GSM)

GSM es una tecnología estandarizada por el CEPT (Conference of European Post and Telecommunications, Conferencias de Correos y Telecomunicaciones Europeas) a finales de los años ochenta. Su comercialización se llevó a cabo en Europa durante los primeros años de la década de los noventa y, rápidamente alcanzó una cobertura global con cientos de millones de usuarios. GSM puede transmitir datos a 13 kilobytes por segundo sin necesidad de utilizar módem.

4.6.3. Code Division Multiple (CDMA)

Code Division Multiple, Acceso múltiple por división de código (CDMA). Es una tecnología desarrollada por la empresa Qualcomm. El gran mérito de esta tecnología es que supone una nueva forma de establecer comunicaciones inalámbricas multiusuario con un aprovechamiento de la capacidad seis veces mejor que TDMA. CDMA estuvo listo en 1988, aunque posteriormente, con la ayuda de AT&T, Motorola y otros fabricantes, se desarrolló una nueva versión dual (analógica y digital) a la que se le llamo IS-95. Y que la versión ha sido la que se ha instalado en distintos países. La primera implantación de la tecnología CDMA tuvo lugar en Hong Kong en 1995. CDMA también ofrece el servicio SMS de mensajes cortos.

4.6.4. Tecnología 5G

Aunque los sistemas 2G (segunda generación), tiene ciertas capacidades de transmisión de datos, fundamentalmente se trata de un sistema que da soporte a servicios de voz, para ofrecer servicios de voz.

Para ofrecer servicios de datos, se han pensado en una nueva generación de redes celulares, la tercera generación. No obstante, mientras se desarrolla convenientemente la tecnología para poder ofrecer servicios 3G, se ha creado una ampliación de la tecnología 2G a la que se han llamado 2.5G. Esta tecnología de transición, añade nuevas capacidades de transmisión de datos a la infraestructura de red celular existente.

Existen distintas tecnologías 2.5G, que a continuación se detallan.

por los proveedores de información. La velocidad de transmisión es de 9,6 kilobytes por segundo.

4.6.4.5. Tecnología 3G

En el paso de las redes celulares analógicas a las digitales, cada una de las regiones importantes desde el punto de vista del desarrollo tecnológico de la tecnología celular (Europa, Norteamérica y Asia) tomaron caminos distintos. Incluso dentro de cada región ha habido sus variaciones. En cualquier caso, es evidente que lo ideal sería que la tercera generación (3G) se afrontará con el objetivo de conseguir un sistema global común. No obstante, esto es extremadamente complicado debido a los distintos intereses económicos, políticos y regulatorios que tiene cada parte.

Se puede decir que la tecnología celular de tercera generación comenzó en 1985 cuando la Unión Internacional de Telecomunicaciones (conocida en inglés por ITU, International Telecommunications Union) anunció su iniciativa de crear un nuevo sistema de comunicaciones móviles al que llamó Future Public Land Mobile Telecommunications System (FPLMTS, Futuro Sistema Público de Telecomunicaciones Móviles Terrestre).

Esta iniciativa se concretó en 1996 con la creación de IMT2000 (International Mobile Communications. Comunicaciones Móviles Internacionales). El número 2 000 se le puso porque se esperaba que la nueva tecnología estuviera lista para la primera década del nuevo milenio y porque la banda de frecuencia asignada era de 2 GHz.

El objetivo de IMT2000 es definir un marco dentro del cual puedan coexistir distintas tecnologías 3G, asegurándose a interoperatividad de servicios

de las telecomunicaciones. Su mayor ventaja es que permite inter operar con redes 2G.

4.7. Nuevos servicios de la telefonía celular

A continuación se indican un breve resumen de algunos de los servicios disponibles que hoy en día se encuentran en auge en la telefonía celular.

4.7.1. Wireless Access Protocol (WAP)

Es el protocolo de aplicaciones inalámbricas. El lenguaje de programación específico para este protocolo es el WML (Wireless Markup Lenguaje) este lenguaje está basado en el XML y es parecido al HTML. Para poder utilizar el WML es necesario que el teléfono tenga instalado un micronavegador. Que fue desarrollado para permitir la navegación en dispositivos inalámbricos, sin teclado y con pantallas de reducido tamaño. Los fundadores de este sistema fueron compañías Nokia, Ericsson y Motorola.

También llamado en Mini-Browser es un navegador que maximiza la capacidad de acceso a internet. Posibilita al usuario un rápido acceso a sus más importantes informaciones: e-mail, calendario, lista de contactos, sitios de internet, etc.

4.7.2. Conectividad de datos sobre la red de telefonía celular (3G)

Permite conexión móvil de alta velocidad a internet y a bases de datos corporativas a través de la red celular, usando su Personal Digital Assistant (PDA) tales como Palm, Pocket PC o su Laptop, mediante teléfono celular o tarjeta inalámbrica 3G.

5. EQUIPO PROPUESTO PARA EL PLAN PILOTO DE MONITOREO

El Pqube es un instrumento para medir la calidad de la energía eléctrica en los sistemas eléctricos. Es conveniente pensar en ello como una combinación de un monitor de perturbación de energía, un medidor de potencia, un registrador de potencia y una cámara digital que combina las mejores características para el monitoreo de interrupciones del suministro y la calidad del producto en tiempo real.

El Pqube, también registra formas de onda de corriente, RMS amperios, energía y carbono. También mide vatios, vatios hora, voltio amperios reactivos, factor de potencia, y otros parámetros relacionados con la alimentación.

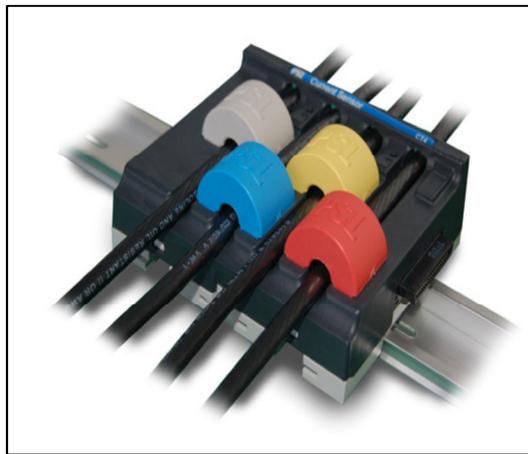
El Pqube no necesita ningún software para el descargo de todos los datos que se registran en la memoria SD, puede ser leído por cualquier programa que contenga una PC, bien sea de escritorio o portátil. No se requiere un software especial para abrir los archivos de imágenes GIF, se pueden abrir con programas de imagen estándar, o incluso Microsoft Word, Microsoft PowerPoint o abrir el archivo CSV con cualquier hoja de cálculo o programa como Microsoft Excel.

Se puede controlar circuitos monofásicos o trifásicos, hasta 690 voltios de corriente alterna fase a fase (400 voltios en corriente alterna fase a tierra), 50, 60, y 400 hertz. Incluye canales para la medición de tensiones auxiliares - típicamente 24 o 48 voltios en corriente alterna.

5.1.1. Módulo sencillo de corriente CT4

El módulo CT4 actual podría ser el adecuado según la aplicación. Este módulo viene en versiones para una capacidad de 20 y 100 amperios.

Figura 17. Módulo sencillo de corriente CT4



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

5.1.2. Módulo combinado de red y corriente CT1

El módulo CTE1 tiene la capacidad de red y medir corriente, como también la funcionalidad de ETH1 y XCT5 en un módulo compacto.

El módulo Ethernet ETH1 tiene las siguientes características: correo electrónico, un servidor web, un servidor FTP o Modbus a través de TCP.

5.2. Módulo unidad central de monitoreo y procesamientos de datos Pqube

La unidad central de monitoreo y procesamiento de datos posee las siguientes características:

- De alta velocidad de 256 muestras por ciclo de grabación.
- Alteraciones de calidad de potencia grabado con formas de onda y gráficos RMS.
- Los eventos sobre frecuencia y bajo de frecuencia, un micro-segundo de alta frecuencia de detección de impulsos, disparadas por tiempo instantáneas.
- Tensión THD, corriente y corriente THD TDD, voltaje y corriente de desbalance; VARs (fundamental y Budeanu); VAR-hr acumulador; parpadeo (Pinst, PST, PLT).
- Armónicos de tensión y corriente e interarmónicos hasta la 63^a , con estadísticas.
- Las tendencias diarias, semanales y mensuales de eventos.

Figura 21. **Instalación de Pqube PS1**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

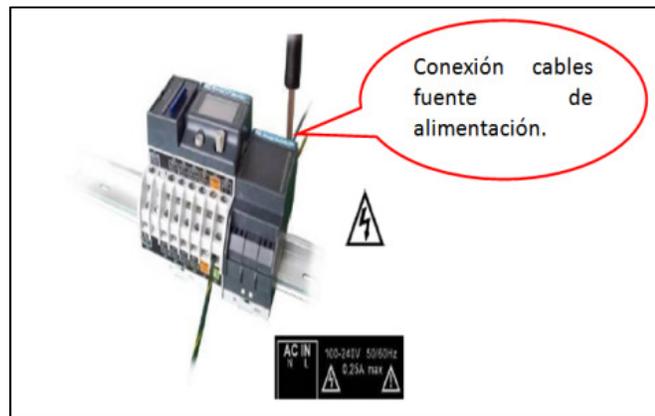
- Cuando se tenga la opción a un módulo CTE1.

Si tiene la opción del módulo combinado CTE1, conectar el cable de Ethernet ETH1 y luego realizar la conexión de las puntas de las pinzas de corriente.

Si se tiene la opción del módulo CT4, debe pasar los conductores a través de los transformadores de corriente.

- Conectar la fuente de alimentación PS1 a un voltaje de 100 ~ 240 voltios de corriente alterna.

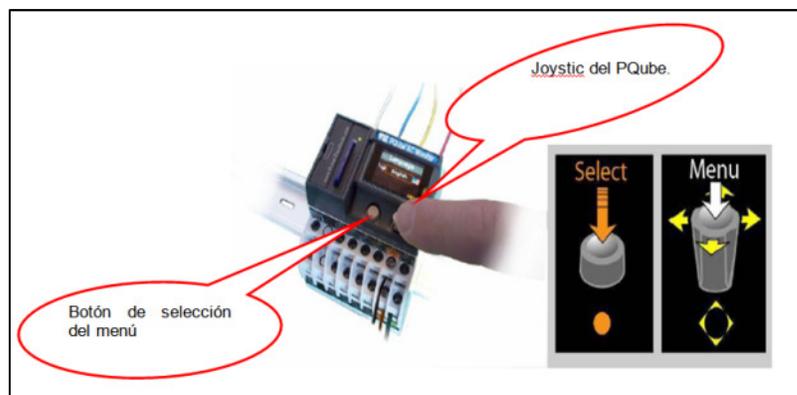
Figura 24. **Conexión fuente de alimentación**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

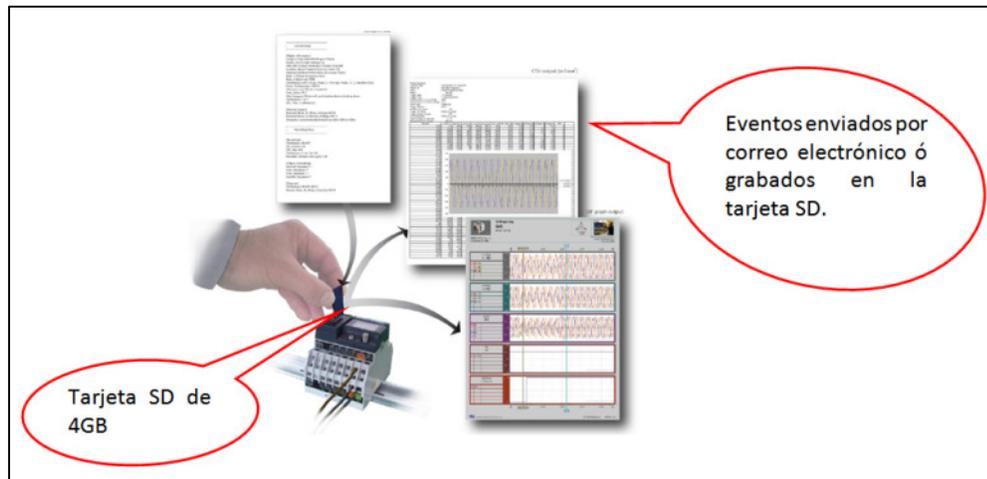
- Una vez realizado los primeros cuatro pasos. Utilizar el *joystick* para ingresar al menú y con el botón para realizar una selección del menú.

Figura 25. **Joysticks y botón de selección del menú**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

Figura 27. **Eventos remitidos por correo electrónico**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

5.4. Configuración de Pqube

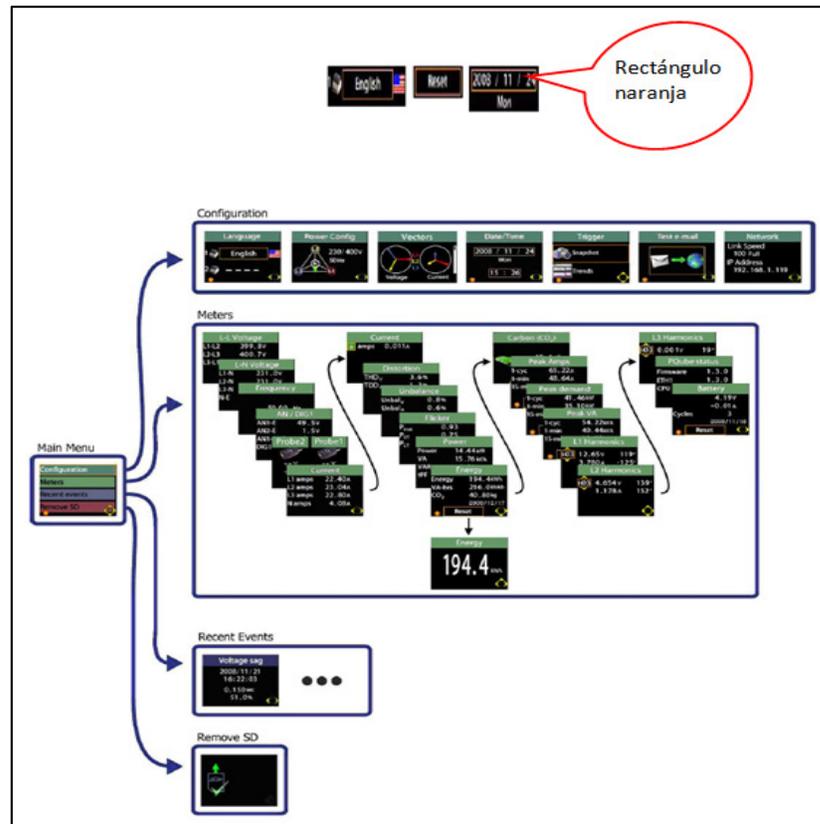
Con la configuración predeterminada del Pqube, comenzará el registro de datos inmediatamente para la mayoría de las aplicaciones, pero si se requieren requisitos especiales, puede que tenga que cambiar algunas opciones de configuración.

5.4.1. Configuración del joysticks y botones

Utilizar la palanca de mando (B) en la parte frontal de su Pqube para navegar por las pantallas. Empujar suavemente hacia abajo la palanca de mando (B) como un botón para volver al menú principal. Hacer clic en el botón (A) para hacer una selección.

Para forzar su Pqube para reiniciar, mantener pulsado el botón (A) durante 10 segundos.

Figura 29. Configuración principal del menú Pqube



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

5.5. Programación del Pqube

Para el acceso a la configuración del Pqube debe ingresar al siguiente ícono:

- Para el requerimiento Pqube Information debe ajustarse lo siguiente:

Figura 32. **Pantalla Pqube Information**

<p>PQube Information</p> <p>PQube ID: <input type="text" value="PQube P002081"/></p> <p>Location Name: <input type="text" value="Capital"/></p> <p>Note 1: <input type="text" value="Prueba"/></p> <p>Note 2: <input type="text" value="Laboratorio"/></p> <p>Time Zone Label: <input type="text" value="CST"/></p> <p>Offset from UTC in Hours: <input type="text" value="-6"/></p> <p>Battery Backup Time: <input type="text" value="9"/> minutes</p> <p>Primary Language: <input type="text" value="Spanish-LatinAmerica"/></p> <p>Secondary Language: <input type="text" value="None"/></p>	<p>PQube ID: Cada PQube tiene un número de serie que viene desde fábrica, aquí se debe ingresarse dicho registro.</p> <p>Location Name: Debe de colocarse ubicación de instalación del PQube.</p> <p>Note 1: Por ejemplo se puede ingresar IDUsuario, # Centro de transformación o bien matricula de poste, Etc.</p> <p>Note 2: Se puede ingresar por ejemplo # de medidor, Capacidad de centro, etc.</p> <p>Time Zona Label: Para el tiempo debe de registrarse las iniciales CST (Central Stándar Time).</p> <p>Offset from UTC in hours: Para la zona horario debe de ingresarse el valor de -6.</p> <p>Battery Backup Time: El tiempo para la batería de respaldo se recomienda 9 minutos.</p> <p>Primary lenguaje: El lenguaje debe ser español de América Latina.</p> <p>Secondary Language: Debe de registrarse Nome (ninguno).</p>
--	---

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento output formatting debe quedarse de la forma siguiente:

Figura 33. **Pantalla Output Formatting**

Output Formatting

Decimal Separator:

Date Separator:

Time Separator:

CSV Separator:

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento AC Voltaje debe ajustarse lo siguiente:

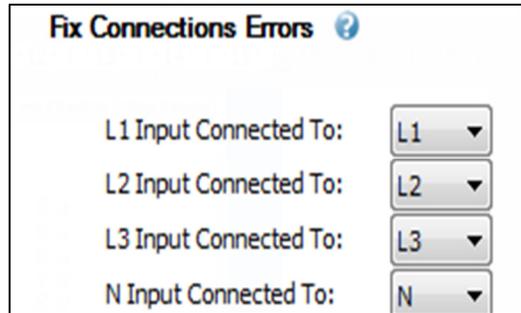
Figura 36. **Pantalla AC Voltaje**

<p>Power Configuration</p> <p>Power Configuration: <input type="text" value="Single_Phase_L1_L2"/></p> <p>Potential Transformer Ratio: <input type="text" value="1:1"/></p> <p>New! L1-E Voltage Gain Calibration Factor: <input type="text" value="1.0000"/></p> <p>New! L2-E Voltage Gain Calibration Factor: <input type="text" value="1.0000"/></p> <p>New! L3-E Voltage Gain Calibration Factor: <input type="text" value="1.0000"/></p> <p>New! N-E Voltage Gain Calibration Factor: <input type="text" value="1.0000"/></p> <p>Nominal Phase to Phase Voltage: <input type="text" value="AUTO"/></p> <p>Nominal Phase to Neutral Voltage: <input type="text" value="AUTO"/></p> <p>Nominal Frequency: <input type="text" value="AUTO"/></p>	<p>Power Configuration: Para la configuración de la alimentación depende de la medición a realizar para este caso en particular sería de voltajes entre líneas Single_Phase_L1_L2 o de fases.</p> <p>Potencial Transformer Ratio: Para la relación del transformador de potencial para este caso la relación es de 1:1. Pero puede variar dependiendo la relación de los transformadores.</p> <p>L1-E Voltaje Gain Calibration Factor: Para el factor de la ganancia de calibración de voltaje la medición de línea L1 y puesta a tierra E se debe ajustar 1.0000.</p> <p>L2-E Voltaje Gain Calibration Factor: Para el factor de la ganancia de calibración de voltaje la medición de línea L2 y puesta a tierra E se debe ajustar 1.0000.</p> <p>L3-E Voltaje Gain Calibration Factor: Para el factor de la ganancia de calibración de voltaje la medición de línea L3 y puesta a tierra E debe ajustar a 1.0000.</p> <p>L3-E Voltaje Gain Calibration Factor: Para el factor de la ganancia de calibración de voltaje la medición de línea L3 y puesta a tierra E se debe ajustar a 1.0000.</p> <p>N-E Voltaje Gain Calibration Factor: Para el factor de la ganancia de calibración de voltaje la medición de línea N y puesta a tierra E se debe ajustar 1.0000.</p> <p>Nominal Phase to Phase Voltaje: Para el voltaje nominal de fase a fase se debe ajustar en AUTO.</p> <p>Nominal Phase to Neutral Voltaje: Para el voltaje nominal de fase a neutral se debe ajustar en AUTO.</p> <p>Nominal Frequency: Para la frecuencia nominal se debe ajustar en AUTO.</p>
---	--

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento Voltaje Recording debe ajustarse lo siguiente:

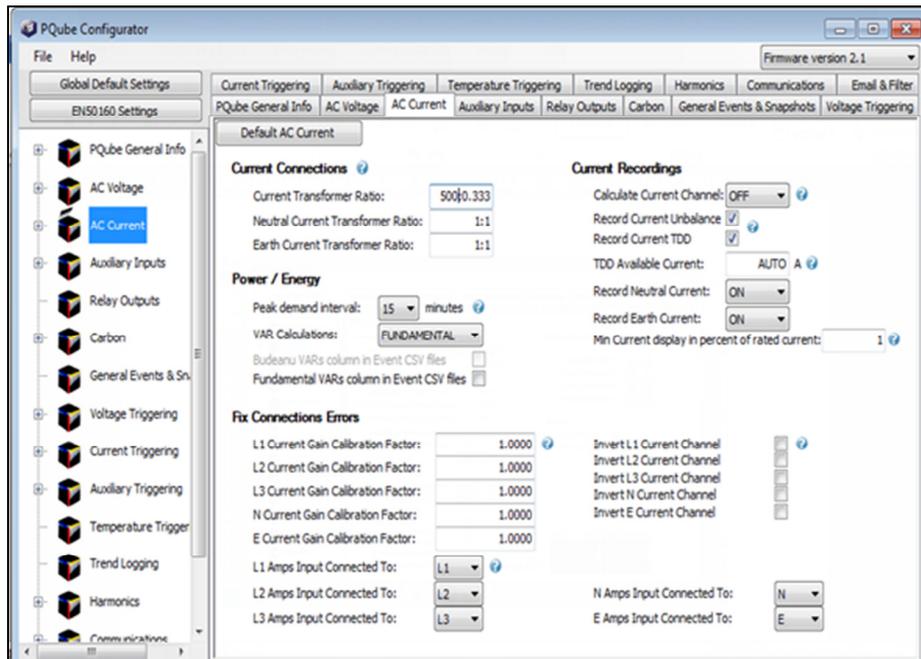
Figura 39. **Pantalla Fix Connections Errors**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

La tercera pantalla para la configuración de AC Current tiene la siguiente forma:

Figura 40. **Ícono de configuración de corriente alterna**



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

Figura 43. **Pantalla Fix Connections Errors 2**

Fix Connections Errors	
L1 Current Gain Calibration Factor:	1.0000 ?
L2 Current Gain Calibration Factor:	1.0000
L3 Current Gain Calibration Factor:	1.0000
N Current Gain Calibration Factor:	1.0000
E Current Gain Calibration Factor:	1.0000
L1 Amps Input Connected To:	L1 ?
L2 Amps Input Connected To:	L2
L3 Amps Input Connected To:	L3

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento Current Recording debe ajustarse lo siguiente:

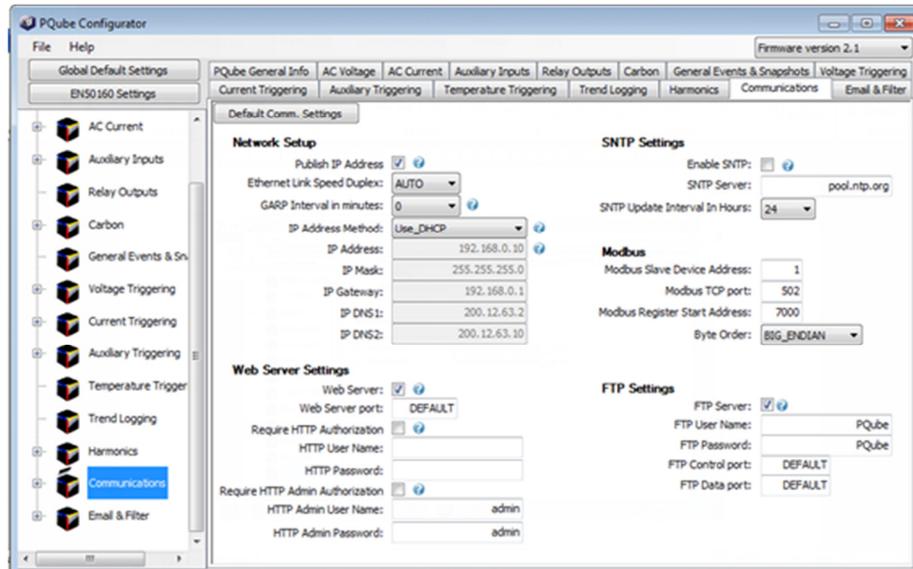
Figura 44. **Pantalla Current Recording 2**

Current Recordings Calculate Current Channel: OFF ? Record Current Unbalance: <input checked="" type="checkbox"/> ? Record Current TDD: <input checked="" type="checkbox"/> ? TDD Available Current: AUTO, A ? Record Neutral Current: ON ? Record Earth Current: ON ? Min Current display in percent of rated current: 1 ?	Calculate Current Channel: Para la configuración de la Calculate Current Channel, se ajusta en OFF, para el calculo de canal de corriente actual.
	Record Current Unbalance: Para el ajuste de Record Current Unbalance se ajusta con cheque para el desequilibrio de la corriente.
	Record Current TDD: Para la configuración de Record Current TDD, es la distorsión de la demanda total de la corriente, se ajusta con cheque para su medición.
	TDD Available Current: Puede cambiar la corriente total utilizada para el cálculo cambiando la configuración a TDD Available Currente, se ajusta en AUTO.
	Record Neutral Current: Se configura Record Neutral Current en ON, para la medición de corriente en el neutral.
	Record Eart Current: Se configura Record Eart Current en ON, para la medición de la corriente en la puesta a tierra.
	Min Current display in percent of rated current: Se configura Min Current display in percen o radte current, se ajusta con un valor de 1.

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

La quinta pantalla para la configuración de Communications tiene la siguiente forma:

Figura 47. Ícono de configuración de Communications



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento Network Setup debe ajustarse lo siguiente:

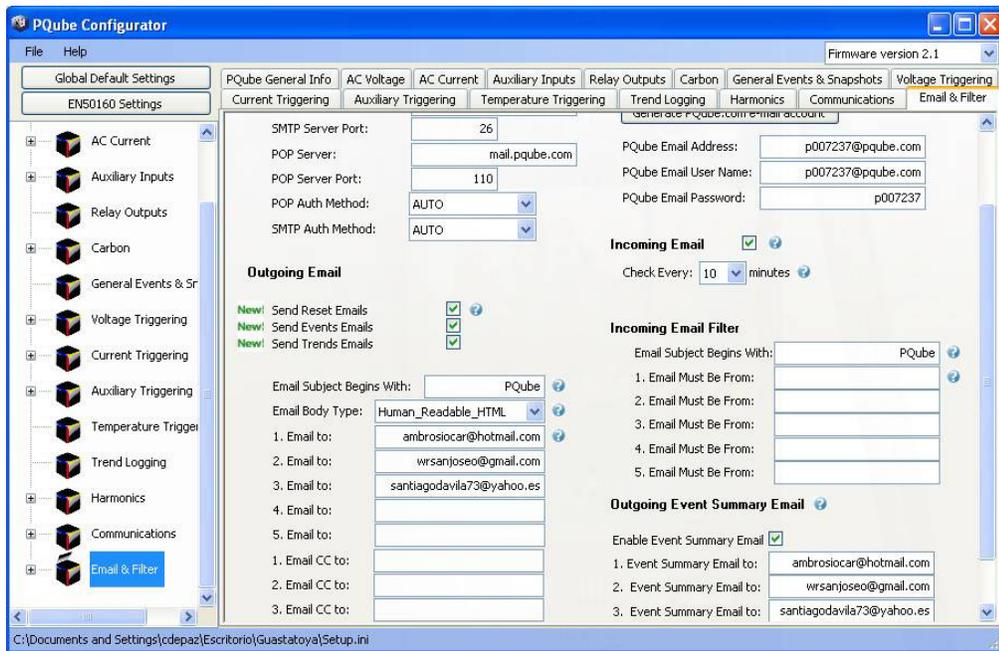
Figura 48. Pantalla Network Setup

<p>Network Setup</p> <p>Publish IP Address <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Ethernet Link Speed Duplex: <input type="text" value="AUTO"/></p> <p>GARP Interval in minutes: <input type="text" value="0"/></p> <p>IP Address Method: <input type="text" value="Use_DHCP"/></p> <p>IP Address: <input type="text" value="192.168.0.10"/></p> <p>IP Mask: <input type="text" value="255.255.255.0"/></p> <p>IP Gateway: <input type="text" value="192.168.0.1"/></p> <p>IP DNS1: <input type="text" value="200.12.63.2"/></p> <p>IP DNS2: <input type="text" value="200.12.63.10"/></p>	<p>Network Setup: Para la configuración de la Publis IP Adress, se debe ajustar el cheque para la configuración de la red.</p> <p>Ethernet Link Speed Duplex: Para la configuración Ethernet Link Speed Duplex, se ajusta a AUTO, para la velocidad de la red en dúplex.</p> <p>IP Adress Method: Para la configuración, IP Adress Method, se ajusta en Use_DHCP, si se le asigna automáticamente una dirección IP por la red.</p>
---	---

Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

La sexta pantalla para la configuración de Email & Filter tiene la siguiente forma:

Figura 51. Ícono de configuración de Email & Filter



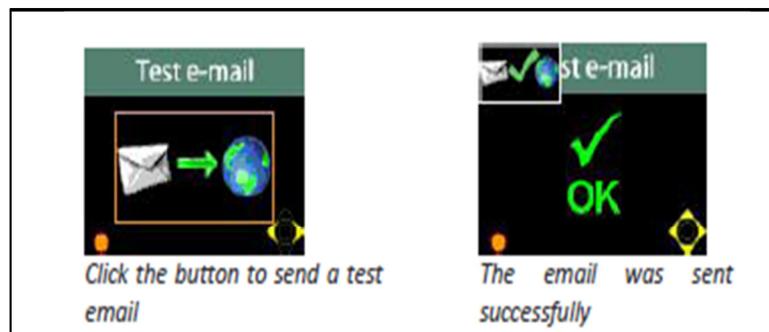
Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

- Para el requerimiento Email Server Settings debe ajustarse lo siguiente:

5.6. Prueba de comunicación del Pqube

Una vez que haya configurado su Pqube para utilizar el correo electrónico, es una buena idea enviar un correo electrónico de prueba a partir de su Pqube. Utilizar el *joysticks* para seleccionar prueba de envío por correo electrónico de la pantalla, justo a la izquierda de la configuración del menú, y seleccionar. Si su Pqube envía un E-mail con éxito, aparece una marca de verificación verde como se presenta en la siguiente figura 54.

Figura 54. Envío de prueba de correo electrónico con éxito



Fuente: www.powerstandards.com/PQube.php. Consulta: abril de 2011.

6. DESCRIPCIÓN DEL PLAN PILOTO DE MONITOREO

El distribuidor deberá brindar a sus consumidores un servicio eficiente y deberá atender los reclamos por interrupción en el suministro de electricidad las 24 horas del día. También debe reportar las interrupciones a la CNEE. Para lograr esto, el distribuidor debe contar con monitoreo de las interrupciones del servicio de energía eléctrica.

El objetivo del plan piloto de monitoreo de interrupciones de suministro y parámetros de calidad de producto técnico en tiempo real en una red de distribución de baja tensión, es analizar los parámetros de tensión y las interrupciones que puedan afectar a los usuarios en el servicio de energía eléctrica, con el propósito de que la empresa distribuidora preste un servicio de calidad y eficiente al usuario final y, además se puedan establecer los ajustes adecuados al sistema eléctrico y al marco regulatorio.

Para lograr este objetivo, el plan busca estimular la instalación de equipos de monitoreo en tiempo real en las redes de baja tensión de una empresa Eléctrica en un corto plazo. El plan cubre únicamente, a los usuarios que estén conectados a la red en baja tensión de distribución.

6.1. Antecedentes

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) establece los estándares de calidad del suministro y producto técnico, en la continuidad del servicio al usuario final y las mejoras a la calidad.

Se supervisa la *performance* de la empresa eléctrica, con base en estos reportes de interrupciones se calcula los indicadores de desempeño (TIU y FIU) para este sistema eléctrico.

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

I_j = número de interrupción j , para cada usuario

TIU= tiempo de interrupción por usuario

$$TIU = \sum T_{fsuj}$$

Donde:

T_{fsuj} = es el tiempo, en horas, de la interrupción j , para cada usuario.

Para la evaluación del desempeño se considera un período semestral, y solo el TIU y FIU asociado a interrupciones en redes de baja tensión, que no estén calificado como de fuerza mayor.

En caso que la distribuidora invoque la causal de fuerza mayor de una interrupción por falla de larga duración, deberá presentar la información de acuerdo a la metodología para el control de la calidad de servicio técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las Normas Técnicas que emita la CNEE.

Con la implementación de este plan piloto, la Empresa Eléctrica de Guastatoya, a corto plazo debe aumentar el cumplimiento en la remisión de la información y así cumplir con los estándares de calidad y la mejora a la calidad de la continuidad del servicio que les brinda a los usuarios.

En la figura 55 se observa la vista desde Google Earth de la zona urbana de Guastatoya, en esta zona debido a la cantidad de usuarios, se llevó a cabo el plan piloto de monitoreo de interrupciones de suministro y parámetros de calidad de producto técnico en tiempo real.

Una vez instalado el equipo, se puede monitorear e interrogar en tiempo real al momento de ocurrencia de una interrupción y así llevar los registros de datos de las mediciones. Como ejercicio se realizó una medición del servicio que reciben los usuarios conectados a la Empresa Eléctrica de Guastatoya, como se puede observar en el apéndice.

CONCLUSIONES

1. Con el monitoreo de las interrupciones de suministro y los parámetros de calidad de producto técnico en tiempo real, se evaluará el nivel de calidad óptimo existente en la red de baja tensión de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.
2. Los beneficios de tener un sistema de descarga remota de los registros de interrupciones y regulaciones de tensión se ven en la fluidez instantánea de los datos, además en el ahorro de combustibles y vehículos al no tener que hacer acto de presencia para obtener la información requerida
3. Los registros obtenidos en la medición son fiables y auditables y con ellos se puede realizar una base de datos, para evaluar la calidad del suministro y producto técnico.
4. Con este sistema de medición se puede llevar el control de la calidad del servicio eléctrico de distribución y además permite el análisis para la verificación de la calidad del producto y servicio técnico que el distribuidor le brinda a los usuarios.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar la implementación del monitoreo de interrupciones en tiempo real, para la red de baja tensión en la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya.
2. Optimizar los recursos de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya dentro de la planificación, con el objetivo de evaluar los aspectos técnicos y económicos para determinar los índices de calidad en su sistema.
3. Calcular las tolerancias de los índices o indicadores de la calidad globales e individuales, establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) vigentes.
4. Realizar el análisis de los indicadores de la calidad del sistema actual, y establecer un plan para determinar las deficiencias y subsanar las transgresiones a los indicadores individuales y globales.

BIBLIOGRAFÍA

1. American National Standards Institute. [en línea]. <[www.aeic.org / meterservice / AEICSmart Grid Standardr](http://www.aeic.org/meterservice/AEICSmartGridStandardr)>. [Consulta: diciembre de 2012].
2. _____. [en línea]. <[www.abb.com.pe /cawp/ seitp2002](http://www.abb.com.pe/cawp/seitp2002)>. [Consulta: diciembre de 2012].
3. _____. [en línea]., <[www.nema.org/ Standards /Complementary Documents](http://www.nema.org/Standards/ComplementaryDocuments)>. [Consulta: diciembre de 2012].
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. [en línea]. <[http://www.cnee.org.gt/ estudios.html](http://www.cnee.org.gt/estudios.html)> [Consulta: enero de 2012].
5. _____. *Resolución CNEE-09-99, Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)*. Diario de Centro América 18 de noviembre de 1999, Guatemala. 28 p.
6. _____. *Resolución CNEE-51-99, Anexos a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)*. Diario de Centro América 26 de noviembre de 1999, Guatemala. 12 p.
7. _____. *Resolución CNEE-38-2003, Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)*. Diario de Centro América 7 de abril de 2003, Guatemala. 13 p.

APÉNDICE

El día 13 de marzo de 2013, se instaló un equipo de monitoreo Pqube en la red de baja tensión de la Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso.

Con el objetivo de obtener datos de los parámetros de las interrupciones del suministro y la calidad del producto en tiempo real se obtuvo lo siguiente:

La siguiente información fue la que se ingresó al momento de su programación:

PQube Daily Trend,"2013/3/12"

Location_Name,"Banco del Credito Hipotecario Nacional"

PQube_ID,"P007237 Guastatoya"

Note_1,"IDUsuario 490"

Note_2,"Medidor No. 15071592"

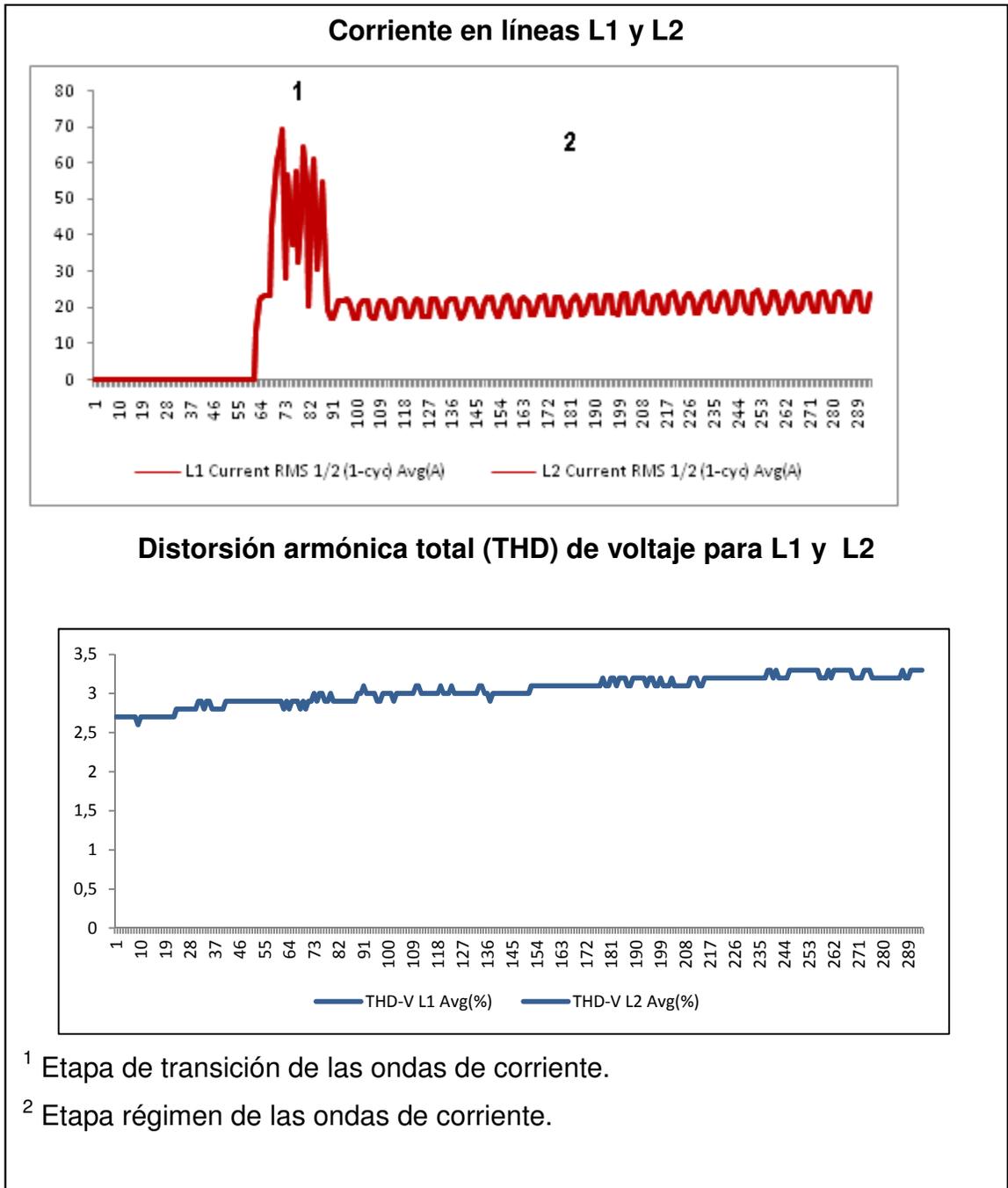
Power_Configuration,"Single Phase L1-L2"

Nominal Line-to-Line Voltage,"240V"

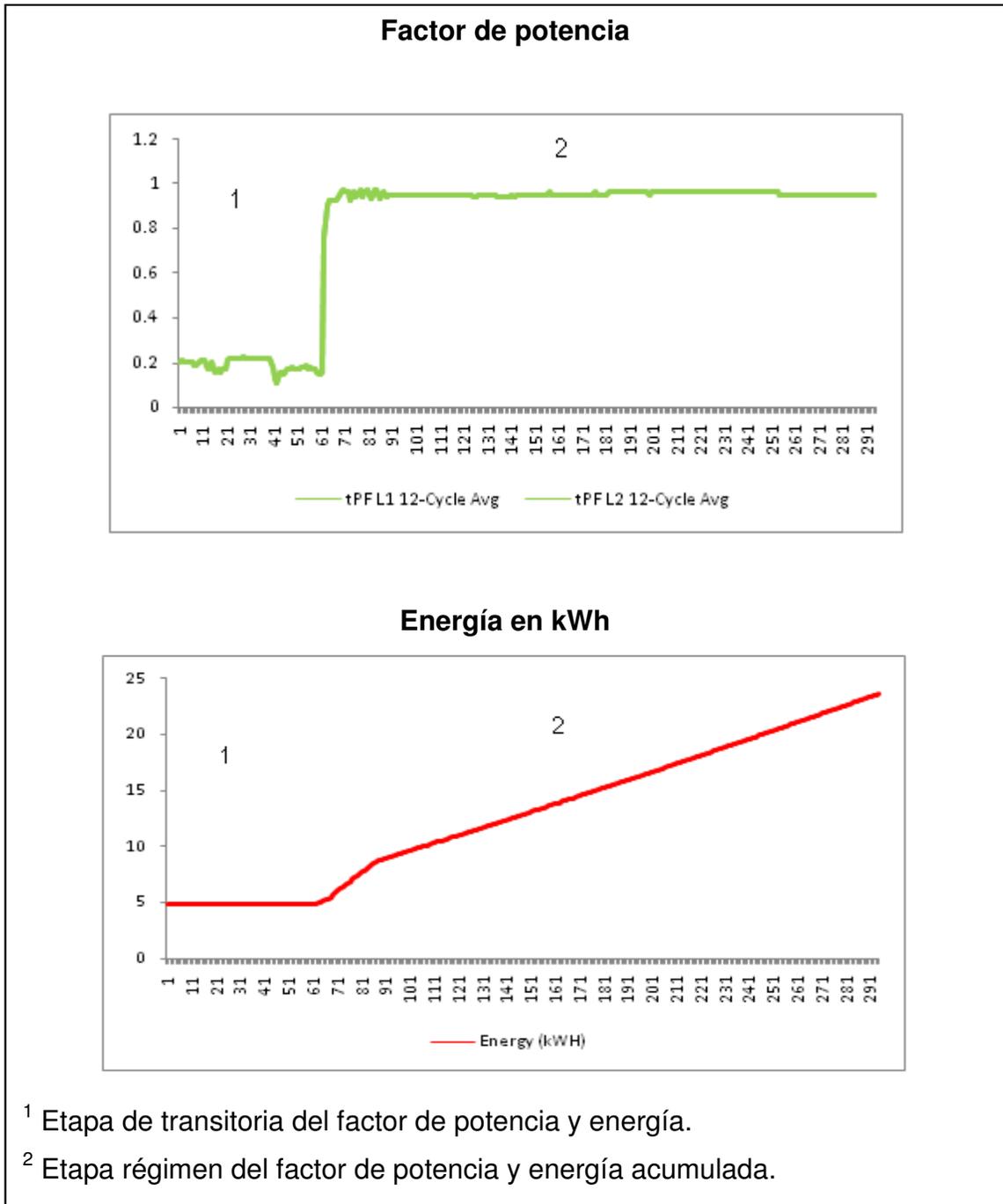
Max_Current_of_Interest_in_Amps,"50.05"

Después de la instalación y desinstalación se obtuvo la siguiente información:

Continuación del apéndice.



Continuación del apéndice.



Fuente: elaboración propia.