



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

**ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y
DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO
SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS**

Herold Fuentes Díaz

Asesorado por el Ing. Ricardo Marcello Estrada Vides

Guatemala, mayo de 2009.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y
DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO
SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN DE EPS

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

HEROLD FUENTES DÍAZ
ASESORADO POR EL ING. RICARDO MARCELLO ESTRADA VIDES
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO-ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2009.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Angel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Ricardo Marcello Estrada Vides
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÈQUEZ, SAN MARCOS,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 15 de enero de 2008.

Herold Fuentes Díaz.

Guatemala, 13 de abril de 2009

Ing. Guillermo Bedoya
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad San Carlos de Guatemala

Ing. Bedoya:

Me permito informarle que habiendo asesorado, al estudiante Herold Fuentes Díaz quien se identifica con el carneé No. 2000-11065, en el Ejercicio Profesional Supervisado EPS titulado "Estudio de los Indicadores de Calidad Comercial y Distribución en la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos" y llenando este los objetivos trazados, extendiendo la aprobación del mismo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Ricardo Marcello Estrada Vides
Colegiado numero 7357

Jorge Ricardo Marcello Estrada Vides
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No 7357



Guatemala, 20 de abril de 2009.
Ref.EPS.DOC.599.04.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Herold Fuentes Diaz** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **200011065**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS”**.

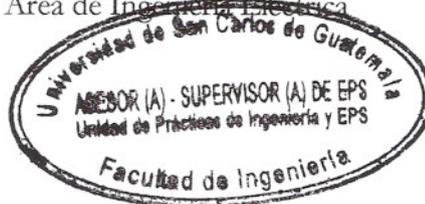
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

[Firma manuscrita]
Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
NJR/ra



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 20 de abril de 2009.

Ref.EPS.D.223.04.09.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Herold Fuentes Diaz**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Ricardo Marcello Estrada Vides y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena de Ferrano
Directora Unidad de EPS



NISZ/ra



REF. EIME 15. 2009.
Guatemala, 28 de ABRIL 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y
DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE
SAN PEDRO SACATEPEQUEZ SAN MARCOS, del estudiante;
Herold Fuentes Diaz, que cumple con los requisitos establecidos para
tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 20.2009.

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; Herold Fuentes Díaz, titulado: ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPEQUEZ SAN MARCOS, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 30 DE ABRIL 2,009.



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: **ESTUDIO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS**, presentado por el estudiante universitario **Herold Fuentes Díaz**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, mayo de 2009

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
1.1. San Pedro Sacatepéquez, San Marcos	1
1.1.1. Datos generales del municipio	1
1.2. Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos	9
1.2.1. Reseña histórica de la Empresa Eléctrica Municipal	9
1.2.2. Área de estudio	11
1.2.2.1. Condiciones generales	13
2. PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA	15
2.1. Introducción	15
2.2. Estructura administrativa Empresa Eléctrica Municipal	17
2.2.1. Representación de la división de funciones	17
2.3. Comportamiento histórico de la demanda	24
2.3.1. Consumo de energía eléctrica	32
2.3.2. Compra y venta de energía de EEMSPS en el año 2008	38

2.3.3. Costos de Operación en EEMSPS en el año 2008	45
2.4. Clasificación de pérdidas en el sistema eléctrico	46
2.4.1. Pérdidas técnicas	47
2.4.2. Pérdidas no técnicas	47
2.4.3. Pérdidas fijas y pérdidas variables	48
3. EVALUACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ, SAN MARCOS	49
3.1. Topología de la red	49
3.1.1. Tipos de estructuras utilizadas para soporte de líneas aéreas del sistema	49
3.1.1.1. Apoyos de las líneas aéreas	49
3.1.1.2. Distancias de seguridad	53
3.1.1.3. Los conductores utilizados para las líneas aéreas	54
3.1.1.4. Conductores utilizados para distribución en baja tensión y acometidas.	54
3.2. Inventario técnico de la topología del sistema de distribución de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos	56
3.3. Diagrama unifilar del sistema	56
3.4. Características físicas de los conductores utilizados para alimentadores principales, sub-alimentadores y alimentadores	57
3.5. Parámetros de las líneas utilizadas	58
3.6. Equipo con el que cuenta la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.	59
3.7. Evaluación de la calidad del servicio comercial	61

3.7.1. Porcentaje de reclamaciones	61
3.7.2. Tiempo promedio de procesamiento de reclamaciones	67
3.8. Encuesta realizada a usuarios de EEMSPS en el 2008	68
3.8.1. Datos de calidad del servicio	68
3.8.2. Datos de facturación	70
3.8.3. Datos del servicio de atención al cliente	71
3.9. Encuesta anual de calidad del servicio de distribución 2007	72
4. EVALUACIÓN DEL PRODUCTO TÉCNICO	77
4.1. Evaluación del Índice de Frecuencia Media de Interrupción por kVa (FMIK)	77
4.2. Evaluación del Índice de Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)	79
4.3. Implementación de la campaña mensual de medición de la calidad del producto técnico	80
4.4. Características de equipo de medición recomendado	81
4.5. Metodología para evaluación de las mediciones	88
4.6. Metodología para entrega de información a CNEE	89
5. IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE ACCIÓN	93
5.1. Realización de encuestas al azar a usuarios vía telefónica para obtener datos acerca de la calidad del servicio	93

5.2. Apertura de una línea telefónica para solución de dudas y/o problemas	94
5.3. Seguimiento a reclamaciones de usuarios	94
5.4. Capacitación de personal	95
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Mapa de Guatemala ubicando la región donde se encuentra San Marcos.
2. Mapa de vías de acceso a San Pedro Sacatepéquez.
3. Mapa del municipio de San Pedro Sacatepéquez.
4. Representación del sistema de transporte e interconexión con la red de distribución de la EEMSPS, San Marcos.
5. Organigrama de la EEMSPS.
6. Energía distribuida por mes en el año 2004.
7. Energía distribuida por mes en el año 2005.
8. Energía distribuida por mes en el año 2006.
9. Energía distribuida por mes en el año 2007.
10. Energía distribuida por mes en el año 2008.
11. Diagrama de corrientes del 20 de agosto del 2006.
12. Diagrama de corrientes del 26 de marzo del 2008.
13. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2004.
14. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2005.
15. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2006.
16. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2007.
17. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2008.
18. Compra de KWH de EEMSPS al INDE en el año 2008.
19. Precio de los KWH que compro EEMSPS al INDE en el año 2008.
20. Numero de KW consumidos por encima de la potencia contratada.
21. Precio de los KW consumidos por encima de la potencia contratada.
22. Precio total de los KW comprados por la EEMSPS al INDE.
23. Numero de KWH comprados por EEMSPS a empresa eléctrica de San Marcos.
24. Costo de KWH comprados por EEMSPS a empresa eléctrica de San Marcos.

25. Venta de energía eléctrica en los primeros meses del año 2008.
26. Costos de mantenimiento y mano de obra de EEMSPS de los primeros 5 meses del 2008.
27. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de enero del 2008.
28. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de febrero del 2008.
29. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de marzo del 2008.
30. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de abril del 2008.
31. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de mayo del 2008.
32. Distribución de las reclamaciones que fueron efectuadas durante el mes de enero y mayo del año 2008.
33. Mapa de calidad sobre la percepción de Interrupciones.
34. Mapa de calidad sobre la percepción de cambios de voltaje.
35. Gráfica de las diferentes etapas para la evaluación de las mediciones.

TABLAS

- I. Población de San Pedro Sacatepéquez por comunidad y sexo.
- II. Energía distribuida por mes en el año 2004.
- III. Energía distribuida por mes en el año 2005.
- IV. Energía distribuida por mes en el año 2006.
- V. Energía distribuida por mes en el año 2007.
- VI. Energía distribuida por mes en el año 2008.
- VII. Usuarios de EEMSPS en el año 2004.
- VIII. Usuarios de EEMSPS en el año 2005.
- IX. Usuarios de EEMSPS en el año 2006.
- X. Usuarios de EEMSPS en el año 2007.
- XI. Usuarios de EEMSPS en el año 2008.
- XII. Compra de KWH al INDE en el año 2008.
- XIII. Costo de los KWH comprados por EEMSPS al INDE.
- XIV. Numero de KW consumidos por encima de la potencia contratada.
- XV. Costo de los KW consumidos por encima de la potencia contratada.
- XVI. Precio total de los KW comprados por la EEMSPS al INDE.

- XVII. Numero de KWH comprados por EEMSPS a empresa eléctrica de San Marcos
- XVIII. Costo de KWH comprados por EEMSPS a empresa eléctrica de San Marcos.
- XIX. Venta de energía eléctrica en los primeros meses del año 2008.
- XX. Costos de mantenimiento y mano de obra de EEMSPS de los primeros 5 meses del 2008
- XXI. Tipos de cruceros utilizados en la red de EEMSPS.
- XXII. Conductores utilizados para distribución en baja tensión y acometidas
- XXIII. Tipos de conductores utilizados en EEMSPS.
- XXIV. Reclamaciones del mes de enero del 2008.
- XXV. Reclamaciones del mes de febrero del 2008.
- XXVI. Reclamaciones del mes de marzo del 2008.
- XXVII. Reclamaciones del mes de abril del 2008.
- XXVIII. Reclamaciones del mes de mayo del 2008.
- XXIX. Resumen de resultados de encuesta de calidad del servicio de distribución final correspondiente al año 2007.
- XXX. Interrupciones del mes de enero a abril del año 2008
- XXXI. Parámetros del FMIK aceptados por la CNEE.
- XXXII. Parámetros del TTIK aceptados por la CNEE.

GLOSARIO

Acometida	Parte del sistema de distribución que une a la empresa suministradora con las instalaciones del usuario.
Alimentador lateral	Línea final- Línea monofásica, sirven de medio de transporte de potencia eléctrica hacia los transformadores de distribución.
Alimentador primario	Es el encargado de llevar la energía eléctrica desde las sub-estaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.
Alimentador principal	-Troncal- Línea trifásica de distribución y sirven de medio de transporte de potencia eléctrica hacia los sub-alimentadores y/o transformadores de distribución.
Alimentador secundario	Es el encargado de distribuir la energía desde los transformadores de distribución hasta el servicio de distribución final.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1000) voltios.
Carga	Es la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Demanda	Es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo
Distribución primaria	Son estructuras, aparatos, dispositivos y conductores que tienen el fin de transmitir, transformar y distribuir potencia eléctrica a media tensión.
Distribución secundaria	Son estructuras, aparatos, dispositivos y conductores que tienen el fin de distribuir potencia eléctrica, directamente, a los consumidores de una red de distribución a baja tensión.
EEMSPS	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, propiedad de la municipalidad.
EGEE	Empresa de Generación de Energía Eléctrica, propiedad del INDE.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica. Es una empresa del INDE dedicada al servicio de transporte de energía eléctrica a todos los agentes del Sistema Nacional Interconectado.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Media Tensión	Nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

Potencia eléctrica	Representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en circuito eléctrico (Watt).
Ramal	Es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión.
Servicio de distribución final	Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la CNEE.
Sistema de la Empresa Eléctrica municipal	Es el conjunto de instalaciones desde 120 voltios hasta tensiones de 13.8 kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.
Sub-alimentador	-Ramal- Línea trifásica o monofásica y sirven de medio de transporte de potencia eléctrica hacia los alimentadores laterales y/o transformadores de distribución.
Troncal	Es el tramo de mayor capacidad del alimentador primario que transmite la energía eléctrica desde la sub-estación de potencia a los ramales.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez (EEMSPS) fue creada por la Municipalidad en 1830, con el objetivo principal de suministrar de energía eléctrica a los habitantes de este municipio que consta actualmente de 19 comunidades. La misma es reconocida por el sector eléctrico como una empresa de distribución de energía eléctrica.

En la actualidad, cuenta con más de 12,700 clientes, en la distribución por áreas se observa que más de 6,700 pertenecen al área urbana representando un 55% de la totalidad de clientes, 6,000 pertenecen al área rural que representa un 45%.

La EEMSPS se encuentra en la fase de transición que toda empresa distribuidora debe pasar: 12 meses en el cual se calculan los indicadores mediante la captura de información por medio de los sistemas de medición y control, para luego remitirlos a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y ver si estos cumplen con las tolerancias que están establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

Es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, y emitir las normas técnicas al sub-sector eléctrico con respecto a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica; normas que la EEMSPS está en proceso de cumplir, ya que el servicio eléctrico de distribución debe prestarse a la población con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final.

Es un objetivo de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 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 y multas, con respecto a los parámetros de calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial, y ya que en la EEMSPS no se cuenta con la estructuración, la definición de procedimientos y los sistemas necesarios para cumplir con estos parámetros específicos, se identifica la problemática de la falta de las bases de datos necesarias para que sean el punto de partida para el cumplimiento de los indicadores o índices de calidad de estos parámetros específicos

OBJETIVOS

GENERALES:

1. Por medio de la presente investigación se lograra definir los conceptos y características necesarias para contar con los criterios para la toma de decisiones para la realización de futuras modificaciones y ampliaciones en la red de distribución de San Pedro Sacatepéquez.
2. La presente investigación ayudara a delimitar, analizar y documentar los distintos factores que afectan a la EEMSPS dentro del préstamo de sus servicios , de esta manera se podrá elaborar un plan para que se lograr el incremento en la calidad de los mismos y así también poder presentar de forma correcta cualquier información que requiera la CNEE.

ESPECÍFICOS:

1. Definir y crear las estructuras, procedimientos y condiciones necesarias para cumplir con los índices de calidad del Servicio Comercial y Técnico.
2. Análisis y definición de Circuitos en la red eléctrica del Municipio de San Pedro Sacatepéquez.
3. Asesoramiento para lograr la estandarización y normalización de la instalación de acometidas eléctricas de baja tensión en base a normas nacionales e internacionales.
4. Diseño de un plan de acción para así poder brindarle calidad en la atención al cliente según lo estipulado en la NTSD.
5. Estructuración del sistema de control e identificación de los Usuarios para así permitirle a la EEMSPS la plena identificación de el mismo, conocimiento del tipo de servicio que este posee (residencial, comercial, industrial e identificación de cualquier otro tipo de carga especial) y su correspondiente estructura tarifaria.

INTRODUCCIÓN

Hoy más que nunca nuestro país necesita ser eficiente en todos los aspectos para poder crecer en una proporción tal, que asegure el futuro de toda la población.

Actualmente vivimos en un mundo donde la competencia internacional, es cada vez más cerrada y donde definitivamente, sólo aquellos países que aprovechan al máximo sus recursos, podrán asegurar a su población un nivel decoroso de vida. Uno de los campos más importantes donde se necesita y se puede ser más eficiente es, sin duda en las redes de distribución de energía eléctrica.

Como se sabe, la red de distribución eléctrica de una ciudad, es el instrumento esencial para generar condiciones de desarrollo y así hacer que el vivir diario sea más seguro y cómodo. El poder cumplir ciertos parámetros o reducir estos a valores por debajo de las normas establecidas es una medida necesaria para así tener una mejora en la prestación del servicio eléctrico. Las pérdidas financieras que resultan de una red de distribución de energía eléctrica deficiente pueden ser cuantiosas, desde el punto de vista de reducción de productividad y que un adecuado diseño de la red de distribución de energía eléctrica ayuda de sobremanera a reducir los apagones, accidentes y fatiga en la misma, haciendo está más rentable y duradera al paso del tiempo.

Sin embargo, hay muchas formas de mantener una red de distribución de energía eléctrica saludable, y es por esto que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha establecido ciertos parámetros que se deben cumplir para el beneficio del usuario final.

El municipio de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, posee aproximadamente 58,000 habitantes; los cuales son surtidos del fluido eléctrico por la Empresa Eléctrica Municipal del municipio, quien cuenta con más de 12,500 usuarios de energía eléctrica, haciendo de suma importancia que la calidad del fluido eléctrico sea alta, ya que de lo contrario se presentan problemas que dañan a usuarios y a equipos eléctricos de estos, causando pérdidas monetarias y no permitiendo el desarrollo del municipio.

Por lo tanto, es de esencial importancia para todos el que se haga uso racional de los recursos con los que cuenta la Empresa Eléctrica Municipal, y estudiar toda posibilidad para mejorar la eficiencia de los diversos procesos que ésta lleva a cabo.

Este informe se limita a tratar un tema de importancia para estos tiempos en esta comunidad que está creciendo constantemente; la finalidad del mismo es ayudar a dar los lineamientos necesarios para poder cumplir con los requisitos que establecen las Normas Técnicas de Servicio de Distribución.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. San Pedro Sacatepéquez, San Marcos

1.1.1. Datos generales del municipio

Al recopilar la información bibliográfica acerca de la fundación del municipio de San Pedro Sacatepéquez, se encuentran varias versiones y fechas que se relacionan con la misma. Por considerarlo de importancia, se transcriben los datos que sobre este acontecimiento escribió el Dr. Rubén Godínez Fuentes, en la Revista de Antología Cultural “Identidad Shecana”, publicada en Diciembre de 2004, en el artículo “Aclarando nuestra historia: el Señor Juan de León y Cardona y su vinculación con la fundación de San Pedro Sacatepéquez, S.M.”:

- En 1533, don Pedro de Alvarado dispuso emprender la conquista de las tierras ocupadas por tribus indígenas cerca de los volcanes Tacaná y Tajumulco y designó al capitán Juan de León y Cardona para que comandara la fuerza expedicionaria que debía realizar tal empresa.
- La autorización de nombrar al poblado como San Pedro Sacatepéquez fue dada el 1 de mayo de 1543, según antiquísimo documento cuyo original conserva la municipalidad de este histórico pueblo.
- Otro: el pueblo lo fundó el conquistador Juan de León y Cardona en 1535, y fue reconocida oficialmente su existencia por el Rey de España, según pergamino enviado con fecha 1 de mayo de 1543.

- “San Pedro Sacatepéquez”. Fundación: 1 de mayo de 1543, por el capitán Juan de León y Cardona.
- En una revista publicada por la municipalidad en 1971: “San Pedro fue fundada en 1525”.

Debido a la diversidad de fechas propuestas para tal fin (la fundación del poblado de San Pedro Sacatepéquez), que discurre en el siglo XVI, en los años de 1525 a 1543, y ante la vinculación directa que se le hace al acontecimiento con el señor Juan de León y Cardona, hay un artículo que versa sobre la llegada de este señor a tierras sampedranas, escrito por J. Armando de Olinque, titulado “La Conquista de San Pedro y la Fundación de San Marcos”, en el cual se relata que la llegada del señor de León y Cardona fue el 14 de abril de 1633, y que era nieto del conquistador de Guatemala, don Pedro de Alvarado, por lo que se concluye en una diferencia notable de tiempo entre la fecha 1 de mayo de 1543, cuando se emitió el pergamino que el Rey Carlos V confirió a los habitantes del pueblo de Sacatepéquez, por haber coadyuvado a la conquista religiosa de la provincia Tecuciclán y Lacandón (Verapaces), y la fecha de arribo del señor Juan de León Cardona, el 14 de abril de 1633.

La acotación final del artículo de Dr. Rubén Godínez se refiere a que en definitiva, la fundación del poblado San Pedro Sacatepéquez, S.M., en definitiva se dio en una fecha próxima e inmediata a la conquista o post-conquista de Guatemala, pues es innegable la influencia de la cultura española en el trazo de la ciudad.

Ubicación geográfica

San Pedro Sacatepéquez, es uno de los 29 municipios que conforman el departamento de San Marcos, situado en la parte Este del departamento en la Región VI o Región Sur-occidental. Se localiza en la latitud 14° 57' 55" y

en la longitud 91° 46' 36"; su altitud es de 2,330 metros sobre el nivel del mar.

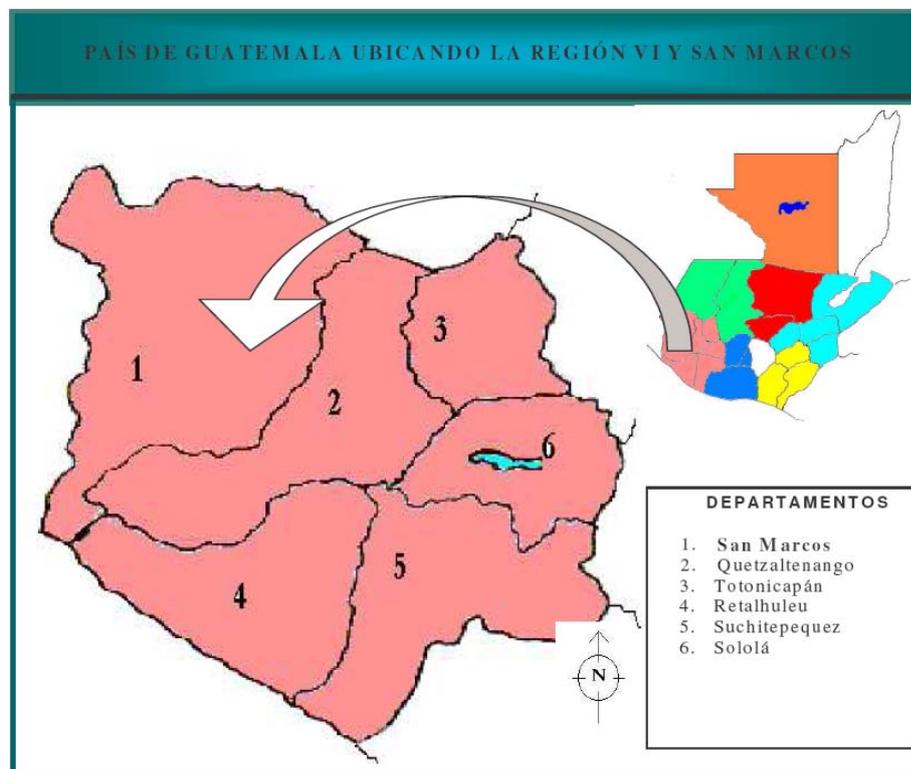
La cabecera municipal de San Pedro Sacatepéquez, se encuentra a una distancia de 2 kilómetros de la cabecera departamental de San Marcos y a 250 kilómetros de la ciudad capital de Guatemala.

La extensión territorial del Municipio de San Pedro Sacatepéquez es de 253 Kms²; y la del área urbana del "Valle de la Esmeralda" es de: 8.7 Km², (según estudios realizados por SEGEPLAN. Noviembre 2,003).

El clima es frío, agradable y favorable para la salud de sus habitantes, posee una franja de tierra cálida de regular extensión que comprende las aldeas de Provincia Chiquita, Corral Grande, Chim y El Tablero, las que colindan con las zonas costeras de San Marcos y Quetzaltenango. El promedio de temperatura es de 18 grados centígrados. Durante el año se marcan dos estaciones:

- La época seca, comprendida entre los meses de noviembre a abril.
- La época lluviosa, comprendida entre los meses de mayo a octubre.

Figura 1. Mapa de Guatemala ubicando la región donde se encuentra San Marcos.



Límites territoriales municipales

El municipio de San Pedro Sacatepéquez tiene las siguientes colindancias:

Al Norte: con el municipio de San Lorenzo del departamento de San Marcos.

Al Sur: con los municipios de: San Cristóbal Cucho, La Reforma y El Tumbador, del departamento de San Marcos.

Al Este: con el municipio de San Antonio Sacatepéquez, del departamento de San Marcos, y los municipios de Palestina de los Altos y San Juan Ostuncalco del departamento de Quetzaltenango.

Al Oeste: con los municipios de Esquipulas Palo Gordo y San Marcos, del departamento de San Marcos.

Las colindancias de la Cabecera Municipal son las siguientes:

Al Norte: con aldeas San Andrés Chápil y La Grandeza, del municipio de San Pedro Sacatepéquez.

Al Sur: con aldea Champollap, del municipio de San Pedro Sacatepéquez.

Al Este: con aldea San Isidro Chamac, del municipio de San Pedro Sacatepéquez.

Al Oeste: con la Cabecera Municipal y Departamental de San Marcos.

Vías de acceso

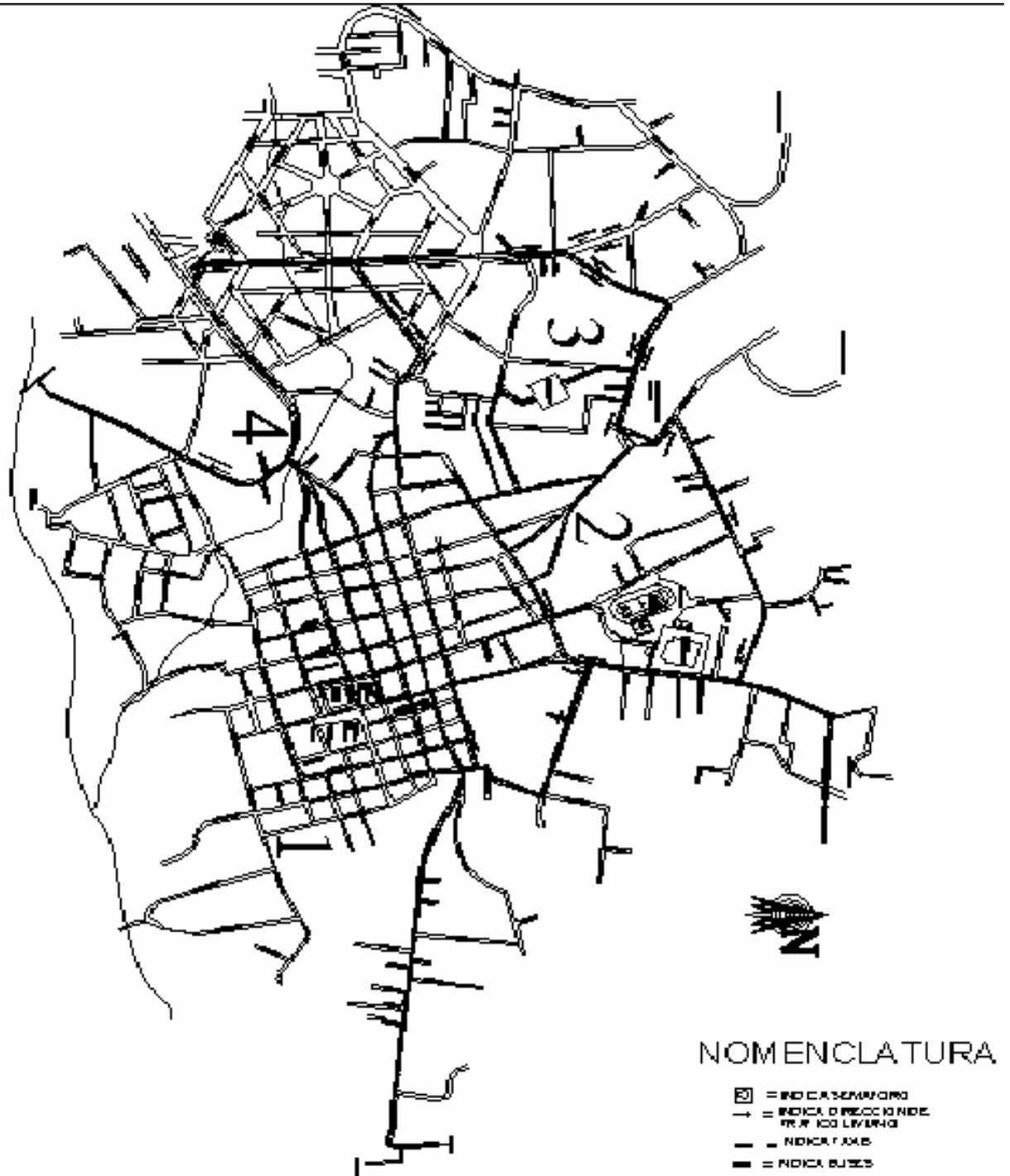
Las principales vías de acceso a San Pedro Sacatepéquez, se describen a continuación:

- De San Pedro Sacatepéquez a Quetzaltenango: “Asfalto tipo C”.
- De San Pedro Sacatepéquez a San Marcos: “Calle pavimentada”.
- De San Pedro Sacatepéquez al Altiplano de San Marcos: “Asfalto tipo D”.

Para llegar a las comunidades, existen vías de acceso tales como: calles, avenidas, accesos, diagonales y caminos de herradura; se encuentran empedradas, son de terracería o balastradas, y comunican a las diferentes zonas, caseríos o parajes que conforman las aldeas, así como a lugares vecinos y aledaños; se encuentran en regulares condiciones y son transitables todo el tiempo, aunque durante la época de invierno presentan serios inconvenientes para los transeúntes y el paso de vehículos se ve interrumpido.

Mapas de vías de acceso a cabecera municipal

Figura 2. Mapa de vías de acceso a San Pedro Sacatepéquez



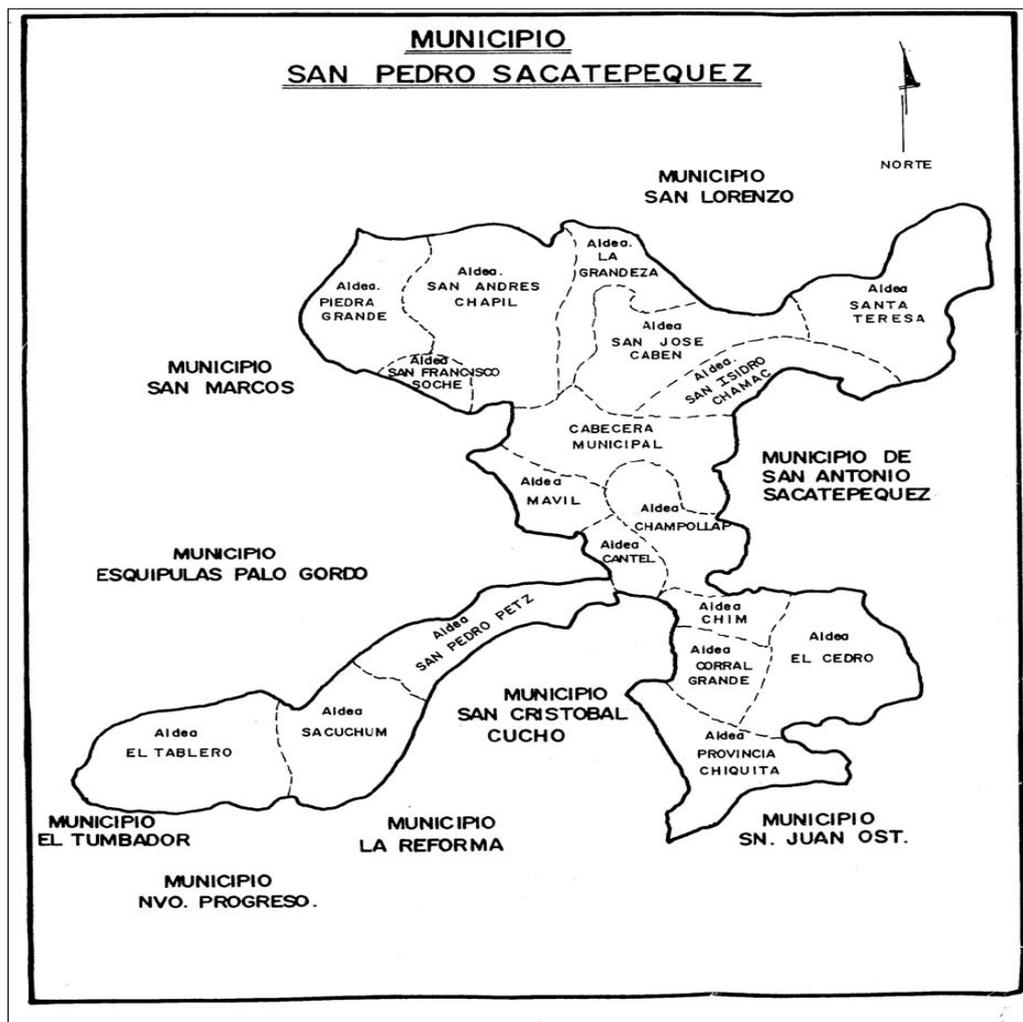
Organización política

De acuerdo a la información proporcionada por el XI Censo de Población y VI de Habitación, del Instituto Nacional de Estadística del año 2,002, el Municipio de San Pedro Sacatepéquez, consta de las siguientes unidades territoriales:

- 1 ciudad
- 17 aldeas
- 83 caseríos

Mapa del municipio

Figura 3. Mapa del municipio de san Pedro Sacatepéquez.



Fuente: Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos

Tabla I. Población de San Pedro Sacatepéquez por comunidad y sexo

POBLACIÓN POR COMUNIDAD Y POR SEXO			
Lugar poblado	Mujeres	Hombres	Total
Cabecera municipal	8,807	7,962	19,769
Cantel	438	468	906
Corral Grande	651	620	1,271
Champollap	1,649	1,617	3,266
Chim	542	576	1,118
El Cedro	1,053	1,003	2,056
El Tablero	111	114	225
La Grandeza	992	992	1,984
Mávil	310	314	624
Piedra Grande	3,205	3,048	6,253
Provincia Chiquita	732	742	1,474
Sacuchúm	1,294	1,221	2,515
San Andrés Chápil	2,195	2,070	4,265
San Isidro Chamac	1,502	1,322	2,824
San José Cáben	1,692	1,639	3,331
San Pedro Petz	1,032	1,022	2,054
Santa Teresa	2,683	2,538	5,221
San Francisco Soche	265	266	531
Población dispersa	634	684	1,318
T O T A L	29,787	28,218	58,005
Fuente: XI Censo de población y VI de Habitación 2,002. Instituto Nacional de Estadística.			

1.2. Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez

1.2.1. Reseña histórica de la empresa eléctrica municipal

A inicios de la tercera década del siglo pasado las ciudades de San Pedro Sacatepéquez y San Marcos se abastecían del fluido eléctrico utilizando una planta de energía eléctrica ubicada sobre el río Nahuatla (en el lugar denominado LA VEGA), cuya capacidad era de 84 Kw. La estructura organizativa de la Empresa Eléctrica estaba integrada por un Comité Administrativo, un gerente, tesorero, maquinista y peones.

A mediados de la década de los 30's surgió la iniciativa por parte del alemán Walter Fox –quien fungía como Gerente- de establecer una segunda planta de energía eléctrica que se situaría más tarde en el lugar llamado LA VEGA. El Gerente Walter Fox se retiró de la empresa dejando inconclusa la instalación de la segunda planta. El comité de administración nombró un nuevo gerente, también de nacionalidad alemana, su nombre era Erwin Bhir y residía en la ciudad de Quetzaltenango; este nuevo gerente se comprometió a instalar la segunda planta que tenía capacidad de 125 Kw. Esta planta se puso en funcionamiento a principios de la Segunda Guerra Mundial, prestaba servicio únicamente en jornada nocturna, abasteciendo a las ciudades de San Pedro Sacatepéquez y San Marcos, aunque no en su totalidad, pues la capacidad de la planta no era suficiente.

Con el objetivo de ampliar la cobertura del servicio se reformó la red de distribución para contar con un servicio, tanto nocturno como diurno en ambas ciudades. Las reformas a la red de distribución permitieron la instalación de cuatro motores eléctricos para nixtamal en San Marcos, más tarde se instalaron otros cuatro motores eléctricos para nixtamal en San Pedro Sacatepéquez. La nueva planta fue asignada para generar la energía de la jornada nocturna y la antigua planta generaba la energía durante el día.

Después de la administración del alemán Erwin Bhir, asumió la gerencia el señor Enrique Gil oriundo de Quetzaltenango, quien duró dos años en el cargo, siendo retirado por el comité de administración y relevado por el señor Rodrigo Miranda González en el año 1954. el señor Miranda laboró en el puesto de gerente, por un lapso de 8 años, pocos años antes de finalizar su gestión administrativa, la Empresa Eléctrica por decisión del comité de administración fue separada; asignando a la ciudad de San Pedro Sacatepéquez las dos plantas generadoras del fluido, por estar ubicadas en terreno sampedrano y a San Marcos se le adjudicaron treinta y cinco mil quetzales (Q. 35,000) que se hallaban depositados en el Banco, para que continuaran los trabajos de la Planta Hidroeléctrica, ubicada en LA CASTALIA, pero ese dinero no le fue suficiente a San Marcos, por lo que el Gobierno completo el gasto de la instalación de la mencionada planta. Mientras se realizaban los arreglos de La Castalia, la Hidroeléctrica sampedrana abasteció a San Marcos durante dos años. La culminación de la Hidroeléctrica de LA CASTALIA significo la ruptura definitiva.

Ambas plantas abastecían al centro comercial sampedrano y cuatro calles principales, el incremento de la demanda obligó a comprar energía eléctrica al Instituto Nacional de Electricidad (INDE), esto alrededor del año 1973.

Las plantas hidroeléctricas ubicadas en LA VEGA dejaron de funcionar el 4 de febrero de 1976, ya que fueron destruidas parcialmente por el terremoto ocurrido en esa fecha, a partir de entonces la Empresa Eléctrica sampedrana dejó de ser un ente generador para ser solo un ente distribuidor de la energía eléctrica, que en ese entonces se adquiría al INDE.

1.2.2. Área de estudio

El área servida por la empresa eléctrica de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos, comprende los siguientes lugares:

Aldeas	Caseríos	Cantones y Parajes
San Andrés Chápil	Ojo de Agua La Laguna Oratorio	El Carmen Esquipulas Ixcá Las Escobas San Lorenzo San Miguel San Martín San Pedrito La Caballería
San Isidro Chamac	Ixhual	
San José Cáben	Los Molinos La Libertad La Democracia Entre Ríos Ixhual 2	
San Pedro Petz	Cruz de Piedra	Ojo de Agua Villa Nueva
Santa Teresa	La Cuchilla Paconché Las Vásquez Piedra Parada	Cerro Grande Las Piedrecitas Paraje Agua Tibia Sector Monterrey Sector Tres Fuentes Sector Los Ramírez Sector Fraternidad
San Francisco Soche		
Fuente: Asambleas comunitarias, Proceso de Planificación Estratégica, Septiembre y Octubre 2004		

Aldeas	Caseríos	Cantones y Parajes
Cantel		Canichel Joya del Porvenir El Plan Ajil
Corral Grande		Buena Vista San Francisco Agua Caliente El Zapote
Champollap	Las Guayabas Nueva Reforma Loma Linda San Rafael	La Industria El Tesoro Las Flores Vista Hermosa La Libertad
Chim	San Francisco El Chichicaste San Vicente Esquipulas	Los Bravo La Ciénaga
El Cedro	San Miguel Las Flores Bella Vista El Tizate	Alta Vista San Rafael La Comunidad I
El Tablero		Agua Caliente
La Grandeza	Ixcá Cruz Verde	Carolina
Mávil	Agua Tibia	Kusinché
Piedra Grande	Ojo de Agua San Juan del Pozo	Santa Rita I Santa Rita II Los Coyotes Agua Bendita La Michada La Providencia
Provincia Chiquita	Alta Vista Los Juárez El Platanillo Santa Teresa	López El Zarco
Sacuchúm	Ciprés Grande El Boquerón Palencia	Villa El Progreso

Fuente: Asambleas comunitarias, Proceso de Planificación Estratégica, Septiembre y Octubre 2004

1.2.2.1. Condiciones generales

El Estado de Guatemala, por medio de la Ley General de Electricidad, según Decreto 93-96 del Congreso de la República promulgada el 15 de noviembre de 1996, la cual fue emitida conjuntamente con su reglamento específico, optimiza el crecimiento del subsector eléctrico y crea los marcos legales para formar empresas de:

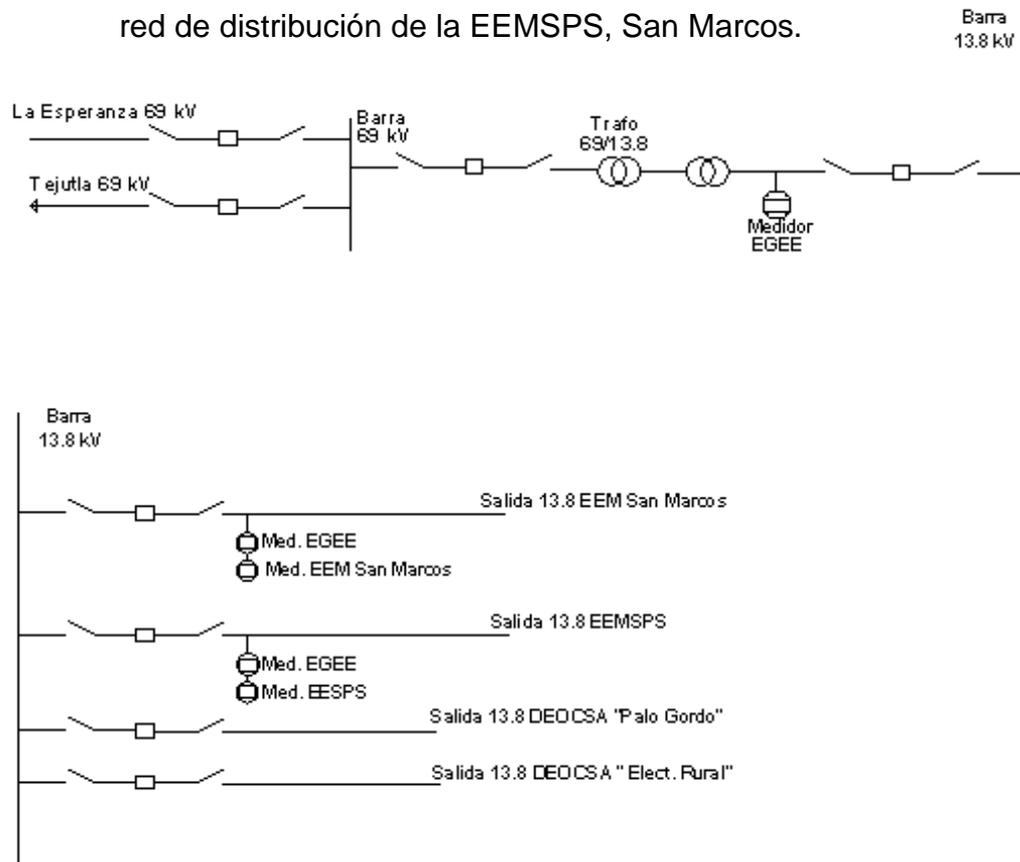
- Generación
- Transmisión
- Distribución

Ante tal circunstancia, la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, departamento de San Marcos tiene a su cargo la Empresa Eléctrica Municipal, que para su funcionamiento, utiliza bienes de dominio público en condición de prestar el suministro de energía eléctrica a la población, mediante redes de distribución, habiendo presentado la información de la persona jurídica, la información legal y técnica de la empresa, en cumplimiento del Artículo 4 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En la información técnica se define el listado de poblaciones donde se presta actualmente el servicio de energía eléctrica.

Como parte de la organización del sector eléctrico, la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro, es el propietario de las instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica en su jurisdicción. Depende de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica, EGEE, como agente generador, el cual garantiza el requerimiento total de potencia y energía; de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE, como agente transportista, teniendo a cargo la subestación Champollap ubicada en esta jurisdicción municipal. En la actualidad el servicio proporcionado a la zona autorizada consta de distribución primaria cuyo fin es seguir transmitiendo con líneas trifásicas de 13.8 kV y monofásicas de 7.62 kV y

transformando de 13.8 kV estrella con neutro aterrizado o 7.62 kV a la tensión de distribución secundaria nominal de 120/240 V. Este sistema está formado por líneas y redes de distribución primaria, dispuestos en forma radial teniendo como punto de inicio, la subestación de 69/13.8 kV. 10 MVA ubicada en la aldea Champollap. Comprende dos alimentadores principales, estos están formados por líneas trifásicas que parten en forma radial a 50 metros de la subestación Champollap y sirven de medio de transporte de potencia eléctrica hacia los subalimentadores y/o hacia los transformadores de distribución. Los subalimentadores constan de líneas trifásicas o monofásicas que parten en forma radial de un alimentador principal, que conducen la energía hacia los transformadores de distribución. En la siguiente figura se observa el unifilar simplificado del sistema que abastece la red de distribución y la forma en que es conformada.

Figura. 4 Representación del Sistema de transporte e interconexión con la red de distribución de la EEMSPS, San Marcos.



2. PRESENTACIÓN GENERAL DEL PROBLEMA

2.1. Introducción

La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez del departamento de San Marcos, presta el servicio municipal de electricidad, a través de la compra de energía en bloque al INDE para luego venderla a los suscriptores a costo razonable. Se relaciona la calidad que tiene el flujo de energía eléctrica con el desarrollo económico, social y cultural de los 58,005 sampedranos, por ello se exponen los parámetros de calidad que la Empresa Eléctrica Municipal debe de cumplir como lo son: *La calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial* ya que estos están establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en las Normas Técnicas de Servicio de Distribución NTSD.

El problema principal que posee la Empresa Eléctrica es el incumplimiento de las normas que supervisa la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, esto produce llamadas de atención o sanciones dentro del marco legal. Asimismo para los usuarios puede causar daños al equipo eléctrico y por lo tanto se dan pérdidas económicas. El Índice de Interrupción Media Por Usuario y el Índice de Tiempo Promedio de Interrupción se incrementan, dando un mayor rango del tiempo en el cual los usuarios no pudieron ser abastecidos con el servicio.

Se puede observar también la falta de preparación de personal esto representa un grave conflicto ya que son los técnicos electricistas quienes tienen a su cargo la instalación y mantenimiento del equipo que distribuye el servicio eléctrico, ejecutan proyectos eléctricos, instalan transformadores, tienen a su cargo la instalación de nuevos servicios, revisión de líneas, instalación de diversos accesorios, cortar y restablecer el servicio al usuario. Por la importancia de las tareas a ejecutadas de los mismos es necesario una capacitación adecuada para que el servicios que se provee sea de una

calidad aceptada por las normas establecidas en la ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El conocimiento de su propia red de electricidad es deficiente, lo cual afecta el servicio y la calidad con la cual se da el mismo. Esto se refleja en el desconocimiento de un dato real de lo KVA que están instalados en la red eléctricas, la ignorancia de los transformadores que están sobre cargados o el porcentaje de carga ociosa que algunos puedan tener, no están consientes de las líneas de transmisión que están sobre cargadas o subdimensionadas, haciendo más difícil el saber que sectores necesitan mayor atención. El resultado de no elaborar un cambio a mediano plazo de lo anterior es la pérdida en el sistema eléctrico incrementando el costo monetario, como también el incremento de cortos del suministro de energía constantemente y deterioro acelerado de las líneas.

La prevención de los problemas en la red eléctrica por el momento no es un punto fuerte de la EEMSPS, ya que su esfuerzo se centra en la corrección de los errores que hay en la red eléctrica.

En este momento se encuentran cambiando líneas de distribución en tramos que aun ya han sido establecidos y la corrección de desbalance de carga en líneas trifásicas pero estos tampoco están delimitados. El único cambio que se ha hecho en la línea ha sido el cambio del cable de cobre número 2 a cable de aluminio 1/0 haciendo falta un análisis completo de la red para poder mejorarla y así anticipar los problemas que esta pueda presentar.

Dentro de la logística de la EEMSPS el almacenamiento de información no es funcional ya que la falta de un programa común para compartir la información que poseen retrasa la comunicación entre los diferentes departamentos de la empresa y por lo consiguiente retrasa la solución de los problemas que se puedan presentar.

2.2. Estructura administrativa empresa eléctrica municipal

2.2.1. Representación de la división de funciones

Nivel estratégico

La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, está conformada por órganos de dirección, administración y control, ellos son:

- EL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN
- GERENCIA GENERAL
- AUDITORÍA INTERNA

Consejo de administración

Es el órgano y autoridad suprema de la EEMSPS y le corresponde la Dirección General de la misma.

De acuerdo con el Reglamento Orgánico de la Empresa, los deberes y atribuciones del Consejo de Administración son:

- a) Determinar el régimen administrativo de la Empresa y dar instrucciones al gerente general para la ejecución de sus resoluciones.
- b) Dicta las medidas de administración superior;
- c) Acordar la política financiera y de inversión de la EEMSPS.
- d) Designar y nombrar al gerente general y otra clase de gerentes, así como apoderados, fijándoles sus facultades y remuneración pudiendo removerlos o trasladarlos.
- e) Emitir y aprobar los reglamentos internos de la EEMSPS;
- f) Establecer y suplir agencias y/u oficinas.
- g) Elaborar y someter al Consejo Municipal para su aprobación el proyecto de presupuesto anual de ingresos y egresos de la EEMSPS;

- h) Conocer los estados de cuenta y balances de la EEMSPS e informes de auditoría y velar porque se cumplan las recomendaciones de esta última
- i) Aprobar los proyectos de tarifas del servicio de energía eléctrica con base a los respectivos estudios técnicos y ajustados razonablemente a las necesidades de la comunidad;
- j) Autorizar las erogaciones de la EEMSPS cuando le competa y de conformidad con la ley de contrataciones del Estado;
- k) Proponer al Consejo Municipal la venta, arrendamiento, pignoración, enajenación, permuta, hipoteca de toda clase de bienes de la EEMSPS;
- l) Aprobar los proyectos de convenios que no impliquen erogaciones del erario de la EEMSPS o el patrimonio de la misma;
- m) Obtener préstamos o empréstitos con o sin garantías, disponer de toda clase de operaciones bancarias o comerciales que impliquen responsabilidad económica de la EEMSPS; siempre previa consideración de la Corporación Municipal.
- n) Ejercer todas las atribuciones que le corresponden por mandato de ley;
- o) Crear o contratar cuerpos técnicos de asesoramiento para la mayor eficiencia de la EEMSPS;
- p) Mejorar en lo posible los procedimientos de selección de personal;
- q) Luchar con esfuerzo para crear un flujo constante de nuevos miembros de la EEMSPS con capacidad de liderazgo para evitar que esta se paralice;
- r) Promover los medios necesarios para dar a los miembros del Concejo de Administración una clara orientación de su trabajo y entrenamiento apropiado, para asegurarse que cada miembro tenga claro los objetivos de electrificación rural y este convencido de la necesidad de lograrlo;
- s) Los esfuerzos principales del Concejo están orientados a tratar con aspectos básicos que relacionan a la EEMSPS con la comunidad;

- t) Procurar por todos los medios posibles brindar por medio de la EEMSPS, servicio de primera calidad;
- u) Trabajar para resolver los problemas de su comunidad y luchar por ejercer alguna influencia en las decisiones que se les asignan;
- v) Desempeñar las comisiones que se les asigna;
- w) Deben atender las relaciones con las autoridades superiores estatales y municipales, a fin de coordinar las funciones de la EEMSPS con los planes del desarrollo;
- x) Fijar el monto de dietas, emolumentos y asignaciones; de acuerdo a la capacidad económica de la EEMSPS.
- y) Buscar la utilización de fuentes que produzcan generación de energía eléctrica, que permita el suministro de la misma, al menor costo.

Gerencia general

El gerente general es el órgano ejecutivo superior de la EEMSPS. El cargo es personal, revocable y temporal, teniendo dentro de sus atribuciones las siguientes:

- a) Tener a su cargo la administración ordinaria de la EEMSPS, de acuerdo con las instrucciones que el gire el Consejo de Administración.
- b) Ser el ejecutor de las decisiones del consejo;
- c) Ser el jefe inmediato del personal de la EEMSPS;
- d) Impulsar y coordinar todas las actividades administrativas de la EEMSPS.
- e) Tramitar y resolver los asuntos de su competencia;
- f) Nombrar al personal supernumerario y de emergencia, atendiendo instrucciones previas de la corporación municipal y que tales nombramientos serán ratificados por este último.
- g) Emitir órdenes, circulares e instructivos para el buen funcionamiento de la EEMSPS;

- h) Dirigir correspondencia, firmar cheques en la forma dispuesta por el Consejo Municipal y demás documentos de crédito debidamente autorizados.
- i) Con su nombramiento tiene capacidad de representar a la Empresa en aquellos actos que sean del giro ordinario de la misma;
- j) Asegurar la calidad del servicio que se presta a los usuarios.
- k) Ejercerá el control directo sobre la erogación de fondos;
- l) Asegurar que la contabilidad refleje fielmente las finanzas de la EEMSPS;
- m) Crear y mantener el canal abierto de comunicación con los usuarios y con los comités que pudieran surgir entre ellos;
- n) Estar activamente involucrado y brindando apoyo a organizaciones similares cuyos objetivos sean el desarrollo de la electrificación rural;
- o) Mantener el dialogo con personas e instituciones cuyas decisiones afecten directamente a la EEMSPS y a sus usuarios.
- p) Desarrollar planes de corto y mediano plazo para la EEMSPS que tiendan a fortalecer el papel de la misma en cuanto a sus funciones de ofrecer buenos servicios a los usuarios, aumentar el número de los usuarios y asegurar los fondos, para el buen funcionamiento de la EEMSPS, los cuales serán avalados por el Consejo de Administración.
- q) Hacer arreglos necesarios para lograr la participación en programas de entrenamiento para los miembros del consejo de administración y personal de la EEMSPS.
- r) Desarrollar y participar en la realización de estudios diseñados para reducir las pérdidas del sistema, mejorar la seguridad de monitoreo, consumo y mejorar la confiabilidad del sistema;
- s) Realizar las diligencias para adquirir los materiales e insumos y negociar contratos con instituciones de servicio;
- t) Distribuir información valiosa entre los usuarios en relación a la operación de la EEMSPS y usos eficientes de la energía eléctrica.

- u) Desarrollar en lo posible, todas aquellas fuentes de energía factibles y potencialmente económicas y tratar de lograr interconexiones en su red, cuando sea posible;
- v) Elaborar el presupuesto e informe financiero y contable, en unión al tesorero de la EEMSPS.
- w) En general , cualquier atribución que le establezca el consejo de administración;
- x) Rendir a la municipalidad, cualquier información que le sea requerida y en forma inmediata, de acuerdo con la intención de lo requerido.

Auditoría interna

Sus atribuciones son:

- a) Fiscalizar internamente todo el movimiento económico y procedimientos administrativos de la EEMSPS, sin perjuicio de la fiscalización que corresponda a la Contraloría de Cuentas.
- b) Rendir oportunamente al Concejo de Administración los informes técnicos respectivos;
- c) Hacer las recomendaciones necesarias para la buena marcha de la Administración de la EEMSPS.
- d) Velar porque se cumplan las recomendaciones que se hagan;
- e) Ejercer las atribuciones que le sean propias a su función.

Nivel funcional

Secretaria de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez

- a) Funciones dentro del consejo de administración:
 - Suscribir actas
 - Transcribir acuerdos
 - Realizar notas

b) Funciones como secretaria de la EEMSPS:

- Hacer presupuestos
- Pedir cotizaciones
- Hacer notas
- Redactar actas
- Hacer acuerdos laborales
- Recibir correspondencia
- Atender el teléfono
- Atender personas
- Tomar dictado

Tesorero (funciones)

- Controlar el presupuesto de ingresos y egresos
- Efectuar pagos de facturas.
- Efectuar pagos de nominas de sueldos (personal presupuestado y supernumerario)
- Llevar control de las tarjetas de responsabilidad
- Preparar inventarios, diario, estados financieros, llevar las cuentas corrientes de los bancos
- Hacer las conciliaciones
- Emitir cheques para los pagos.
- Otras atribuciones de su cargo

Nivel operativo

Personal Técnico (funciones)

- Realizar trabajos en el área rural, en el banco de transformación
- Instalar contadores residenciales e industriales
- Planificar y ejecutar proyectos de redes de distribución

Informática

Esta sección efectúa las labores siguientes:

- Ingresar las lecturas en la base de datos
- Elaborar el reporte de inconsistencias
- Facturación
- Repartición de recibos (a lectores)
- Limpiar archivos
- Elaborar conocimientos de la recopilación y entrega de datos.

Receptoría (funciones)

- Efectuar la recepción de fondos por cualquier servicio prestado por la empresa
- Elaborar las papelerías de nuevos servicios
- Realizar el corte de caja

Almacén (funciones)

- Ingresar materiales eléctricos
- Ingresar herramientas
- Registrar los ingresos en el libro correspondiente
- Egresar los materiales y herramientas
- Ingresar los mediadores eléctricos para servicios nuevos y en uso
- Chequeo de medidores

Departamento de Lectores (funciones)

- Traer las lecturas por consumo de energía eléctrica
- Facturar el consumo
- Entregar las facturas

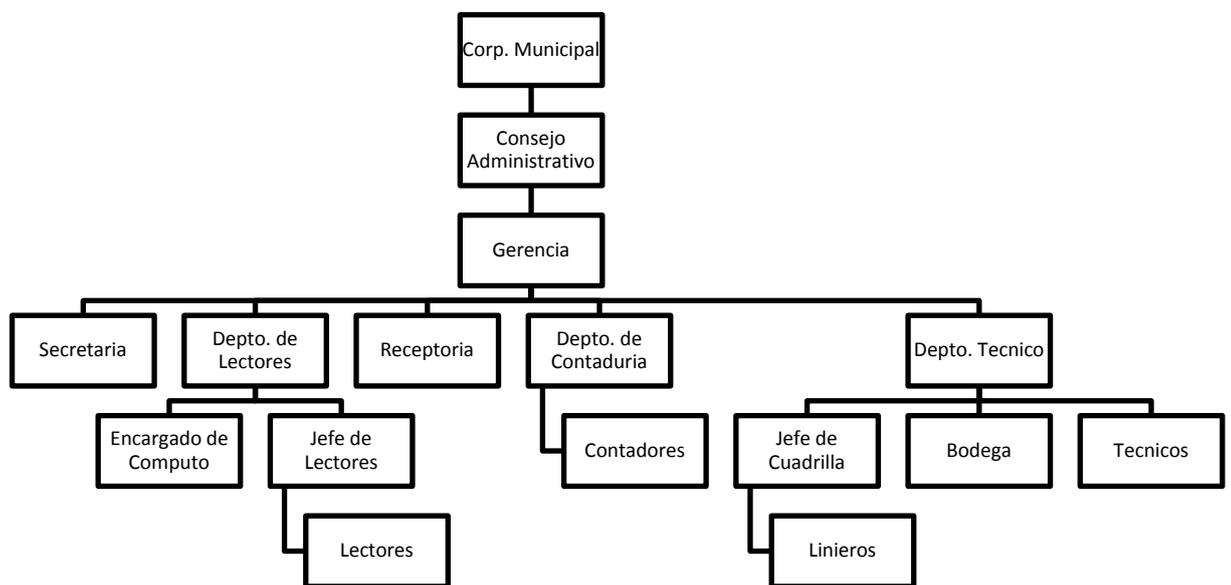
Autoridad en la empresa eléctrica municipal

La autoridad dentro de la EEMSPS es de carácter lineal y presenta las siguientes características:

- Se presenta una relación de mando directo entre el gerente y sus subordinados

La cadena de mando va desde el puesto superior hasta el menos importante, a través de distintos niveles.

Figura 5. Organigrama de la EEMSPS



Fuente: EEMSPS

2.3. Comportamiento histórico de la demanda

La demanda del sistema de la Empresa Eléctrica Municipal es la sumatoria de las cargas y las pérdidas de potencia en las terminales receptoras tomada en un determinado intervalo de tiempo. Dentro de las variables eléctricas medidas están la demanda de energía utilizada por mes en Kwh del sistema, datos que se encuentran en las mediciones efectuadas por la empresa con motivo de cobro de energía eléctrica; expuesta en este trabajo en la siguiente tabla y respectivas graficas.

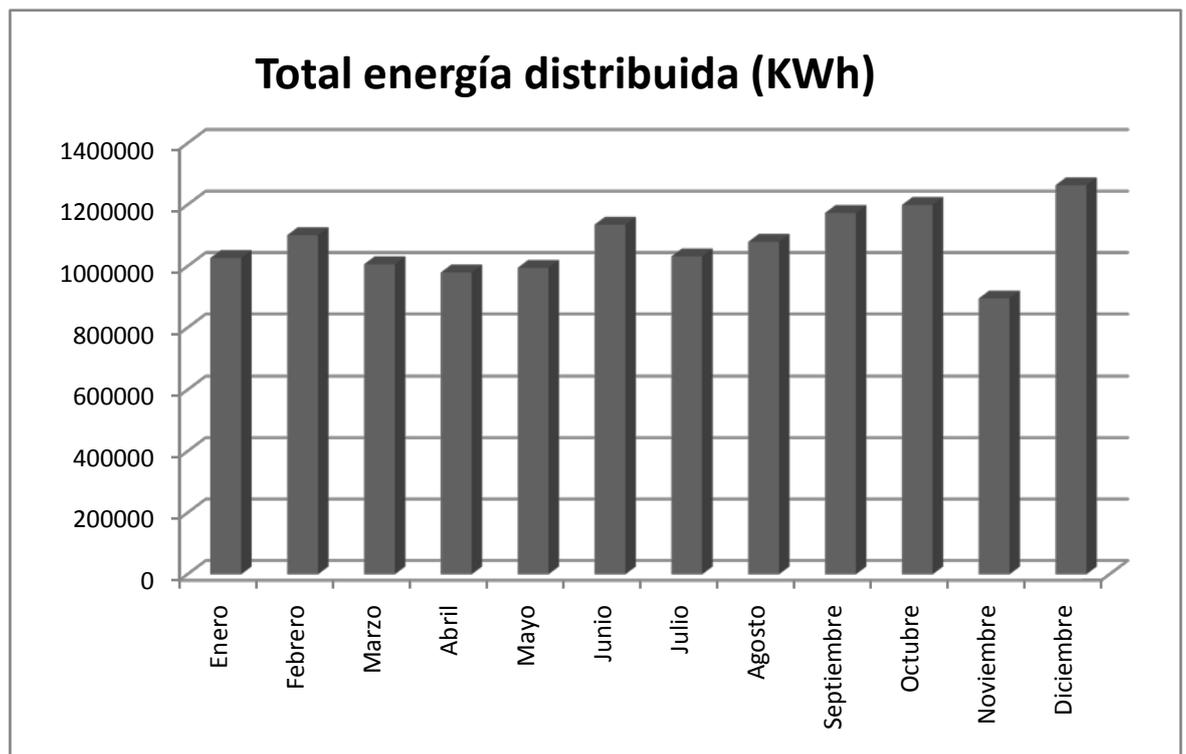
Consumo del año 2004

Tabla II. Energía distribuida por mes en el año 2004

Mes	Total Energía distribuida (Kwh)
Enero	1027224
Febrero	1101209
Marzo	1006373
Abril	980006
Mayo	995066
Junio	1135357
Julio	1032312
Agosto	1079288
Septiembre	1173503
Octubre	1199342
Noviembre	895142
Diciembre	1263653

Fuente: EEMSPS;

Figura 6. Energía distribuida por mes en el año 2004



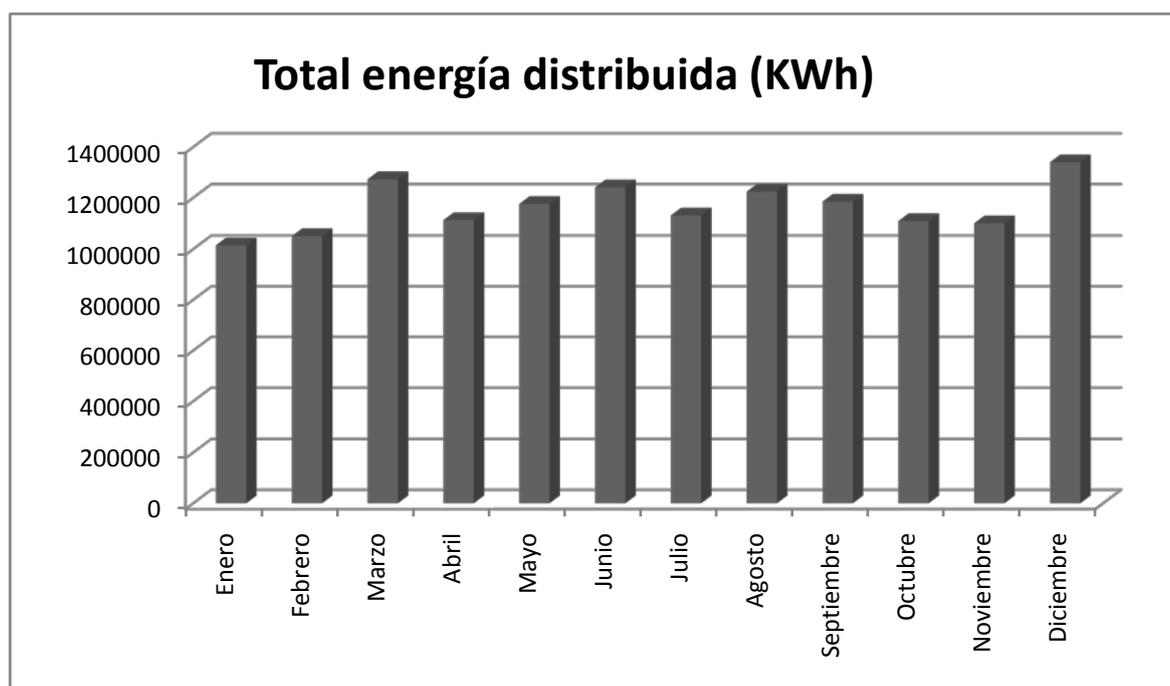
Consumo del año 2005

Tabla III. Energía distribuida por mes en el año 2005

Mes	Total Energía distribuida (KWh)
Enero	1015020
Febrero	1050904
Marzo	1272745
Abril	1111581
Mayo	1175286
Junio	1240979
Julio	1130339
Agosto	1223949
Septiembre	1184581
Octubre	1107873
Noviembre	1099000
Diciembre	1339891

Fuente: EEMSPS;

Figura 7. Energía distribuida por mes en el año 2005



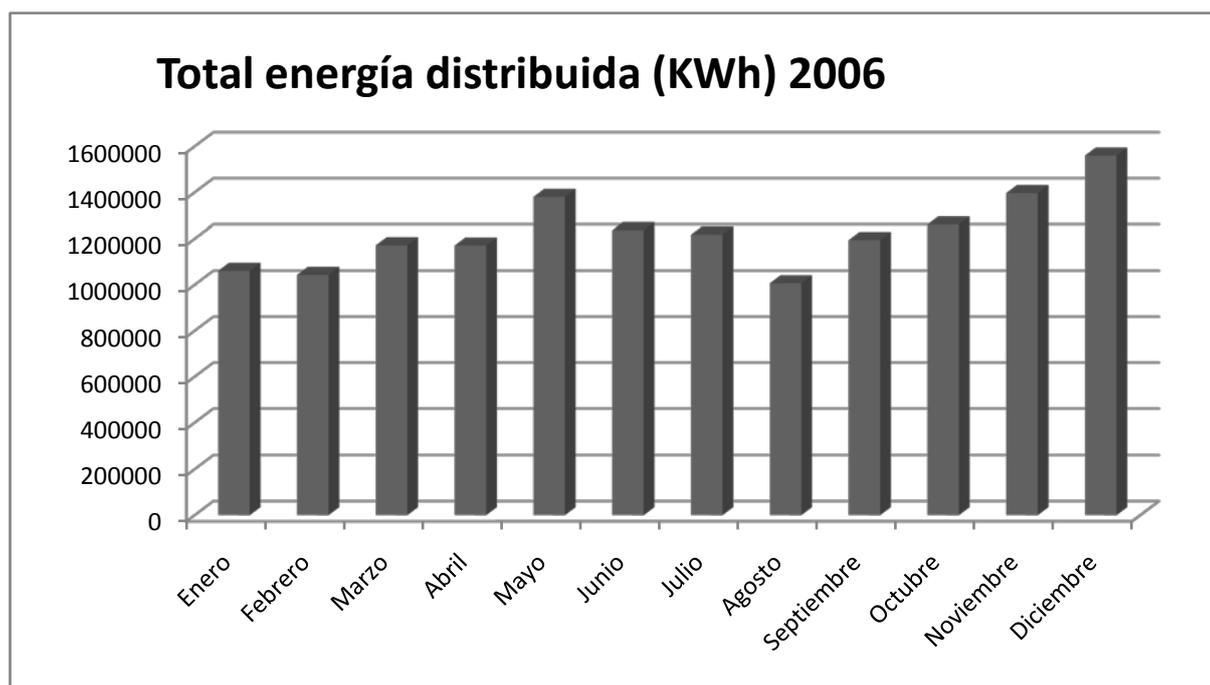
Consumo del año 2006

Tabla IV. Energía distribuida por mes en el año 2006.

Mes	Total Energía distribuida (KWh) 2006
Enero	1060838
Febrero	1043437
Marzo	1171939
Abril	1170856
Mayo	1380011
Junio	1236792
Julio	1217959
Agosto	1006753
Septiembre	1194237
Octubre	1260793
Noviembre	1396911
Diciembre	1560130

Fuente: EEMSPS;

Figura 8. Energía distribuida por mes en el año 2006



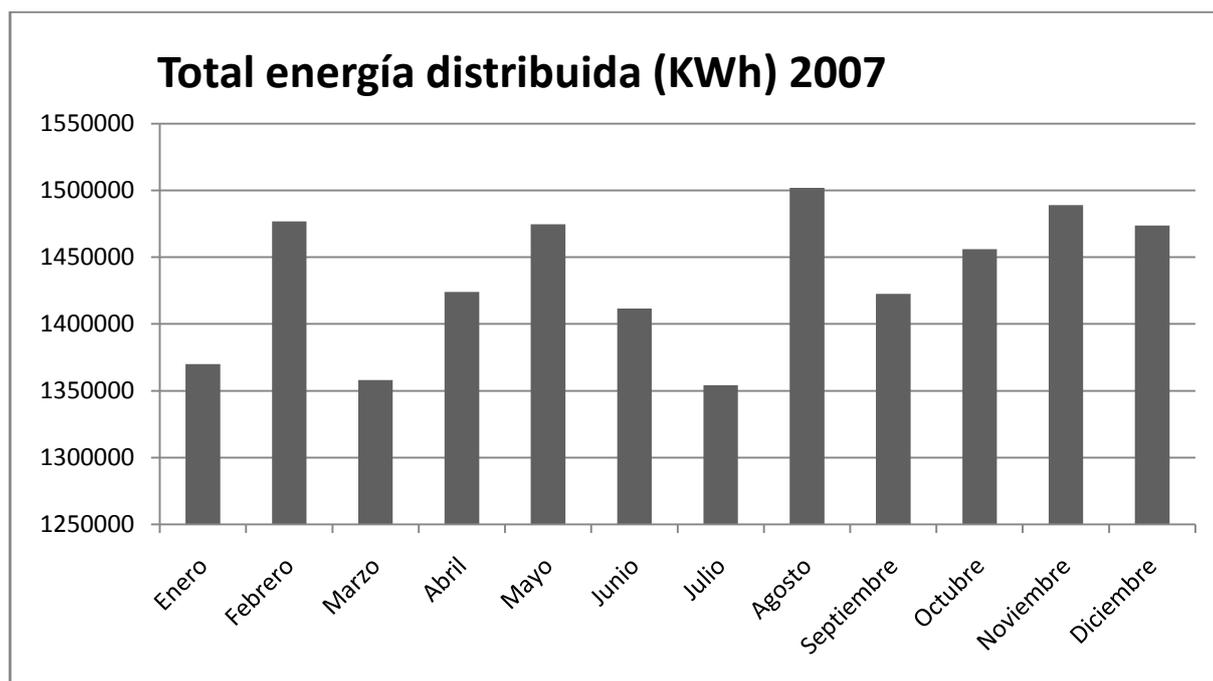
Consumo del año 2007

Tabla V. Energía distribuida por mes en el año 2007.

Mes	Total Energía distribuida (KWh) 2007
Enero	1370076
Febrero	1476967
Marzo	1358101
Abril	1424133
Mayo	1474594
Junio	1411536
Julio	1354141
Agosto	1501926
Septiembre	1422602
Octubre	1456087
Noviembre	1488984
Diciembre	1473782

Fuente: EEMSPS;

Figura 9. Energía distribuida por mes en el año 2007



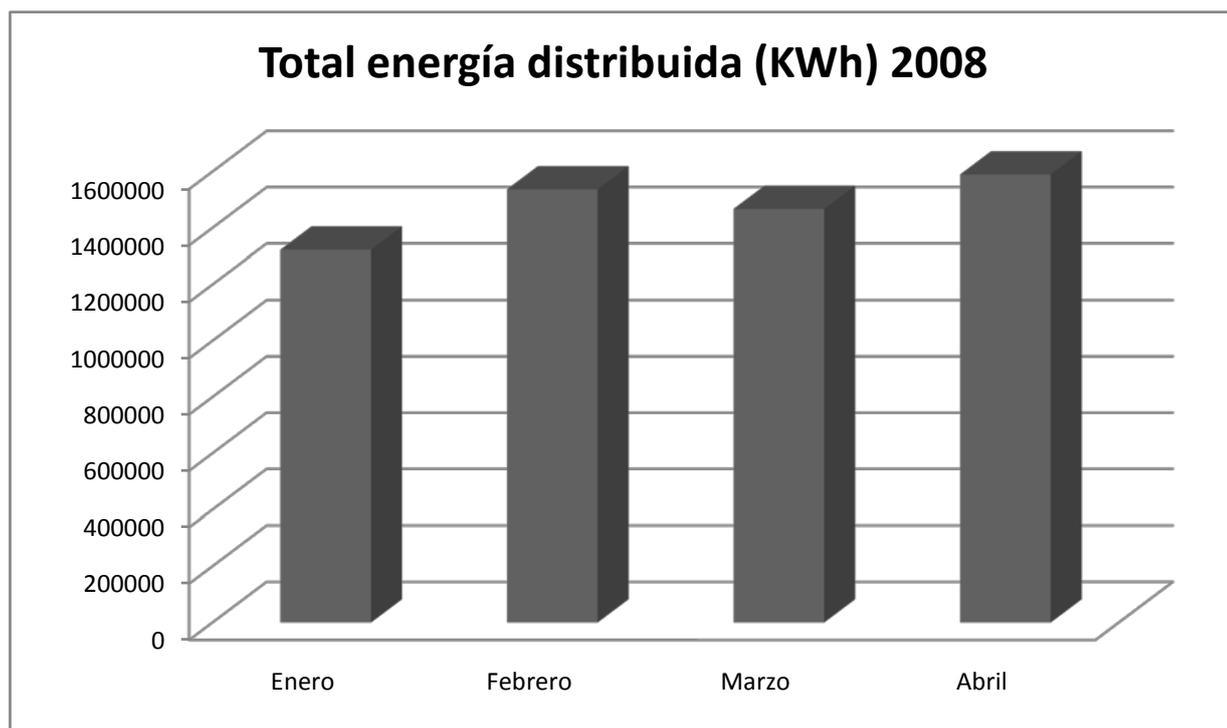
Consumo del año 2008

Tabla VI. Energía distribuida por mes en el año 2008

Mes	Total Energía distribuida (KWh) 2008
Enero	1322345
Febrero	1536830
Marzo	1467177
Abril	1589748

Fuente: EEMSPS;

Figura 10. Energía distribuida por mes en el año 2008

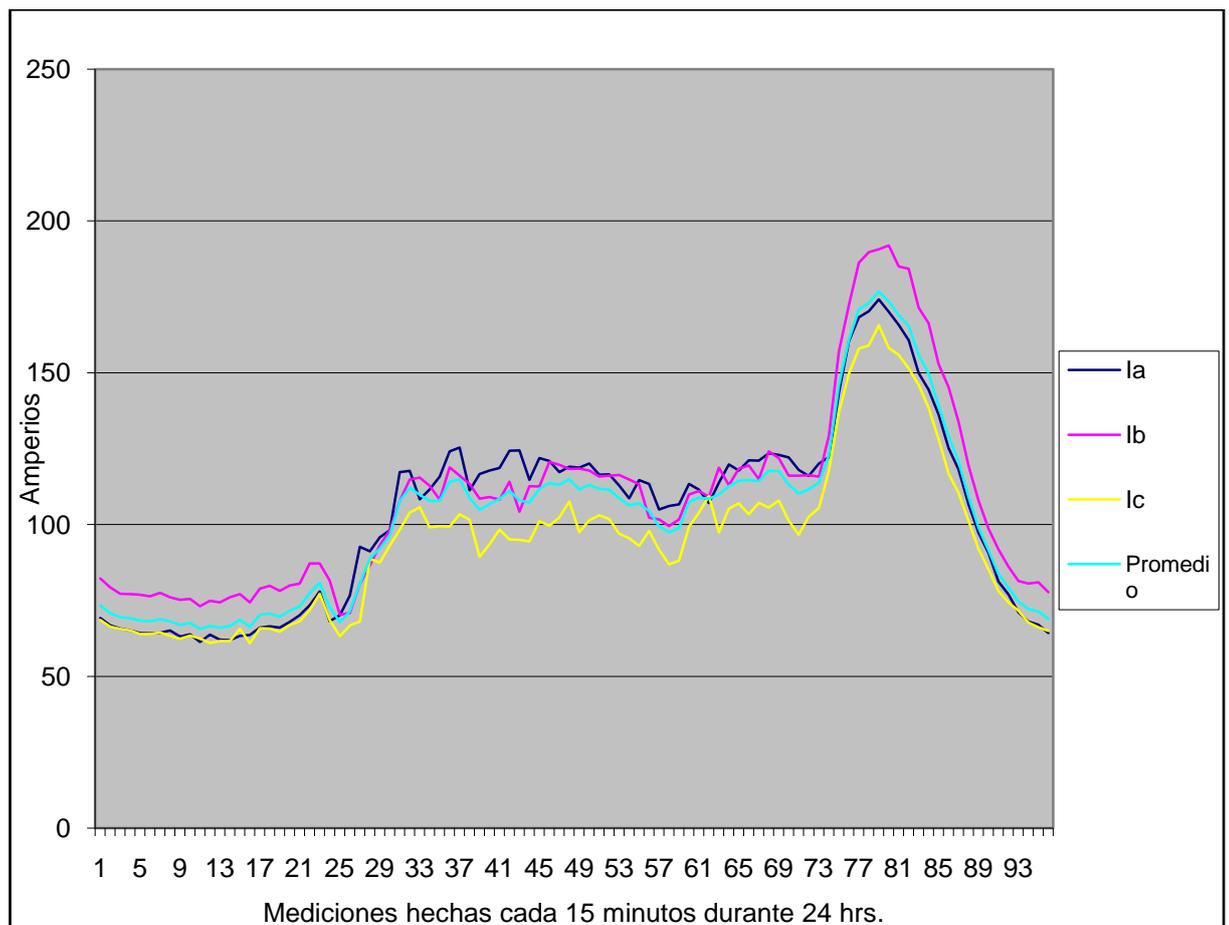


El crecimiento de la población y la capacidad de poder satisfacer sus necesidades hace que el uso de la energía eléctrica sea más común, habiendo un aumento de suscriptores, lo cual hace que la energía adquirida en bloque varié en proporción al crecimiento del consumo tal y como se puede apreciar en las gráficas anteriores.

La época del año es otro componente involucrado en la variación del consumo, encontrando que diciembre es el mes donde se consume más energía eléctrica y donde se consume menos energía tiende a ser en los primeros 3 meses del año.

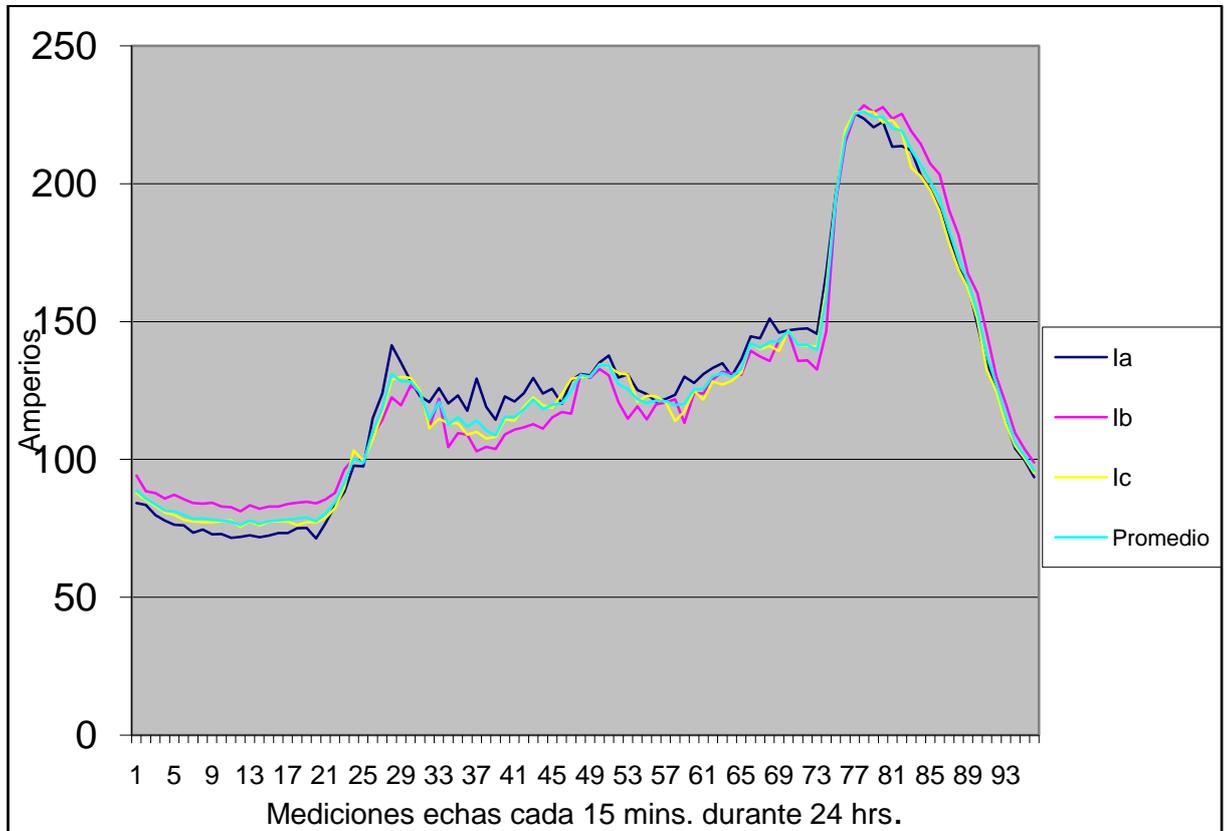
Como se puede visualizar en las siguientes graficas el crecimiento que ha tenido la demanda en el periodo que corresponde de agosto del año 2006 a marzo del 2008 se incremento a razón de un 18.421% lo cual hace ver la importancia de la calidad que posea la energía eléctrica para que así ésta sea beneficiosa para el consumidor final y no produzca daños en los equipos que este posea.

Figura 11. **Diagrama de corrientes** (20 de agosto del 2006)



Fuente: EEMSPS;

Figura 12. **Diagrama de corrientes** (26 de marzo del 2008)



En mediciones que se hacen mensualmente con un intervalo de tiempo de 15 minutos se puede saber que la hora en donde ocurre el pico de demanda de energía eléctrica queda entre las 18:00 y 21:30 horas siendo por el contrario desde la 1:00 hasta las 6:00 horas que es donde se consume la menor cantidad de energía eléctrica durante el día.

También se puede visualizar en las gráficas anteriores que el desbalance que existía entre fases hace un tiempo atrás se ha ido corrigiendo poco a poco con el paso del tiempo y con ciertos cambios que se le han ido haciendo a las líneas de distribución primarias y secundarias.

2.3.1. Consumo de energía eléctrica

Es el proceso final de la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, cuyos clientes o usuarios de este servicio, hacen que el sistema de potencia en su totalidad genere ganancias económicas a las empresas destinadas a la distribución final.

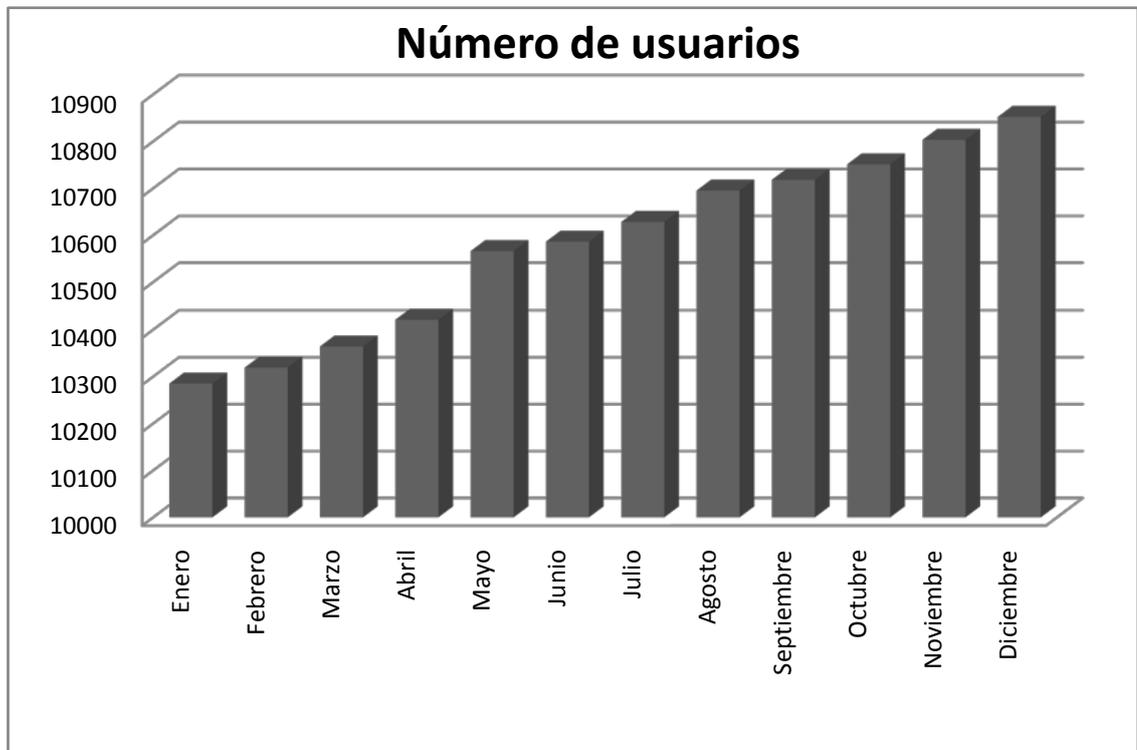
Tabla VII. Usuarios de EEMSPS en el año 2004.

Usuarios 2004

Mes	Número de usuarios
Enero	10285
Febrero	10319
Marzo	10364
Abril	10421
Mayo	10566
Junio	10586
Julio	10628
Agosto	10695
Septiembre	10718
Octubre	10751
Noviembre	10803
Diciembre	10852

Fuente: EEMSPS;

Figura 13. Usuarios de EEMSPS por mes en el año 2004



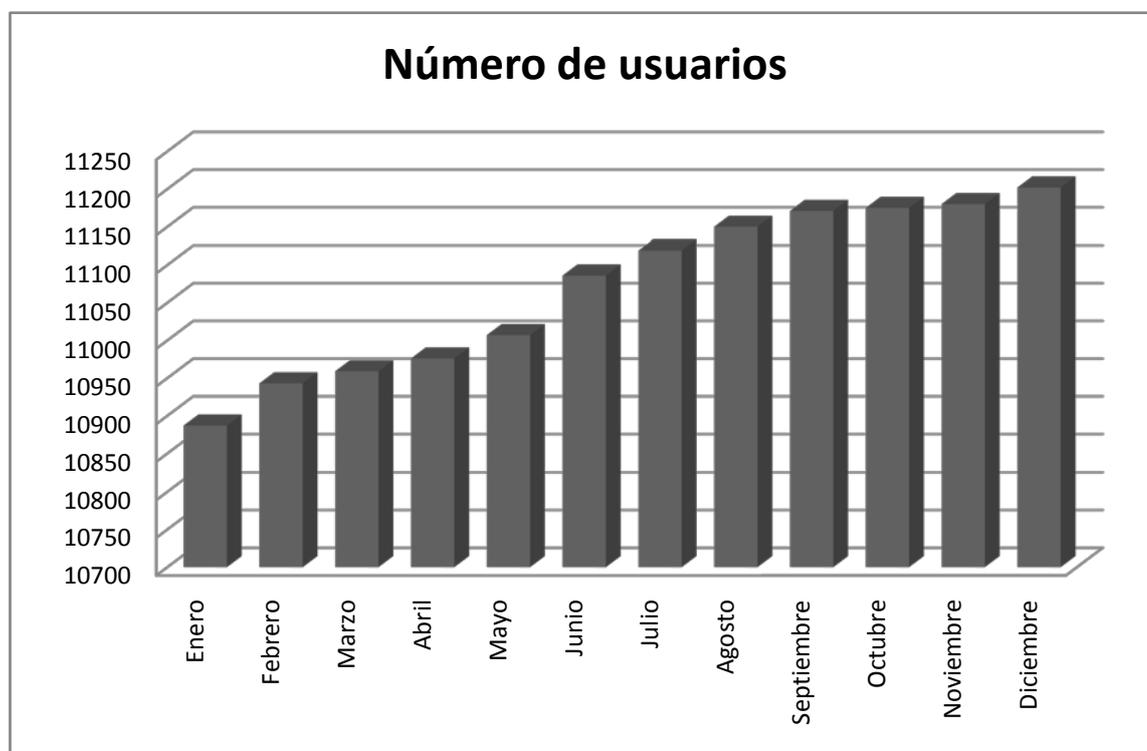
Usuarios 2005

Tabla VIII. Usuarios de EEMSPS en el año 2005

Mes	Número de usuarios
Enero	10887
Febrero	10943
Marzo	10959
Abril	10976
Mayo	11007
Junio	11086
Julio	11119
Agosto	11150
Septiembre	11171
Octubre	11175
Noviembre	11180
Diciembre	11202

Fuente: EEMSPS;

Figura 14. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2005



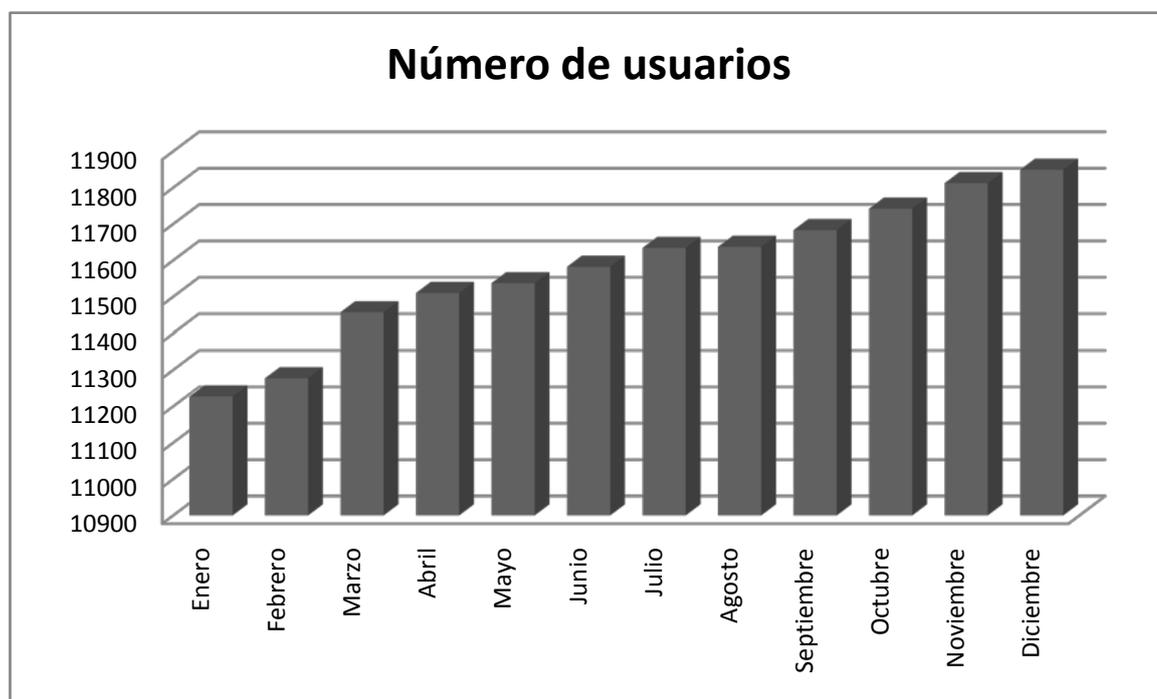
Usuarios 2006

Tabla IX. Usuarios de EEMSPS en el año 2006

Mes	Número de usuarios
Enero	11227
Febrero	11277
Marzo	11457
Abril	11510
Mayo	11537
Junio	11582
Julio	11634
Agosto	11637
Septiembre	11683
Octubre	11742
Noviembre	11812
Diciembre	11849

Fuente: EEMSPS;

Figura 15. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2006.



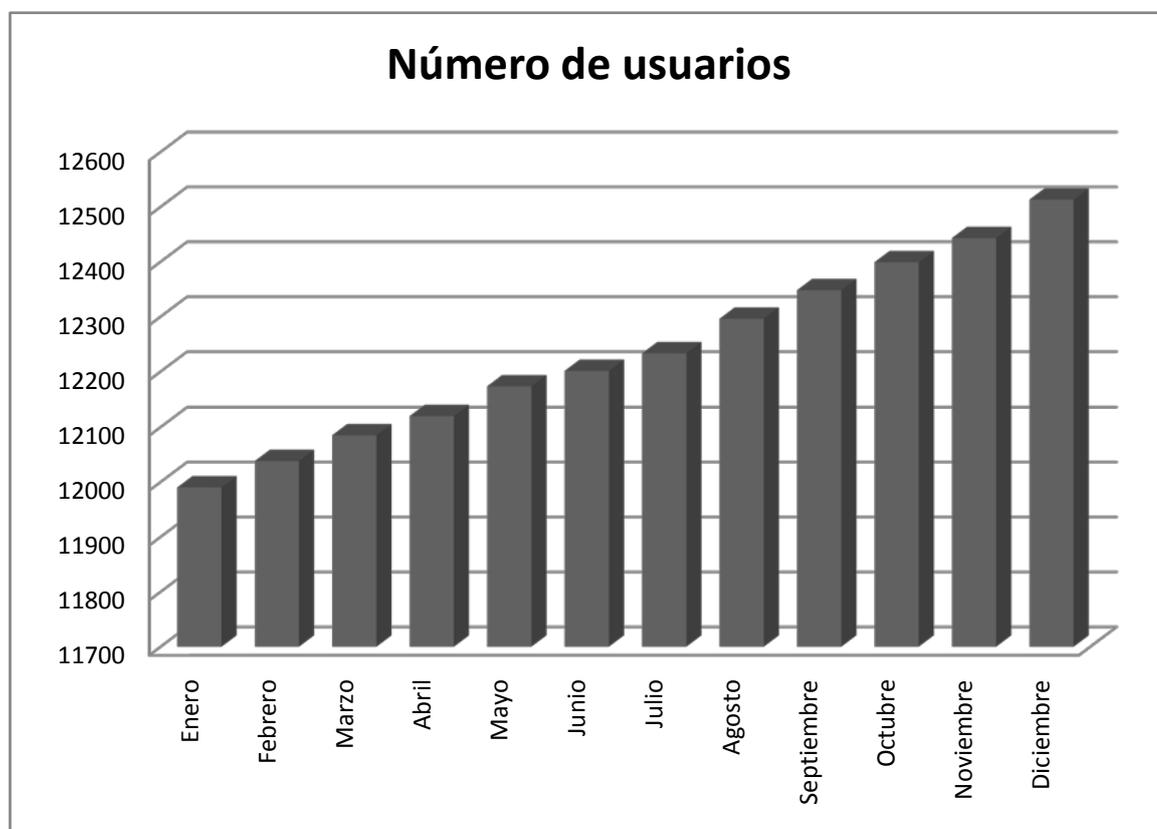
Usuarios 2007

Tabla X. Usuarios de EEMSPS del año 2007.

Mes	Número de usuarios
Enero	11990
Febrero	12038
Marzo	12085
Abril	12120
Mayo	12173
Junio	12201
Julio	12233
Agosto	12296
Septiembre	12348
Octubre	12399
Noviembre	12443
Diciembre	12513

Fuente: EEMSPS;

Figura 16. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2007



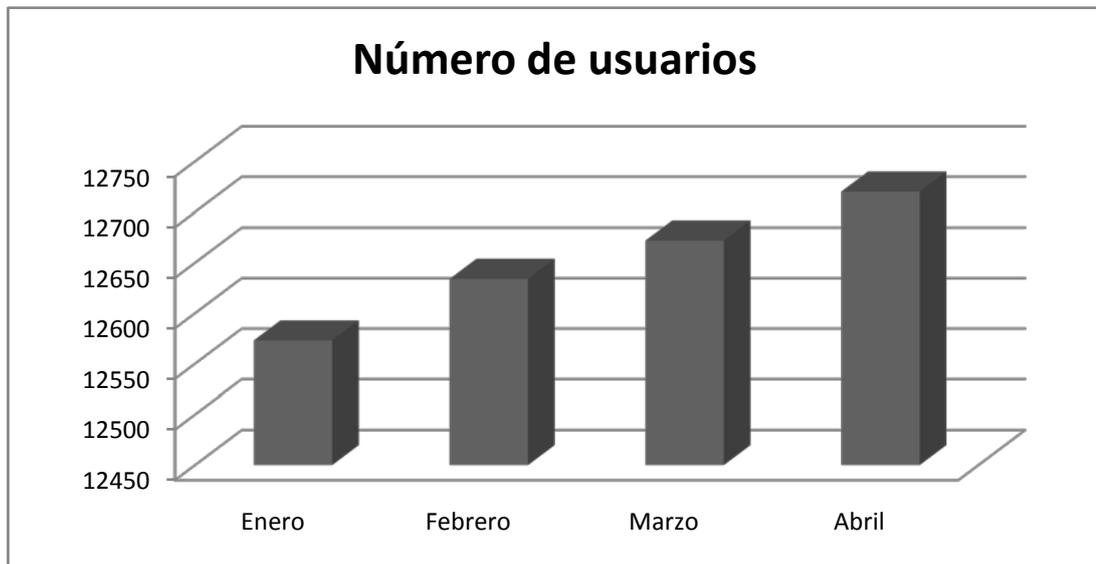
Usuarios 2008

Tabla XI. Usuarios de EEMSPS del año 2008.

Mes	Número de usuarios
Enero	12573
Febrero	12634
Marzo	12672
Abril	12720

Fuente: EEMSPS;

Figura 17. Usuarios de la EEMSPS por mes del año 2008.



El número de clientes o usuarios de energía eléctrica se incrementa con el tiempo como se puede ver en las graficas anteriores, siendo un crecimiento casi constante año tras año ya que los usuarios crecen a razón de 5% en promedio por año siendo un crecimiento de aproximadamente 24% durante los últimos 5 años.

Con el crecimiento que se ha dado en los últimos años algunas líneas de transmisión y distribución están sobrecargadas lo cual hace que el servicio se vea interrumpido algunas veces por el colapso de una de estas; afectando así a varios usuarios con apagones en diferentes sectores de San Pedro Sacatepéquez. Como lo es en el mes de Diciembre que es cuando la demanda de energía eléctrica es mayor.

Debido a la creciente demanda del servicio eléctrico se ha visto la necesidad de sacar otro ramal de la subestación de Champollap para poder satisfacer con mayor calidad la demanda del servicio eléctrico, también se ha procedido a la toma de ciertas acciones en las líneas de distribución y acometidas; medidas que son necesarias para así poder tener un mejor control de la calidad de energía eléctrica suministrada al usuario final.

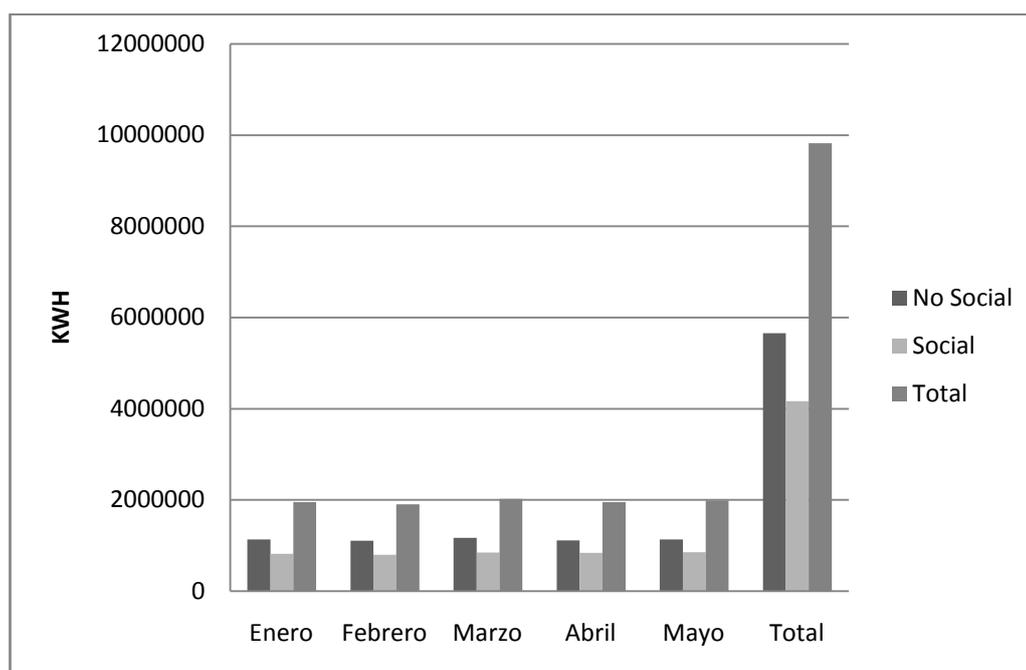
2.3.2. Compra y venta de energía de EEMSPS en el año 2008

En las siguientes tablas se puede observar los KWH que EEMSPS ha comprado en bloque al INDE y el precio que ha tenido que pagar por los mismos así también se puede visualizar el monto de KW que esta ha consumido por encima de la demanda contratada en un tiempo no estipulado y el precio de los mismos.

Tabla XII. Compra de KWH al INDE en el año 2008

Mes/Tarifa	No Social	Social	Total
Enero	1134115.34	821255.93	1955371.27
Febrero	1105444.41	800494.23	1905938.64
Marzo	1172039.35	848718.15	2020757.5
Abril	1112795.87	839477.58	1952273.45
Mayo	1133725.58	855266.67	1988992.25
Total	5658120.55	4165212.56	9823333.11

Figura 18. Compra de KWH de EEMSPS al INDE en el año 2008

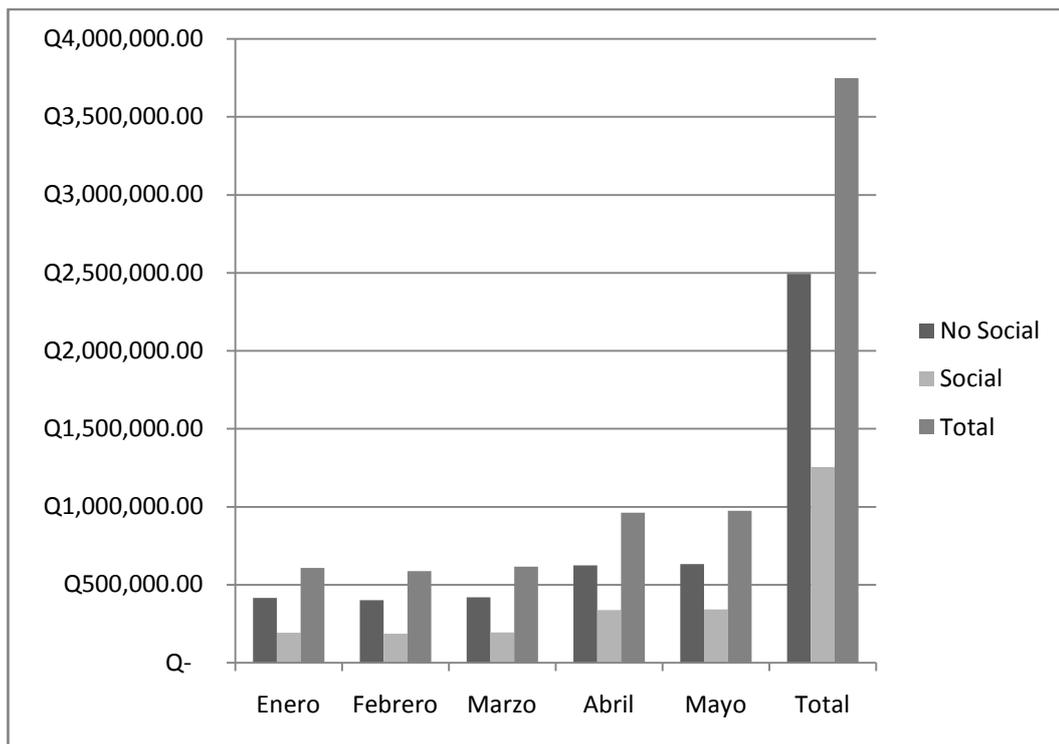


Estos KWH tuvieron un valor que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XIII. Costo de los KWH comprados por EEMSPS al INDE en el 2008.

Mes/Tarifa	No Social	Social	Total
Enero	415122.37	193246.62	608368.99
Febrero	400914.05	186632.4	587546.45
Marzo	419829.68	195437.96	615267.64
Abril	625109.95	337844.18	962954.13
Mayo	632406.69	341787.75	974194.44
Total	2493382.74	1254948.91	3748331.65

Figura 19. Precio de los KWH que compro EEMSPS al INDE en el año 2008.

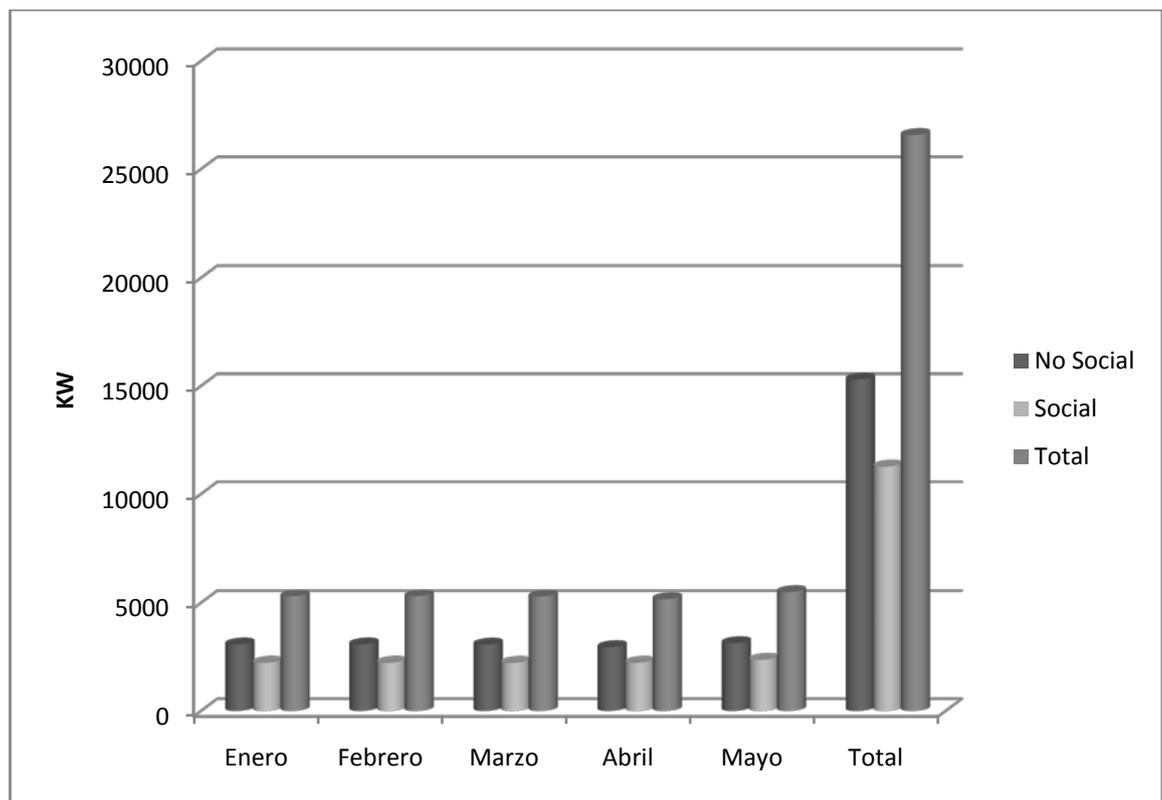


El INDE tiene instalado un demandometro en la medición comercial para así poder registrar los KW consumidos por encima de la demanda contratada en un tiempo no estipulado; los KW que ha registrado dicho demandometro se presentan a continuación.

Tabla XIV. Número de KW consumidos por encima de la potencia contratada

Mes/Tarifa	No Social	Social	Total
Enero	3076.23	2227.61	5303.84
Febrero	3077	2228.18	5305.18
Marzo	3069.8	2222.96	5292.76
Abril	2951.23	2226.36	5177.59
Mayo	3133.29	2363.71	5497
Total	15307.55	11268.82	26576.37

Figura 20. Número de KW consumidos por encima de la potencia contratada.

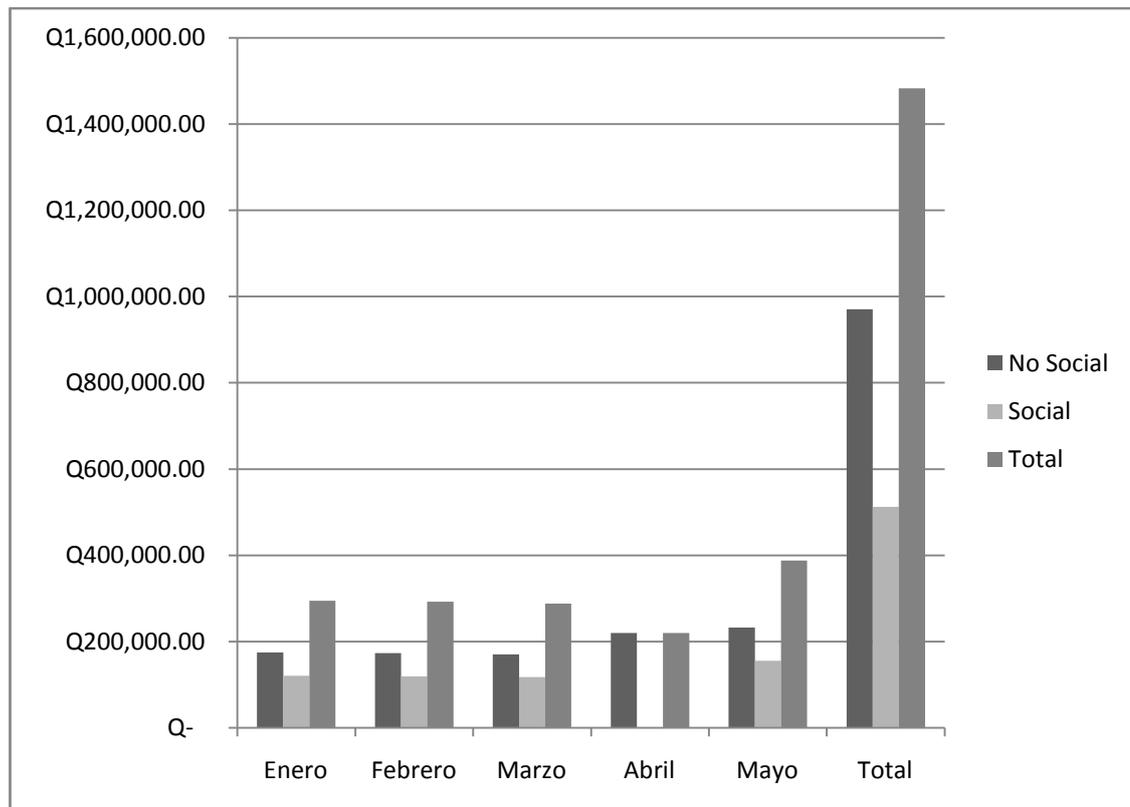


Estos KW que se han consumido por encima de la demanda contratada por un tiempo no estipulado tienen el siguiente valor en las facturas correspondientes

Tabla XV Costo de los KW consumidos por encima de la potencia contratada

Mes/Tarifa	No Social	Social	Total
Enero	174529.73	120365.07	294894.8
Febrero	172971.11	119290.82	292261.93
Marzo	170440.47	117545.23	287985.7
Abril	220221.22	174.464.87	220221.22
Mayo	232169.04	155465.84	387634.88
Total	970331.57	512666.96	1482998.53

Figura 21. Costo de los KW consumidos por encima de la potencia contratada.

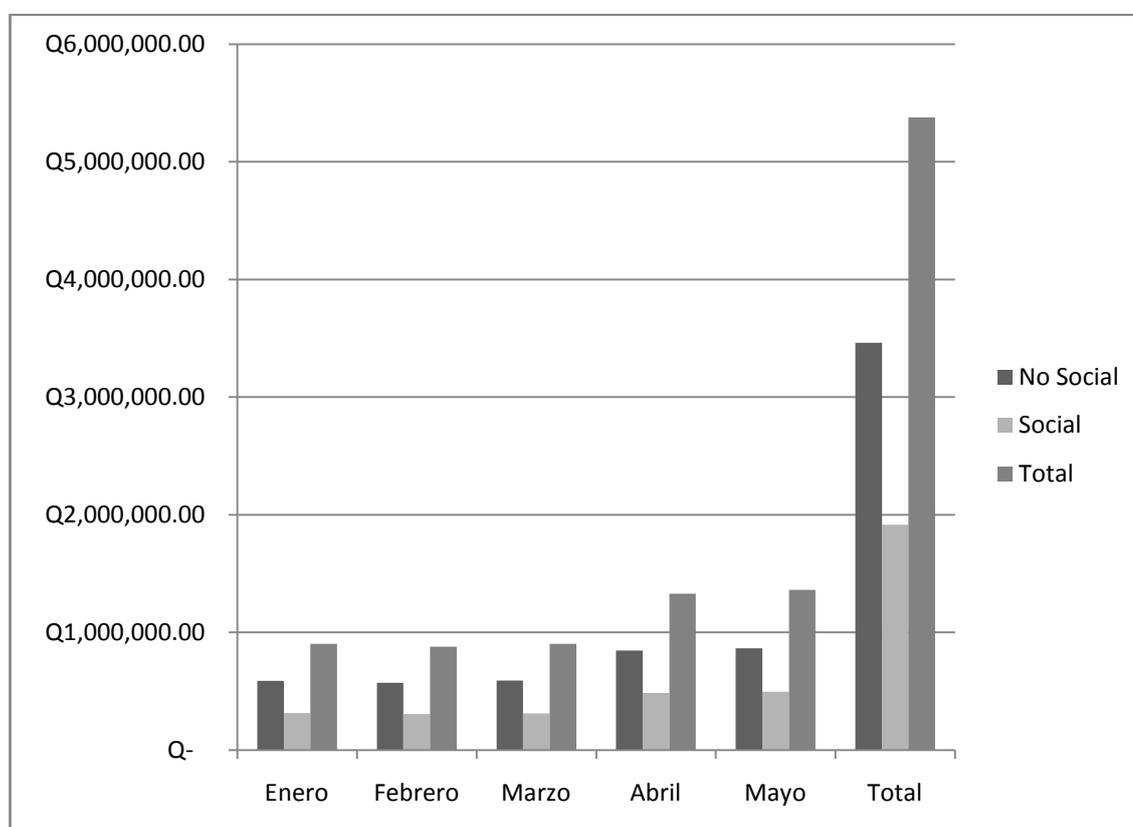


Dando como total en las facturas los siguientes montos en Quetzales:

Tabla XVI. Precio total de los KW comprados por la EEMSPS al INDE.

Compra de Energía Eléctrica en bloque al INDE					
Mes/Tarifa	No Social		Social		Total
Enero	Q	589,652.10	Q	313,611.69	Q 903,263.79
Febrero	Q	573,885.16	Q	305,923.22	Q 879,808.38
Marzo	Q	590,270.15	Q	312,983.19	Q 903,253.34
Abril	Q	845,331.17	Q	485,309.05	Q 1,330,640.22
Mayo	Q	864,575.73	Q	497,253.59	Q 1,361,829.32
Total	Q	3,463,714.31	Q	1,915,080.74	Q 5,378,795.05

Figura 22. Precio total de los KW comprados por la EEMSPS al INDE.



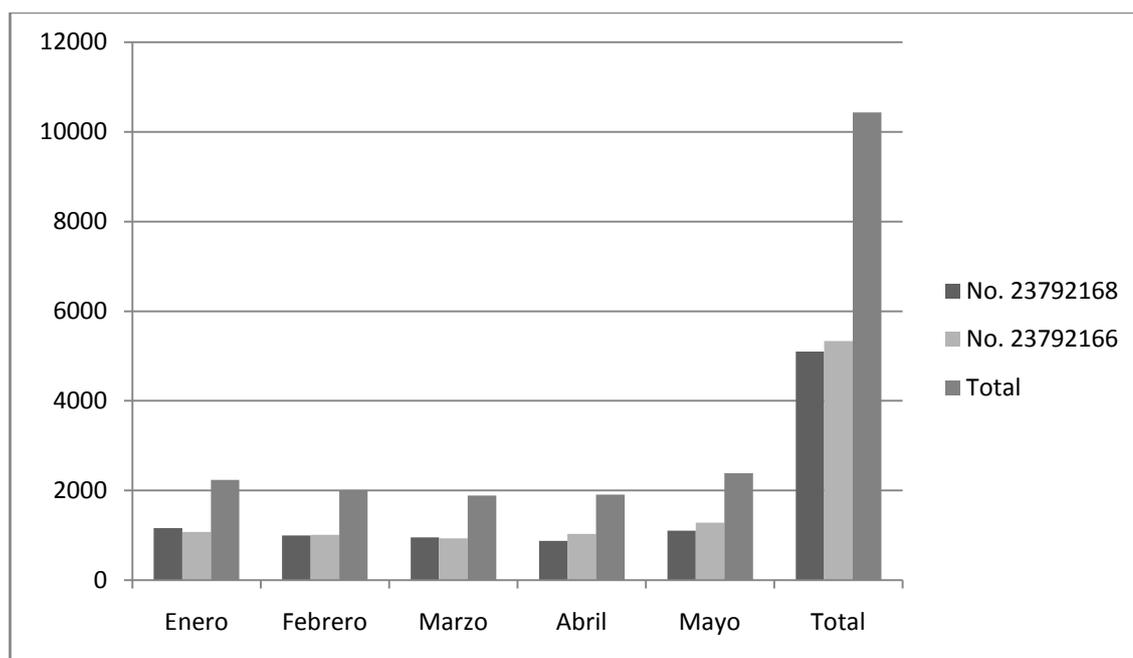
EEMSPS también compra energía a Empresa Eléctrica San Marcos, energía que es registrada por los contadores No. 23792168 y 23792166, los cuales están ubicados en **Caserío El Tizate, La Castalia San Marcos**.

Los KWH consumidos se muestran en la siguiente tabla

Tabla XVII. Número de KWH comprados por EEMSPS a Empresa Eléctrica de San Marcos

Mes/Contador	No. 23792168	No. 23792166	Total
Enero	1161	1076	2237
Febrero	998	1010	2008
Marzo	956	933	1889
Abril	879	1031	1910
Mayo	1106	1281	2387
Total	5100	5331	10431

Figura 23. Número de KWH comprados por EEMSPS a Empresa Eléctrica de San Marcos



El costo de estos KWH junto con otros cargos como lo son:

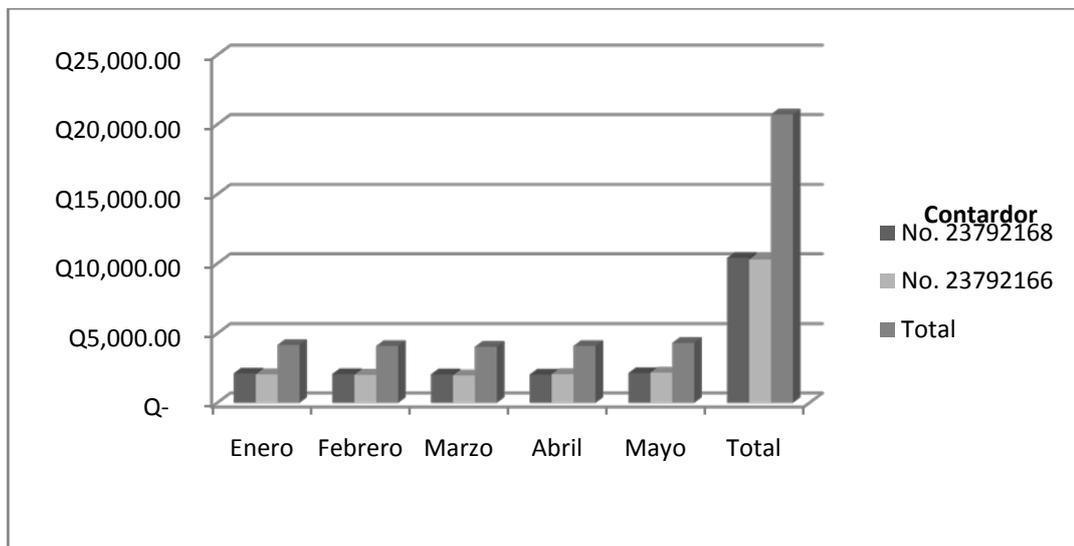
- Cargo por Consumidor
- Cargo Potencia Máxima
- Cargo Potencia Contratada

Dan los siguientes costos a la energía que compran a Empresa Eléctrica de San Marcos

Tabla XVIII. Costo de KWH comprados por EEMSPS a Empresa Eléctrica de San Marcos.

Compra de Energía Eléctrica a Empresa Eléctrica San Marcos						
Mes/Contador	No. 23792168		No. 23792166		Total	
Enero	Q	2,118.52	Q	2,051.29	Q	4,169.81
Febrero	Q	2,076.03	Q	2,019.05	Q	4,095.08
Marzo	Q	2,051.93	Q	1,984.19	Q	4,036.12
Abril	Q	2,035.09	Q	2,062.95	Q	4,098.04
Mayo	Q	2,138.53	Q	2,176.89	Q	4,315.42

Figura 24. Costo de KWH comprados por EEMSPS a Empresa Eléctrica de San Marcos.

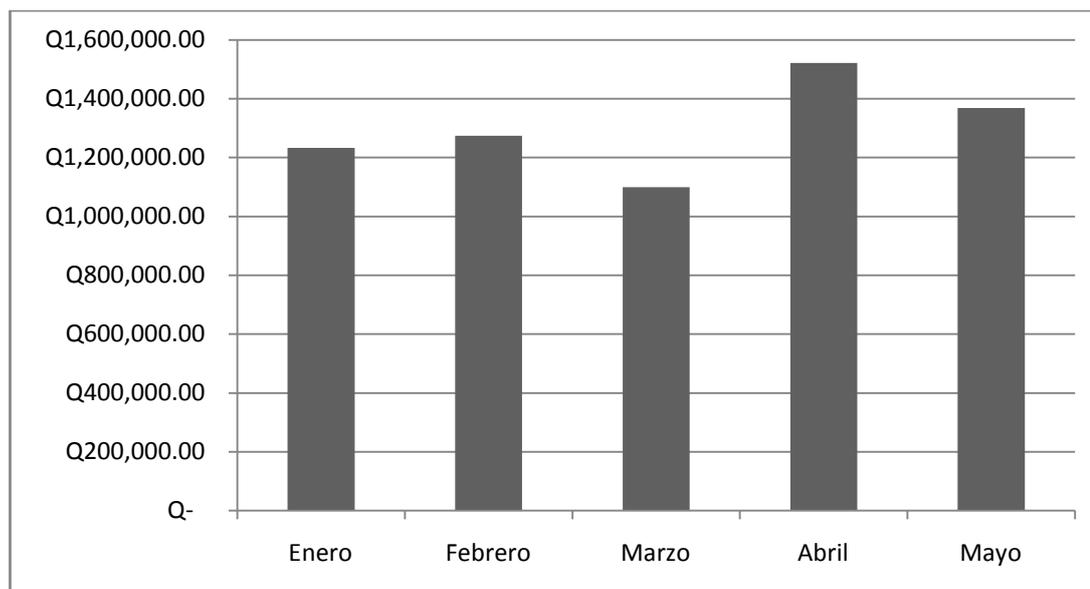


La venta de energía eléctrica que tiene EEMSPS en los primeros meses del año 2008 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XIX. Venta de energía eléctrica en los primeros meses del año 2008

Venta de Energía	
Enero	Q 1,233,568.52
Febrero	Q 1,274,696.07
Marzo	Q 1,099,459.12
Abril	Q 1,521,472.38
Mayo	Q 1,368,689.48

Figura 25. Venta de energía eléctrica en los primeros meses del año 2008



2.3.3. Costos de operación de EEMSPS en el año 2008

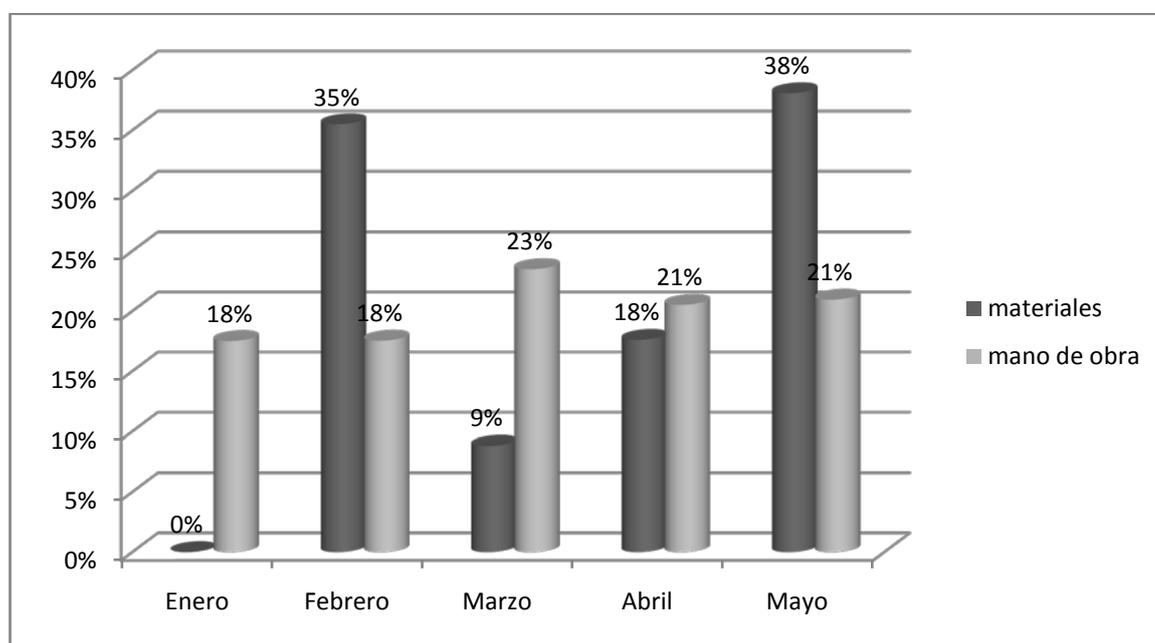
Los costos de mantenimiento de la red eléctrica que tuvo la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez y de la mano de obra, durante los meses de enero a mayo del año 2008 son los siguientes:

Tabla XX. Costos de mantenimiento y mano de obra de EEMSPS de los primeros 5 meses del 2008

Año 2008	Compra de Materiales	Sueldos
Enero	-	Q. 64,962.18
Febrero	Q. 59,810	Q. 65,073.86
Marzo	Q. 14,850	Q. 87,145.37
Abril	Q. 29,675	Q. 76,129.25
Mayo	Q. 64,174.75	Q. 77,742.71

Dando un total de **Q. 168,509.75** gastados en compra de materiales para el mantenimiento de la red eléctrica y un total de **Q. 371,053.37** en el costo de la mano de obra.

Figura 26. Costos de mantenimiento y mano de obra de EEMSPS de los primeros 5 meses del 2008



2.4. Clasificación de pérdidas en el sistema eléctrico

Las pérdidas totales por sistema se estiman restando la energía comprada o generada menos la energía distribuida o vendida a los usuarios. Esta se

mide como un porcentaje del total de compras, pudiendo clasificárselas en pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas, pérdidas fijas y pérdidas variables. Las pérdidas técnicas se refieren a las producidas en la transmisión, en las redes primarias de distribución de energía eléctrica, en las redes secundarias y transformadores. Las pérdidas no técnicas se refieren a las ocasionadas por deficiencias en los medidores o por conexiones arbitrarias y clandestinas (pérdidas comerciales) y por las que se originan más por problemas en la gestión administrativa (pérdidas administrativas). Tales son los casos de equivocaciones en el procesamiento de datos, en los procesos de registro o en la elaboración de las diferentes mediciones que realiza cada Empresa.

2.4.1. Pérdidas técnicas

Es el conjunto de pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos. Estas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina. Además constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera.

2.4.2. Pérdidas no técnicas

Estas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía para una economía. En efecto, esta energía se utiliza por algún usuario, suscriptor o no, de la empresa encargada de la distribución de la energía eléctrica. Sin embargo, la Empresa no recibe ninguna retribución por la prestación del servicio.

Es evidente que dentro de las pérdidas no técnicas se encuentra un sistema de medición defectuoso o que no se aplique en forma estrictamente periódica, esto hace que se formulen procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales; el resultado es llamado ineficiencia administrativa de una Empresa. También como consecuencia de lo anterior, estas Empresas tienen una cartera morosa elevada.

2.4.3. Pérdidas fijas y pérdidas variables

Las pérdidas fijas se representan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen; este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado, solo dependen en segundo orden de la demanda.

Dentro de las pérdidas fijas está el efecto corona, pérdidas por histéresis y corrientes parasitas.

Las pérdidas variables son aquellas que dependen de la demanda. Las perdidas por efecto joule son las que componen la totalidad de las variables.

3. EVALUACIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPEQUEZ, SAN MARCOS

3.1. Topología de la red

Constituye la posición real y la forma general en que están dispuestos los componentes que integran el sistema de distribución de energía eléctrica

3.1.1. Tipos de estructuras utilizadas para soporte de líneas aéreas del sistema

3.1.1.1. Apoyos de las líneas aéreas

Están constituidos, por el poste y los elementos que soportan los conductores. Los postes utilizados son de madera y de concreto, los cuales cumplen las condiciones debidas de seguridad. En lo que a soportes se refiere, cuando son pocos los aisladores montados en el poste, se sujetan a él directamente, por medio de elementos adecuados. Si el número de aisladores es grande, se montan en un elemento especial, generalmente, en forma de brazo horizontal y que se denomina crucero; los cruceros, pueden ser de madera o de hierro laminado.

El tipo de crucero varía de longitud dependiendo del tramo máximo entre estructuras y del calibre y tipo de conductor como se muestra en la siguiente tabla.

Aplicación de cruceros de 1.68 m, 1.83 m y 2.44 m. según la longitud del tramo, calibre y tipo de conductor.

Tabla XXI. Tipos de cruceros utilizados en la red de EEMSPS

Clave	Tipo	Calibre AWG	Tramo máximo (m) Construcción normal			Tramo máximo (m) Construcción punta de poste		
			Cruceros			Cruceros		
			1.68 m.	1.83 m.	2.44 m.	1.68 m.	1.83 m.	2.44 m.
Sparrow	ACSR	2	38.41	45.37	87.11	90.59	104.51	139.30
Raven	ACSR	1/0	42.47	50.16	93.33	100.17	115.56	154.03

Fuente: Byron Azurdia. **Optimización técnica del diseño de líneas de distribución** p. 43

En un porcentaje mínimo en toda la red de distribución sampedrana los postes utilizados son de madera; económicos en su fabricación y montaje, no tienen problemas de corrosión pero presentan problemas de podredura, ataque de insectos, pararos, etc. Se dificulta el montaje de herrajes y accesorios, debido a la variación de los diámetros de los postes.

Ahora los postes en su mayoría están siendo utilizados son de concreto y los que son de madera están siendo sustituidos por los mismos, ya que estos son construidos con núcleos huecos para reducir su peso y para ahorrar material. Además de ser más resistentes y rígidos que la madera, son esencialmente libres de mantenimiento, humedad de la tierra y el clima, lo que tiene una influencia positiva a su favor, endureciéndolos y protegiendo su integridad. Considerando su potencial de vida, los postes de concreto alcanzan los costos más bajos por año. Son pesados y delicados para su manejo y constituyen el 70% del total de postes en disposición como apoyo de las líneas de mediana tensión y baja tensión.

Los postes de concreto instalados son de 10.67 m. de longitud, clase 341 (750 lbs. de resistencia) para mediana tensión. Las líneas de baja tensión y

alumbrado público son apoyadas normalmente por postes de 9.14 m. de longitud.

Los postes están enterrados a una distancia de 1.40 m. para postes de 9.14 m. de longitud para usos de alumbrado 220/440 V con una resistencia en libras de 5400 y 1.50 m. para postes de 10.67 m. de longitud para usos de alumbrado y sub-transmisión en 13.8 kV con resistencia de 500 lb; enterrando 1.60 m. el poste de concreto de 12.19 m. de longitud, son para servicio de transformadores de 13.2/7.6 kV con una resistencia de 750 lb. Todos se instalan a 30 cms. de la pared con un margen de error de ± 5 cms. a las profundidades indicadas anteriormente.

La unión de los conductores a los aisladores y de los aisladores a los apoyos, se efectúan por medio de piezas metálicas denominadas, en general, herrajes y que, naturalmente, están aislados por medio del material que constituye el aislador. Se utilizan para las siguientes necesidades:

- Para fijación de los aisladores a los apoyos
- Para fijación de los conductores a los aisladores
- Para fijación de cables de tierra a los apoyos
- Para complementar o adaptar los anteriores

Los apoyos o fijadores utilizados en las líneas aéreas son: apoyos de alineación, apoyos de ángulo, apoyos de anclaje y apoyos de fin de línea. Los primeros son para soportar los conductores y cables de tierra en los verticales de los ángulos que forma dos alineaciones distintas.

Los apoyos de anclaje proporcionan puntos firmes en la línea que limitan la propagación en la misma de esfuerzos como de rotura del conductor y los apoyos de fin de línea son los que resisten todos los esfuerzos de los conductores y cables de tierra, los cuales se montan al principio o al final de la línea aérea.

Aisladores para líneas aéreas del sistema de distribución. En las líneas eléctricas aéreas, los conductores están aislados de los apoyos correspondientes. Los conductores se emplean casi siempre sin aislamiento propio, es decir, desnudos. Por lo tanto, se necesita un elemento intermedio, denominado aislador, de buenas propiedades dieléctricas, que aislen totalmente los conductores bajo tensión eléctrica de los apoyos que soportan la línea.

Los aisladores tipo alfiler (pin) o espiga fabricados de porcelana toman parte de la red, y son construidos en una pieza, para voltajes menores a 34.5 kV, están formados con una ranura en la punta en donde el conductor se apoya y amarra; este tipo de aislador puede estar formado también con ranura alrededor donde se puede apoyar al conductor. Los contornos alrededor del aislador son generalmente usados para sujetar las líneas cuando cambia de ángulo y el conductor impone esfuerzos hacia alguno de los lados. Para esto se debe ubicar al aislador en la posición correcta, de otra forma el esfuerzo puede hacer que se quiebre el aislador u otra parte de la estructura.

Los aisladores tipo carrete son usados en las perchas (racks) o cremalleras para soporte de líneas secundarias, siendo de menor tamaño que los anteriores.

Aisladores polímeros tienen mucha aplicación en las líneas de media tensión debido a sus dimensiones reducidas y menos peso en comparación con los aisladores de vidrio y porcelana. Su composición es de material plástico convertido en otro de la misma composición pero de un peso molecular doble, triple, etc. Consiguiendo así una disminución de la resistencia a la manipulación y un nivel de aislamiento necesario.

3.1.1.2. Distancia de seguridad

Las separaciones mínimas entre los conductores y entre estos y el apoyo, que se prescriben en las normas actualmente vigentes, garantizan la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

Distancias de seguridad mínima se refieren a:

- Distancias de seguridad vertical de conductores sobre el nivel del suelo, carretera, vías férreas y superficies con agua.

- Distancia de seguridad entre conductores y cables soportados en la misma estructura

- Distancia de separación mínima en cualquier dirección de conductores de línea a soportes o la estructura, a otros conductores verticales o derivados y retenidas sujetos a la misma estructura.

Distancias de seguridad vertical de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores aéreos respecto al suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas según Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID.

La distancia entre conductores sometidos a tensión mecánica entre sí, es tal que no hay riesgo alguno de corto circuito entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento. Entonces la distancia horizontal entre conductores en soportes fijos del mismo o de diferente circuito es de 51 cm. Para una tensión nominal de 13.8 kV entre fases como lo determina el artículo 18.5, literal b, inciso 1.2 de las NTDOID. Y la separación vertical entre los conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura debe ser cuando

menos de 41 cm para conductores de suministro abiertos hasta 750 Voltios según el artículo 18.5 literal c inciso 1 de las NTDOID.

3.1.1.3. Los conductores utilizados para las líneas aéreas.

Las líneas aéreas en mediana tensión correspondiente a los tramos de los alimentadores principales, sub-alimentadores y alimentadores laterales, están constituidos la mayoría por hilos trenzados helicoidalmente alrededor de un grupo de varios hilos de acero llamados técnicamente cables de aluminio reforzados con acero, además, se encuentran tramos, instalados con conductores de cobre en temple duro. Las líneas aéreas instaladas en mediana tensión están formadas por un conductor por fase, dentro de las fases estas están identificadas con nomenclatura R, S y T.

La red secundaria, está diseñada con cables de aluminio reforzados con acero.

3.1.1.4. Conductores utilizados para distribución en baja tensión y acometidas

En la EEMSPS el cable que se utiliza para las acometidas es el cable dúplex #6 y #4 y para las trifásicas es el triplex #2, #4 y #1/0 este tipo de multiconductores de aluminio aislado, pre-ensamblados con un mensajero neutro de aluminio desnudo, son de uso estándar en circuitos aéreos secundarios y en acometidas.

La construcción consiste en conductores de aluminio 1350-H19 de 7 ó 19 hilos, cableado concéntrico, aislados y enrollados alrededor de un conductor de aluminio desnudo (o recubierto) de 7 hilos en aleación 6201-T81 ó 1350-H19 ó 1350-H19+acero (ACSR) que sirve de neutro y de soporte.

Los cables TRIPLEX con dos conductores aislados, conforman el arreglo más común. Los cables DÚPLEX, con un conductor aislado, se usan

principalmente para prestar servicio temporal en sitios de construcción y otras aplicaciones similares.

Los conductores pueden ser entregados con un conductor aislado adicional para alumbrado y también con el mensajero recubierto.

Como forma de identificación de las diferentes fases, los conductores llevan una, dos o tres ribetes longitudinales. Los conductores de alumbrado no llevan ningún ribete.

Tabla XXII. Conductores utilizados para distribución en baja tensión y acometidas

Código	Conductor		Mensajero		Φ Total (mm)	Peso Total (Kg/km)
	Calibre (AWG)	No. de hilos	Calibre (AWG)	No. de hilos		
DÚPLEX						
PEKINGESE	6	1	6	7	11.15	93
COLLIE	6	7	6	7	11.70	99
COCKER	6	7	6	7	12.50	108
DACHSHUND	4	1	4	7	13.50	141
SPANIEL	4	7	4	7	14.20	150
TRIPLEX						
FUCUS	4	1	4	7	16.45	222
LIMPET	4	7	6	7	17.95	217
OYSTER	4	7	4	7	17.95	224
CLAM	2	7	2	7	21.30	362
THIA	2	7	2	7	23.00	387
MUSSEL	2	7	4	7	21.30	327
SNAIL	1/0	7	2	7	27.10	525
PURPURA	1/0	19	1/0	7	27.35	571

3.2. Inventario técnico de la topología del sistema de distribución de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.

En esta oportunidad no se puede presentar un inventario ya que no se tiene la información necesaria para presentarlo ya que la última información que se tiene es un inventario realizado hace ya varios años y no se encuentra actualizado ya que con el transcurso del tiempo el sistema se ha modificado en relación a las necesidades de expansión y mantenimiento de la red.

En la actualidad la EEMSPS no cuenta con los recursos necesarios para realizar dicho estudio; se ha dejado la propuesta correspondiente para que lleven a cabo dicho estudio y así tengan mejor conocimiento de la red de distribución de media y baja tensión. Como respuesta a dicha propuesta la EEMSPS ha contratado a una empresa privada para realizar dicho inventario técnico.

3.3. Diagrama unifilar del sistema

El sistema de distribución del casco urbano del municipio de San Pedro Sacatepéquez esta mostrado en el apéndice, indica con una sola línea, como es la configuración de la red, indicando con la nomenclatura escrita en el plano, que una sola línea representa físicamente tres fases, cuando el alimentador es un troncal.

En el área rural la distribución del flujo de energía es completamente radial, con la particularidad que parten de alimentadores ubicados en el casco urbano, produciendo sistemas rurales de una o dos fases por sub-alimentador.

Dentro de los planteamientos ya formulados, hace falta exponer los transformadores de distribución, los cuales están identificados con nomenclatura y numeración para ubicarlos según su área de trabajo.

3.4. Características físicas de los conductores utilizados para alimentadores principales, sub-alimentadores y alimentadores

Son materiales metálicos con una pequeña resistencia eléctrica para que las pérdidas por calentamiento se reduzcan en todo lo posible ya que, como sabemos, estas pérdidas son proporcionales a la resistencia eléctrica. Pero, por otro lado, estos conductores tienen una elevada resistencia mecánica, ya que los esfuerzos que deben soportar las líneas aéreas, debido al viento y montaje, son siempre considerables.

Los conductores usados en la red son:

Cables tipo ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) formados por alambres de aluminio puro, temple duro, cableados sobre un núcleo formado por alambre o cable de acero galvanizado. Para incrementar estos su dureza, son sometidos a un proceso de aleación, con el acero en el centro del conductor para incrementar su dureza ya que desde el punto de vista de su resistencia mecánica, a los conductores de aluminio no se les puede aumentar su dureza, por lo que, a diferencia con el cobre de alta e intermedia dureza; la resistencia mecánica del aluminio con alma de acero, es de dos o más veces que la del aluminio corriente, lo que es considerablemente alto aun para el cobre de alta dureza de la misma conductividad.

Los calibres utilizados son: Sparrow AWG número 2 (ya en pocos lugares existe y se está en proceso de cambiar este tipo de conductor por uno con mejor capacidad conductora de electricidad), Raven AWG número 1/0 y Pigeon AWG 3/0, todos ACSR, utilizados en líneas de media tensión 13,800 voltios.

Características de conductores de aluminio con alma de acero ACSR.

Tabla XXIII. Tipos de conductores utilizados en EEMSPS.

Designación	Calibre AWG o kcmil	Diámetro nominal	Área nominal de la sección transversal	Peso Aprox.	Capacidad de conducción de corriente	Carga nominal de ruptura por tensión	Resistencia eléctrica CD a 20°C
		mm	mm ²	Kg/k m	Ampere	Kg	Ohm/km
Sparrow	2	8.01	33.62	129	180	12.3	0.853
Raven	1/0	10.11	53.48	205	230	18.9	0.535
Pigeon	3/0	12.75	85.01	326	300	28	0.336

Fuente: Catalogo de VIAKON.

<http://www.viakon.com/products.aspx?productId=10>

3.5. Parámetros de las líneas utilizadas

Los voltajes de operación son: 13.8 kV en líneas trifásicas, que conforman los alimentadores primarios; los alimentadores primarios monofásicos de una fase que se derivan de sistemas trifásicos operan con 7.62 kV.

En la línea de media tensión se consideran solo dos parámetros. La resistencia en serie R y la inductancia en serie L, excluyendo la capacitancia de derivación C y la conductancia de derivación G, por el hecho que la línea tiene una longitud menor de 80 Km. Considerándose dentro de la clasificación de línea corta.

En este caso, la línea a la hora de transmitir puede verse como una red de cuatro terminales (dos puertos) con voltajes y corrientes del extremo emisor por fase V_s e I_s , y voltajes y corrientes del extremo receptor por fase V_R e I_R :

$$V_s = AV_R + BI_R$$

$$I_s = CV_R + DI_R$$

El circuito equivalente por fases de la línea de media tensión se representa como una línea corta. De las leyes de Kirchoff, se observa que:

$$V_S = V_R + ZI_R$$

$$I_S = I_R$$

La comparación de estas ecuaciones con las anteriores, muestra que:

$A = 1 \angle 0^\circ$, $B = Z$, $C = 0$, $D = 1 \angle 0^\circ$ para la línea corta de transmisión.

3.6. Equipo con el que cuenta la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos

La EEMSPS cuenta con el siguiente equipo que está en el almacén de la misma, pudiéndose modificar ya que con el tiempo se hace necesario comprar más equipo y está en proceso de adquisición el equipo de medición que requiere la CNEE.

- Adaptador p/llaves de copa
- Amperímetros de baja tensión
- Amperímetro 600 A. 600 V.
- Alicates de 9"
- Azadones
- Arcos p/sierra de metal
- Barrenos
- Brocas de 5/8 para concreto
- Brocas de 5/8 para madera
- Brocas pasa muros
- Brocas para metal de 5/16, 5/8, 1/2 y 3/8
- Barretas de metal
- Brocas de 3/16, 7/16, 5/16
- Binoculares
- Comelones para cable 1/0, 2/0 y 3/0
- Cortadora p/cable acerado
- Caimanete de 30"
- Caimanete de 18" acerado
- Caimanes
- Capas enguatadas chumpa y pantalón
- Capas tipo abrigo
- Cascos p/linieros
- Cepillos de alambre
- Cinturones para liniero
- Cintas métricas
- Cinceles

- Cascos para electricistas
- Conos fluorescentes de señalización
- Destornilladores de castigadera
- Destornilladores Phillips
- Extensiones p/ rage
- Escalera de extensión de aluminio
- Hachas
- Juegos de llaves hexagonales
- Juego de copas
- Lámparas de mano
- Llaves tipo cangrejo
- Llave para barreno
- Llave de corona de $\frac{1}{2}$, $\frac{5}{8}$, $\frac{3}{8}$
- Limas
- Llave mixta No. 1 $\frac{1}{4}$, 1 $\frac{1}{8}$, 1 $\frac{1}{16}$, 1, $\frac{15}{16}$, $\frac{7}{8}$, $\frac{13}{16}$, $\frac{3}{4}$ "
- Medidor de resistencia de tierra
- Martillos de bola
- Machetes
- Mica cromada
- Mica de cable
- Micas rojas
- Micas de cadena de 3 toneladas
- Martillo de golpe
- Navajas tipo pico de loro
- Prensa
- Polipasto de 5 toneladas
- Palas dobles
- Guantes para liniero
- Guantes cortos
- Guantes largos
- Palas simples
- Pértiga telescópica
- Pértigas de 7 secciones
- Pértiga con amperímetro de 600 A
- Polea pequeña
- Piochas
- Puntas
- Pistola p/ silicona
- Radios
- Rage
- Sierras de metal
- Serruchos
- Sierras cortadoras
- Taladros de $\frac{5}{8}$
- Tablas Shannon
- Tester Fluke de 600 V.
- Tronchadora
- Tensores
- Tekle garrucha de 3 ranuras
- Tekles de 2 ranuras

3.7. Evaluación de la Calidad del Servicio comercial

En la actualidad existe una cierta unanimidad en que el atributo que contribuye, fundamentalmente, a determinar la posición de la empresa en el largo plazo es la opinión de los clientes sobre el producto o servicio que reciben. Resulta obvio que, para que los clientes se formen una opinión positiva, la EEMSPS debe de satisfacer sobradamente todas sus necesidades y expectativas. Es lo que se ha dado en llamar calidad de servicio.

Por tanto, si satisfacer las expectativas del cliente es tan importante como se ha dicho, entonces es necesario disponer de información adecuada sobre los clientes que contenga aspectos relacionados con sus necesidades, con los atributos en los que se fijan para determinar el nivel de calidad conseguido.

3.7.1. Porcentaje de reclamaciones

El porcentaje de reclamos que ha tenido la EEMSPS en los primeros meses del año 2008 han sido los siguientes:

Tabla XXIV. Reclamaciones del mes de enero del 2008

motivo de error	No. de reclamos	porcentaje	total de reclamos
Lectura	10	52.63%	
contador parado	2	10.53%	
mala impresión	2	10.53%	19
no hay error	5	26.32%	
cobro reconexión	0	0.00%	

Fuente: EEMSPS;

Figura 27. Porcentaje de las reclamaciones en el mes de enero del 2008.

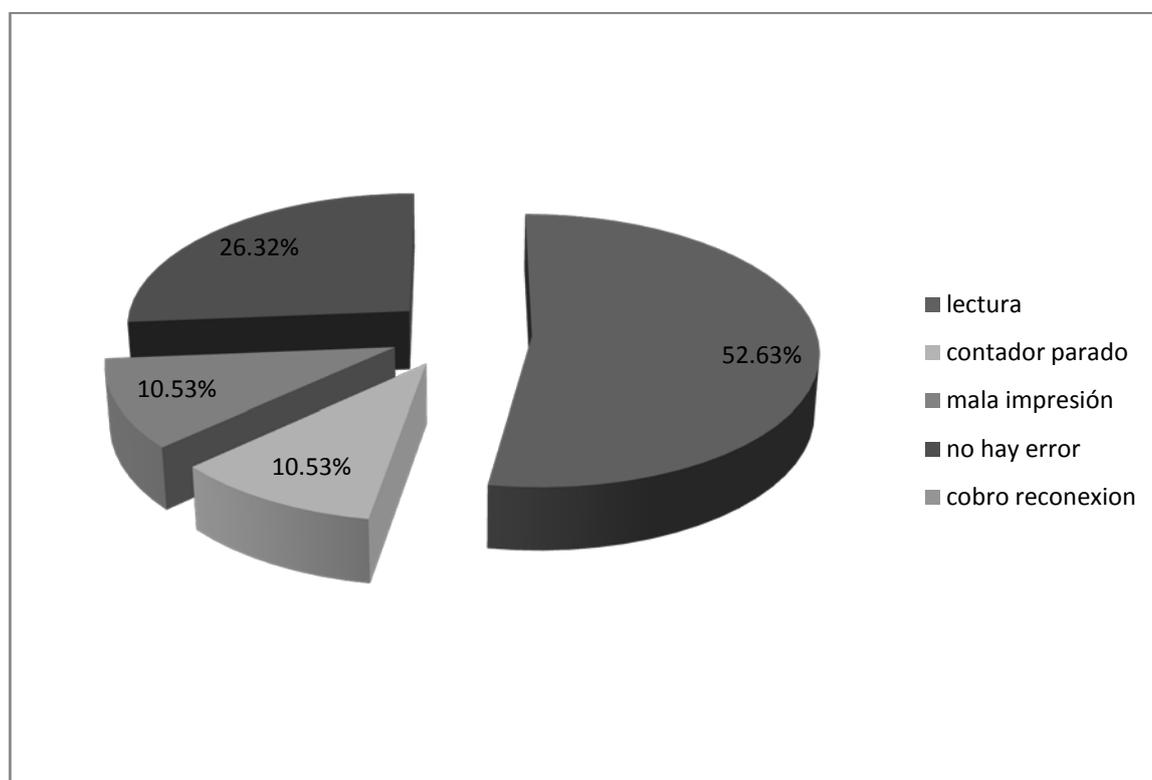


Tabla XXV. Reclamaciones del mes de febrero del 2008

motivo de error	No. de reclamos	porcentaje	total de reclamos
lectura	15	62.50%	
contador parado	0	0.00%	
mala impresión	9	37.50%	24
no hay error	0	0.00%	
cobro reconexión	0	0.00%	

Fuente: EEMSPS;

Figura 28. Reclamaciones del mes de febrero del 2008

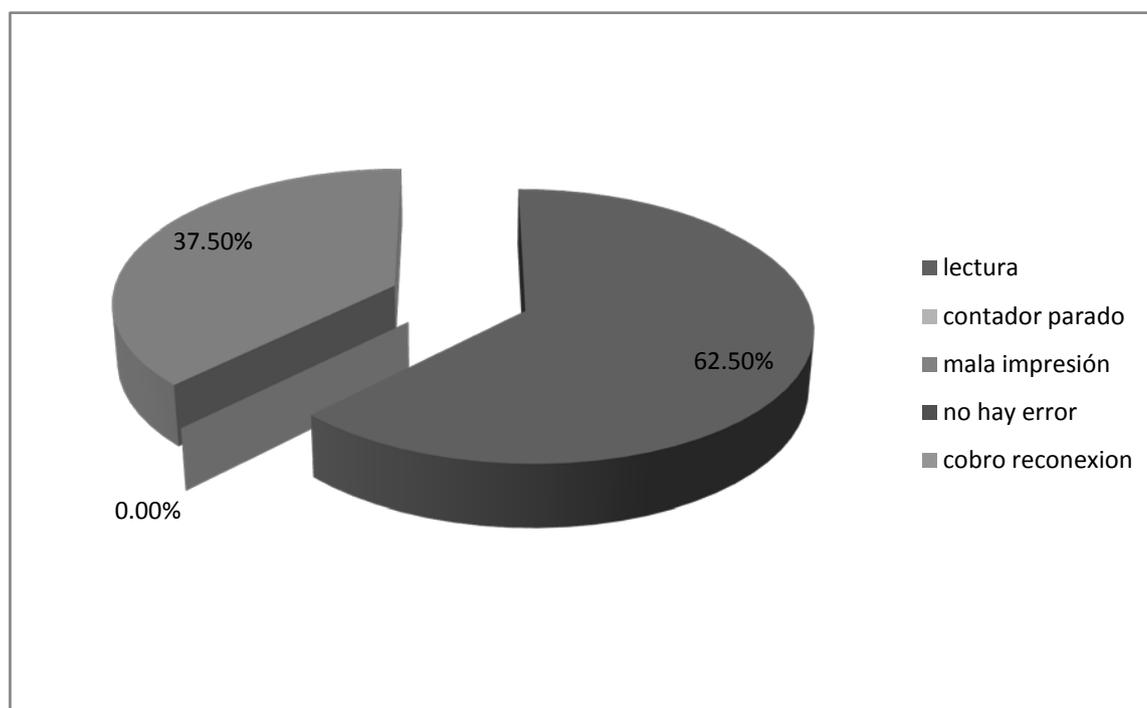


Tabla XXVI Reclamaciones del mes de marzo del 2008

motivo de error	No. de reclamos	porcentaje	total de reclamos
lectura	13	52.00%	
contador parado	4	16.00%	
mala impresión	6	24.00%	25
no hay error	0	0.00%	
cobro reconexión	2	8.00%	

Fuente: EEMSPS;

Figura 29. Reclamaciones del mes de marzo del 2008

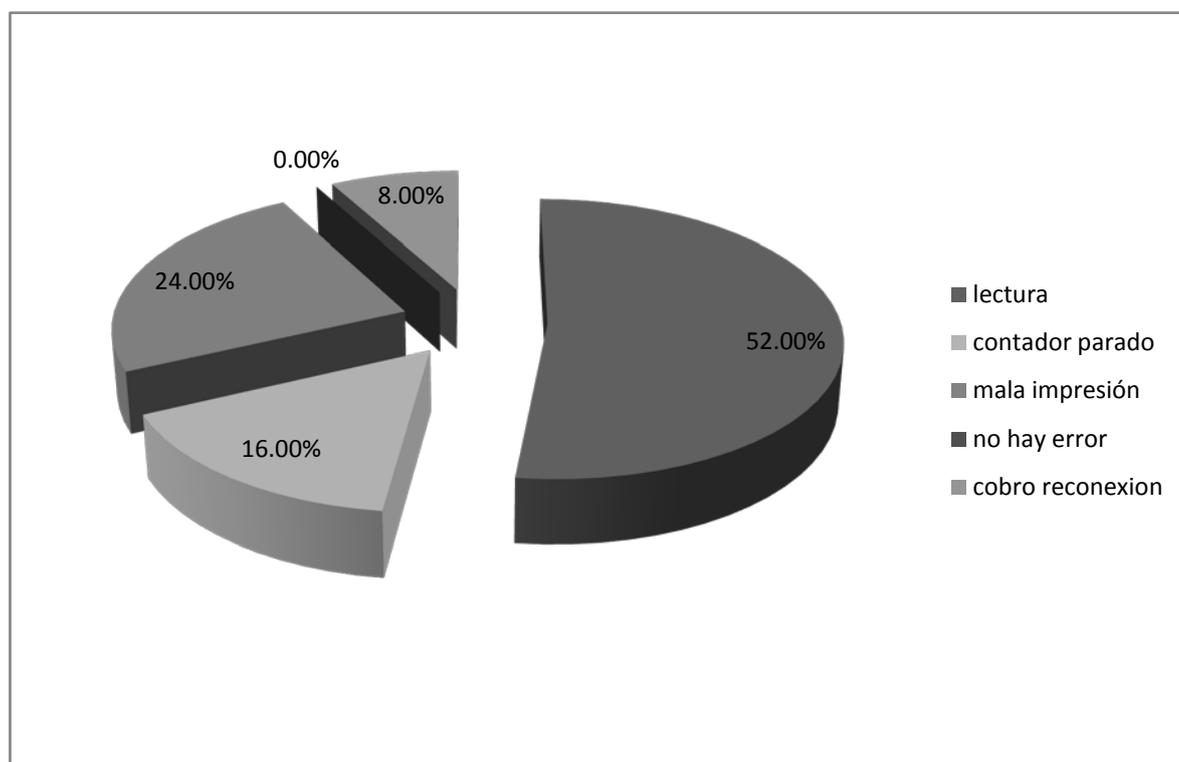


Tabla XXVII. Reclamaciones del mes de enero del 2008I

motivo de error	No. de reclamos	porcentaje	total de reclamos
lectura	23	92.00%	
contador parado	1	4.00%	
mala impresion	1	4.00%	25
no hay error	0	0.00%	
cobro reconexión	0	0.00%	

Fuente: EEMSPS;

Figura 30. Reclamaciones del mes de abril del 2008

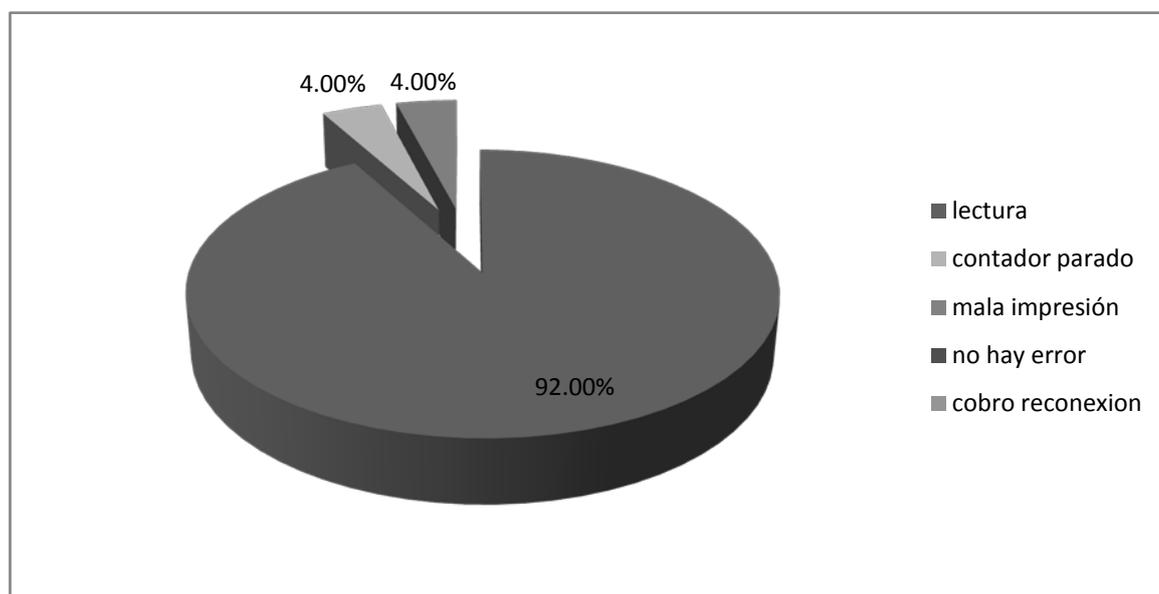
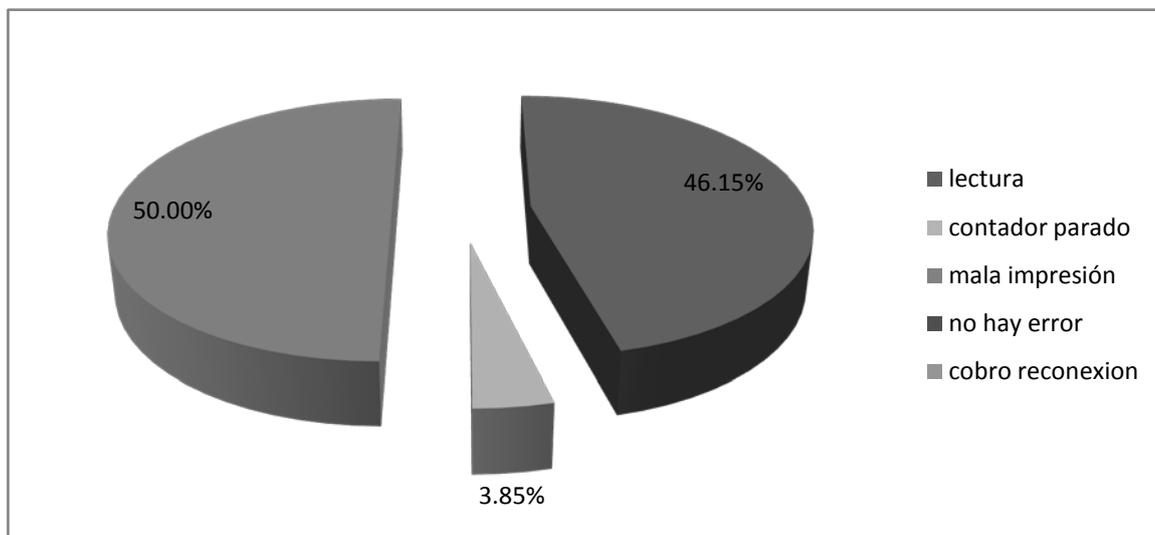


Tabla XXVIII. Reclamaciones del mes de mayo del 2008

motivo de error	No. de reclamos	porcentaje	total de reclamos
lectura	12	46.15%	
contador parado	1	3.85%	
mala impresión	13	50.00%	26
no hay error	0	0.00%	
cobro reconexión	0	0.00%	

Fuente: EEMSPS;

Figura 31. Reclamaciones del mes de mayo del 2008

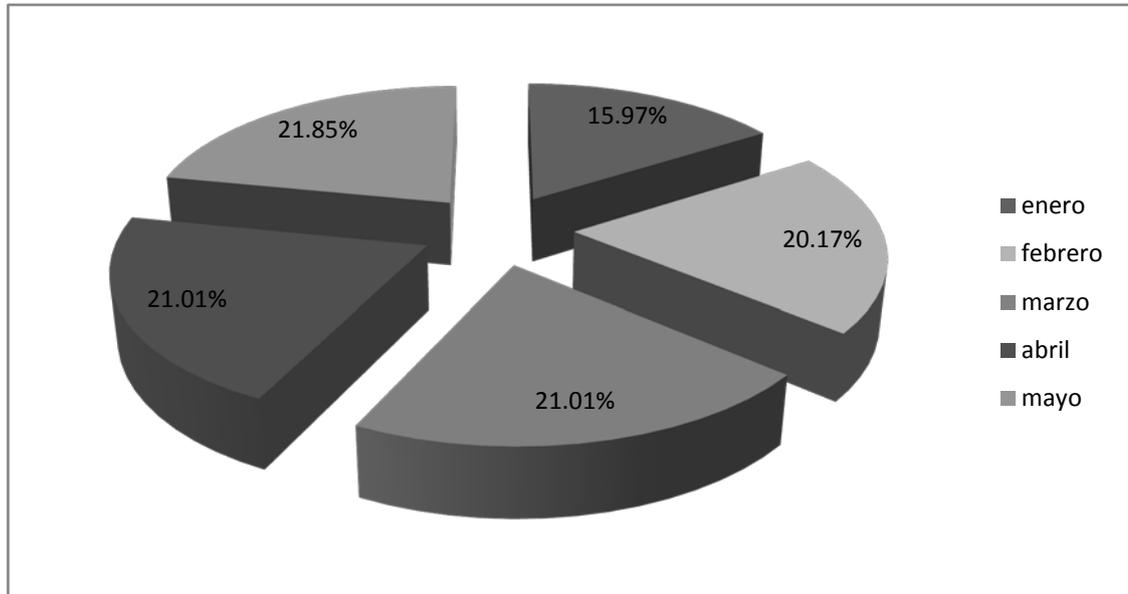


Como hemos podido observar en las graficas anteriores los errores más comunes a cometer son en la lectura del contador, mala impresión y contador parado.

Al final las reclamaciones en estos primeros 5 meses del año han estado distribuidas de la siguiente manera:

Enero	15.97%
Febrero	20.17%
Marzo	21.01%
Abril	21.01%
Mayo	21.85%

Figura 32. Distribución de las reclamaciones efectuadas durante los meses de enero a mayo del año 2008.



3.7.2. Tiempo promedio de procesamiento de reclamaciones

El tiempo que se emplea en el procesamiento de los reclamos o quejas mencionadas anteriormente son muy cortos y por lo general se solucionan el mismo día que se hace el reclamo.

Actualmente la EEMSPS no cuenta con una base de datos donde se lleve el registro de todos los reclamos y quejas que los usuarios tienen y de cuando se dio solución a los mismos; se lleva un registro manual pero al pasar el reporte respectivo para la solución del problema este es desechado.

La EEMSPS está en gestiones de construir una base de datos común para que los diferentes departamentos tengan una comunicación más rápida y eficaz y así poder dar la mejor solución en el menor tiempo posible.

3.8. Encuesta realizada a usuarios de EEMSPS en el 2008

Como toda empresa que brinda un servicio al público, EEMSPS tiene la obligación de brindar un servicio de calidad, tomando en cuenta la opinión de los usuarios.

A continuación se presenta una encuesta que se realizó a diferentes usuarios de diferentes lugares donde se presta el servicio de distribución de energía eléctrica en los primeros meses del año 2008, se tomó como muestra un total de 150 encuestados que han utilizado el servicio por un periodo mayor a 2 años.

La encuesta abarca diversos temas como lo son:

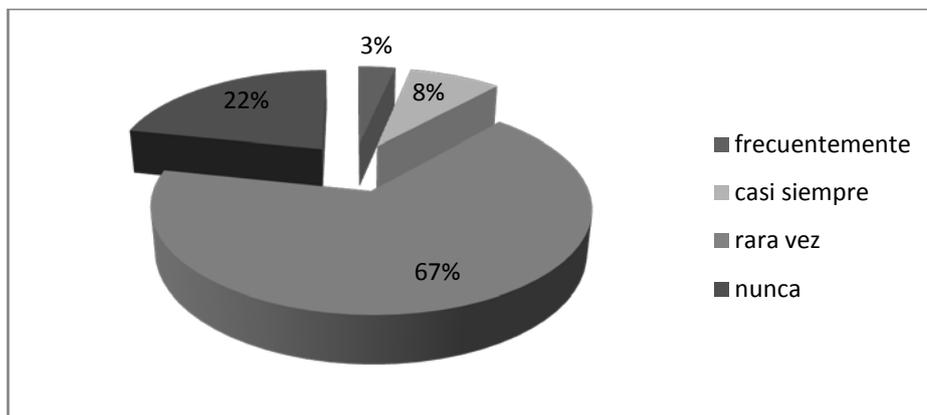
- Datos de Calidad del Servicio
- Datos de Facturación
- Datos del Servicio de Atención al Cliente

Obteniendo los siguientes resultados:

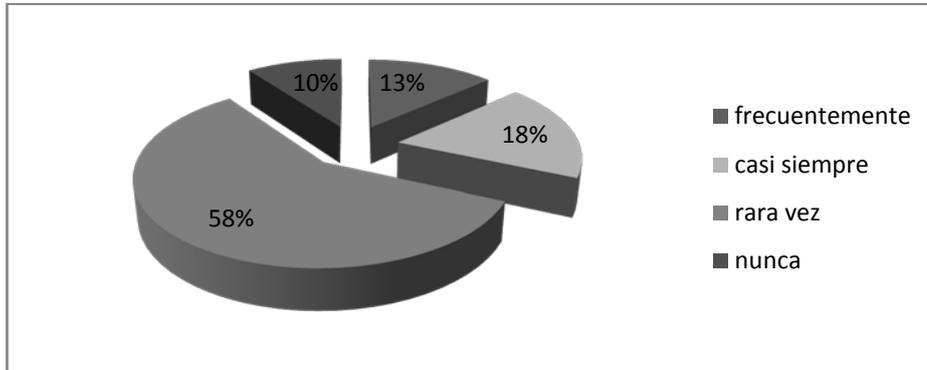
3.8.1. Datos de calidad del servicio

Ha experimentado algunos de los problemas que se listan a continuación:

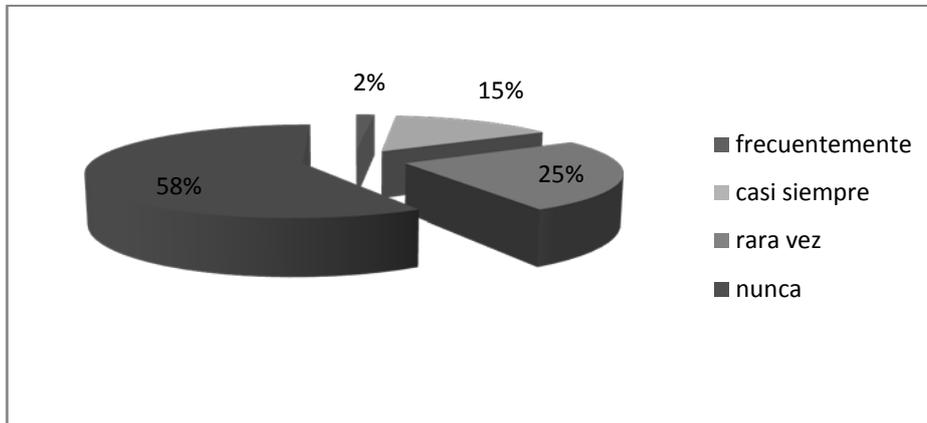
Variación de intensidad luminosa:



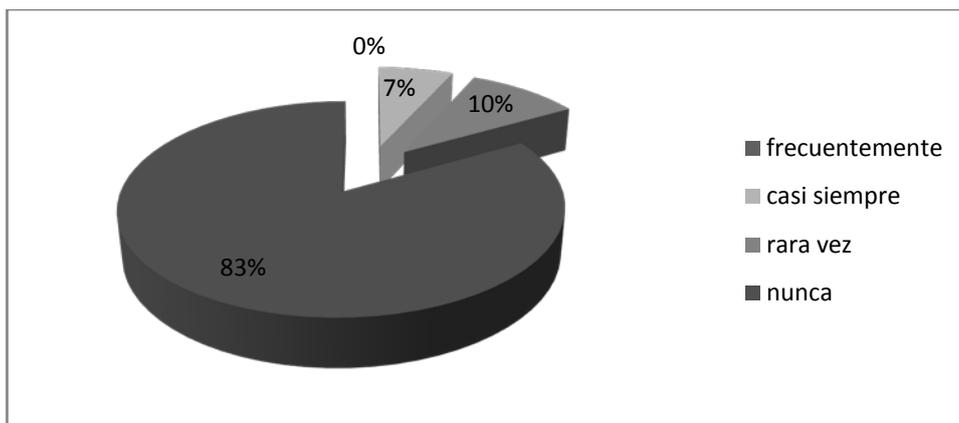
Cortes de luz no programados:



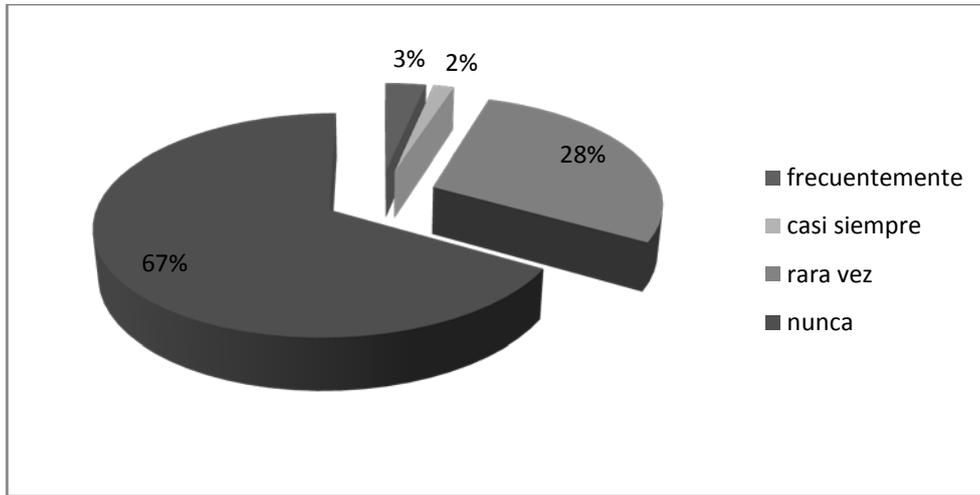
Caídas de tensión:



Picos en el suministro de electricidad:

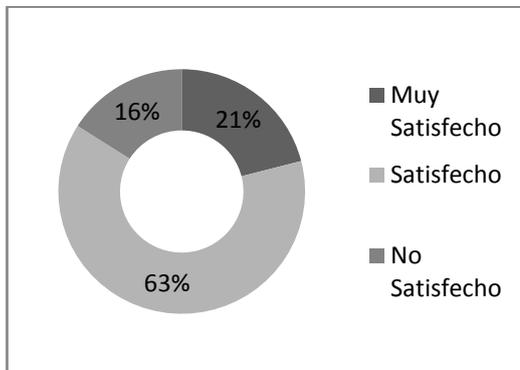


Sobre tensión:

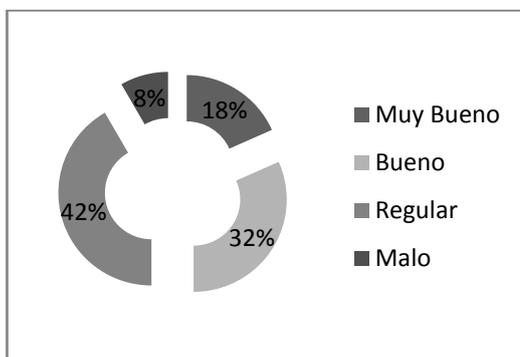


3.8.2 Datos de facturación

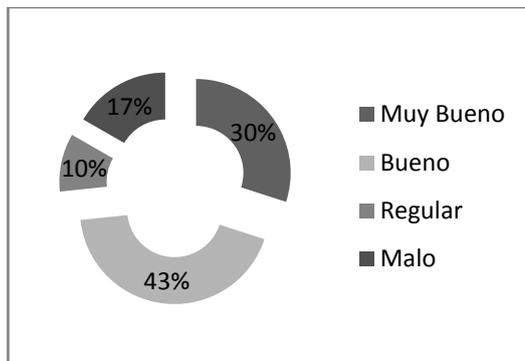
Está satisfecho con su plan tarifario?



Como califica el sistema de facturación?

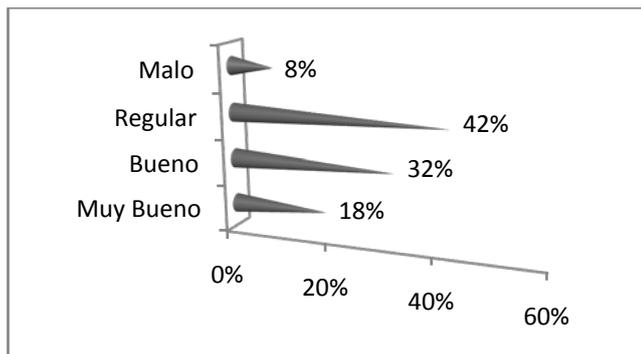


El contenido de su factura es claro de leer?

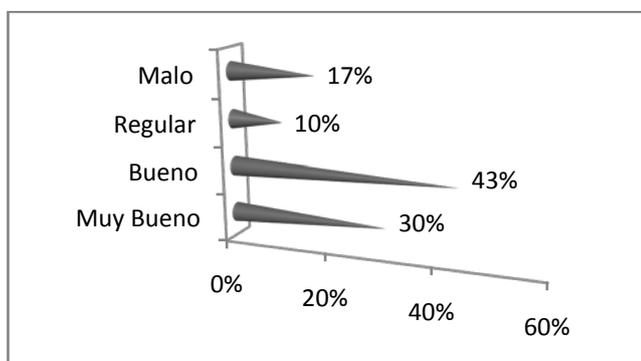


3.8.3 Datos del servicio de atención al cliente

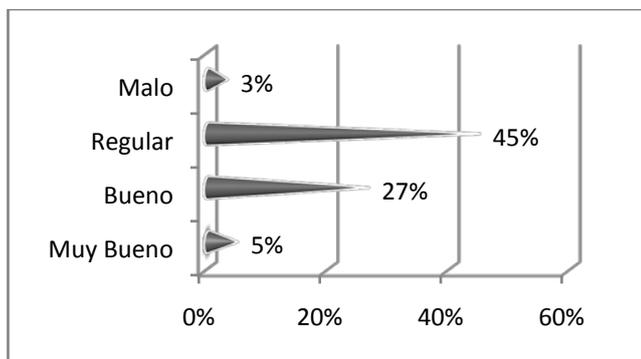
La habilidad del personal para resolver su problema es?



La satisfacción cuando ha recurrido a la línea telefónica de la EEMSPS es



La atención en las oficinas para solicitar asistencia es



3.9. Encuesta anual de calidad del servicio de distribución 2007

El Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que todos los años el Distribuidor realizará a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona que brinda el servicio, en la que estos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a los aspectos de calidad del servicio que se establecen en el Reglamento de la Ley General de Electricidad o que señale la Comisión. Asimismo; se establece que la encuesta será diseñada por la Comisión debiendo efectuarse a través de empresas especializadas registradas en la misma. Finalmente cada año la Comisión publica los resultados de la encuesta en uno de los diarios de mayor circulación en el País para el conocimiento público.

En cumplimiento con lo anterior, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica desde el año 1999, ha efectuado procesos de precalificación y coordinado la realización de la encuesta de calidad publicando los resultados cada diciembre del año que corresponda en el diario de mayor circulación.

El objetivo de esta encuesta es obtener la calificación del servicio desde el punto de vista del usuario final con relación a aspectos:

- ❖ Variaciones de voltaje

- ❖ Interrupciones al servicio
- ❖ Atención de la Distribuidora

Con base en los resultados obtenidos en la encuesta, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica solicita a la distribuidora que corresponda, elaborar un plan de acción dirigido a subsanar los problemas y debilidades con relación al servicio prestado que hayan manifestado los usuarios encuestados. La ejecución de dicho plan es fiscalizado por la Comisión.

Asimismo, los resultados de la encuesta complementan la información recibida por diferentes medios tales como el libro de quejas, denuncias, mediciones directas efectuadas en las redes para establecer la situación real de la calidad del servicio prestado por la distribuidora en sus diferentes aspectos, comercial y técnico.

A continuación se muestra el resumen de los resultados de la encuesta de calidad correspondiente al año 2007 que fuera realizado por todas las empresas de distribución de energía eléctrica. Para Distribuidoras con más de cien mil usuarios la empresa mejor evaluada por sus usuarios es Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. y para Distribuidoras con menos de 100,000 usuarios, por cuarto año consecutivo sigue siendo Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya. En el año 2,007 la Empresa Eléctrica Municipal de Sayaché y la Empresa Eléctrica de San Pedro Pínula Jalapa no realizaron la Encuesta, por lo anterior se ha iniciado proceso sancionatorio.

RESUMEN DE RESULTADOS DE LA ENCUESTA DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL CORRESPONDIENTES AL AÑO 2,007

La encuesta de calidad es la expresión de los consumidores por medio de la cuál indican su percepción sobre el servicio que prestan las distribuidoras de energía eléctrica.

Tabla XXIX. Resumen de resultados de encuesta de calidad del servicio de distribución final correspondiente al año 2007

	(A) Cf	(B) C	(Inter) C	PROMEDIO	DISTRIBUIDORA	CLA
	73.7	53.0	77.0	45.2		EM de San Pedro
	62.0	20.1	47.3	45.8		EM de Jayuya
	70.3	73.0	30.4	40.2		EM de Santa Fe
	71.7	31.2	24.2	50.7		EM de Pinar
	69.0	00.0	33.0	52.8		EM de Jajó
	75.3	00.0	35.0	65.6		EM de Pinar del Río
	67.3	17.3	67.2	60.5		EM de Hicaboles
	75.0	57.4	69.0	67.1		EM de Pinar del Río
	01.0	43.1	43.4	56.7		EM de Pinar del Río
	69.0	53.0	20.0	57.8		EM de San Pedro
	77.0	47.3	59.3	60.9		EM de Guanahay
	04.5	30.0	62.0	61.8		EM de Remedios
	02.0	53.7	54.0	63.2		EM de Sancti Spiritus
	75.0	57.4	69.0	67.1		EM de Sancti Spiritus
	69.0	50.1	60.3	62.2		EM de Sancti Spiritus
DISTRIBUIDORAS CONTIENEN DE 100,000 USUARIOS						
	70.0	40.2	41.2	52.3		Distribuidora de En
	70.0	47.0	40.3	55.6		Distribuidora de En
	62.5	70.0	69.0	60.2		Empresa Eléctrica
DISTRIBUIDORAS CONTIENEN DE 100,000 USUARIOS						

4. EVALUACIÓN DEL PRODUCTO TÉCNICO

La evaluación del producto técnico tiene como finalidad el crear la metodología para el control de la calidad del mismo, el cual tiene como objetivo viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información necesaria para la correcta y adecuada aplicación de las NTSD.

4.1. Evaluación del Índice de Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK)

Como indican las NTSD el control para la calidad del servicio técnico se llevara a cabo en periodos semestrales continuos. (Art. 53 de las NTSD).

En el artículo 54 se contempla también las interrupciones y se considera como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega y no se tomaran en cuenta las interrupciones menores a 3 minutos ni las que sean clasificadas como casos de fuerza mayor.

Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK): representa la cantidad de veces que el KVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde

\sum_j = Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre

$Qkfsj$ = Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j

Qki = Cantidad de kVA instalados

Siendo las interrupciones del mes de enero a abril del año 2008 las siguientes:

Tabla XXX. Interrupciones del mes de enero a abril del año 2008.

MES	Kva. fuera de servicio	Número de interrupciones	Tiempo total fuera en horas
ENERO	3050	21	30.5 hrs.
FEBRERO	3800	19	26 horas
MARZO	3300	14	18 horas
ABRIL	5383	16	24 horas
Total	15533	70	98.5

Teniendo un total de 11950 kVA instalados de en la red eléctrica.

Calculando el FMIK para estos meses:

$$\text{FMIK} = 70 \cdot 15533 / 11950 = 90.9882$$

Siendo los parámetros aceptados por la comisión los siguientes:

Tabla XXXI. Parámetros del FMIK aceptados por la CNEE.

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK	
	Urbano	Rural
Interrupciones Atribuibles a Distribución	2.5	3.5
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4	

A pesar de que EEMSPS no ha definido que parte de la red eléctrica de distribución es rural y urbana nos podemos dar cuenta de que el FMIK es muy elevado siendo solo de 4 meses la toma de datos.

Este es un serio problema para la EEMSPS ya que la falta de cumplimiento de estos índices con lleva a penalidades por parte de la CNEE.

4.2. Evaluación del Índice de Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK): representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio

$$TTIK = \sum_j Q_{kfsj} * T_{fsj} / Q_{ki}$$

Donde

\sum_j = sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre

Q_{kfsj} = Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j

Q_{ki} = Cantidad de kVA instalados

T_{fsj} = Tiempo en horas que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

Calculando el TTIK en base a la tabla anteriormente expuesta

$$TTIK = 70 * 15533 * 98.5 / 11950 = 8962.3460$$

Siendo los parámetros aceptados por la comisión los siguientes:

Tabla XXXII. Parámetros del TTIK aceptados por la CNEE.

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	TTIK	
	Urbano	Rural
Interrupciones Atribuibles a Distribución	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	12	

Como nos podemos dar cuenta le TTIK a pesar de ser las mediciones de los primeros 4 meses del año 2008 son muy elevados, dejando ver que

EEMSPS tiene un gran trabajo que hacer antes de entrar a la etapa de régimen en la CNEE ya que tanto el FMIK y el TTIK es muy elevado con respecto a las tolerancias permitidas.

4.3. Implementación de la campaña mensual de medición de la calidad del producto técnico

Además de las mediciones monofásicas (una medición por cada salida de media tensión reportada por el distribuidor), se deberá efectuar mediciones trifásicas en usuarios con suministro en baja tensión, cuya cantidad será equivalente al porcentaje que contemple como mínimo el porcentaje de usuarios trifásicos existentes (una por cada 25 usuarios), respecto del total de usuarios del distribuidor, al inicio de cada semestre de control.

Se considerara que la cantidad de mediciones mensualmente establecidas en las NTSD corresponde a mediciones validas, es decir, que no presentan inconvenientes que determinen su rechazo (registros en blanco y/o cantidad menores a los especificados en la presente metodología, registros dañados, etc.)

La CNEE presentara los listados con los puntos de medición seleccionados de la base de datos de usuarios del Distribuidor, incluyendo una cantidad adicional, equivalente al 20% de la definida precedentemente, con el fin de asegurar el cumplimiento por parte del distribuidor de la cantidad de mediciones validas mensuales a realizar; este porcentaje podrá ser aumentado si a juicio del distribuidor resultaren insuficientes o inadecuadas, en cuyo caso deberá notificar a la Comisión con una antelación de por lo menos un mes.

Durante el tiempo en la cual la selección de puntos de medición se haga por centro de transformación, se podrá elegir cualquier usuario que esté conectado a este. Cuando la selección de puntos de medición se haga por usuario, en caso de que no resulte posible efectuar la medición en punto del

usuario seleccionado se podrá utilizar otro usuario conectado al mismo transformador, anotando la justificación correspondiente; de no ser posible lo anterior, se elegirá otro usuario de las mediciones adicionales programadas para el mismo mes.

4.4. Características del equipo de medición recomendado

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública y deberán estar identificados en forma indeleble con sus respectivos números de serie; asimismo, deberán contar con un sistema de programación (software) que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición.

El distribuidor, con 15 días de anticipación al comienzo de cada semestre, deberá remitir a la comisión la base de datos conteniendo la totalidad de los equipos que podrán ser empleados en el programa de medición del siguiente semestre la cual contendrá la identificación de cada equipo, incluyendo, su marca, modelo, número de serie, fecha de adquisición, última fecha de calibración y/o ajuste.

Los siguientes modelos son los que se recomiendan para los trabajos de medición que tiene que efectuar la EEMSPS.

ECA-311

Mide y Registra

Tensión [TRMS].

Tensión Máxima y Mínima del Intervalo según Desviación del 95%

Corriente: [TRMS]

Energía Activa [KWh].

Potencia Activa y Aparente [KW], [KVA]

Factor de Potencia

Calidad de Servicio: Cortes, micro cortes y Huecos de tensión.

Rango y Exactitud

Tensión: 85 V a 330 V (Opcional: 600 V). Exactitud: 0.5 %

Corriente: 0 a 700 % de nominal del TI. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Tipo de TI que aplica: Modelo TI-Q; Modelo TI-FLEX.

Energía Activa: 0 a 700 %. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Potencia Activa y Aparente: 0 a 700 % de nominal del TI.

Factor de Potencia: | 0 a 1 |. Exactitud: 2 %.

Interrupciones: Resolución 60 mseg.

Intervalos de Medición - Memoria de Registro - Reloj

Intervalos programables en 1, 5, 10, 15 minutos. Opcional: desde 1 seg. a 60 seg

Capacidad de Registro: más de 33 días en Intervalos de 15 minutos.

Operación circular o Lineal. Modo de Lectura: Parcial, Total o Consulta

Tiempo de almacenamiento ilimitado: Memoria No Volátil.

Reloj de tiempo real: controlado por Xtal. Estabilidad: 10 ppm.

Comunicación - Display

Acoplamiento Optico-RS232. Opcional: adaptador USB. Baud-rate: 9600.

Opcional: Modem TE.

Monitor de Estado: LED's de Estado de Alimentación, Conexionado y Funcionamiento (Autotesting).

Display Portátil Modelo LP216 (Accesorio opcional): 2x16 caracteres LCD. Acoplamiento óptico.

Software

de Operación, Procesamiento y Reporte de Datos

Estructura de Reporte de Datos configurable por el usuario.

Reporte de Datos, Estadística y Graficación.

Interactivo con cualquier utilitario de entorno Windows

Incluye Aplicación: Reporte de Calidad y Cálculo de Penalización.

Protección - Dimensiones y Peso

Nivel de protección IP65. Opcional: IP67.

Correa para transporte y fijación.

Dimensiones: 110x130x32 MM y 480 gr.

Alimentación y Consumo

Alimentación: 80 a 330V (50/60 Hz). Consumo: 5 VA

Cables y Conectores

Cables ultra-flexibles doble aislación con inhibidor de UV. Longitud 1.5 mts.

Terminales de Seguridad normalizado de 4 mm.

Pinza de conexión ECAMEC tipo "cocodrilo" (Opcional).

Aplicaciones

Campañas de Investigación de Curva de Carga.

Estudio de Pérdidas.

Control de Calidad del Suministro Eléctrico.

Registro de Interrupciones y huecos de tensión.

Analizador de Redes.

RES4R32A-BP

Mide y Registra

Tensión [TRMS].

Tensión Máxima y Mínima del Intervalo según Desviación del 95%

Corriente: [TRMS]

Energía Activa [KWh].

Potencia Activa y Aparente [KW], [KVA]

Factor de Potencia

Registro de Perturbaciones: Distorsión Armónica Total (THD); Flicker [DV/V] (opcional: Pst).

Calidad de Servicio: Cortes, micro cortes y Huecos de tensión.

Rango y Exactitud

Tensión: 70 V a 330 V (Opcional: 600 V). Exactitud: 0.5 %

Corriente: 0 a 700 % de nominal del TI. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Tipo de TI que aplica: Modelo TI-Q; Modelo TI-FLEX.

Energía Activa: 0 a 700 %. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Potencia Activa y Aparente: 0 a 700 % de nominal del TI.

Factor de Potencia: | 0 a 1 |. Exactitud: 2 %.

Distorsión Armónica (THD): 0 a 10 % hasta la 20 armónica. Exactitud: 5 %.

Flicker [DV/V] (opcional: Pst): 0 a 2 % DV/V Resolución 0.1% de tensión de red. Exactitud: 5 %.

Interrupciones: Resolución 60 mseg.

Intervalos de Medición - Memoria de Registro - Reloj

Intervalos programables en 5, 10, 15, 30 minutos.

Capacidad de Registro: más de 33 días en Intervalos de 15 minutos.

Memoria circular o Memoria Lineal. Modo de Lectura: Parcial, Total o Consulta

Almacenamiento: mayor a 6 meses con equipo desenergizado. Back-up: batería de Li.

Reloj de tiempo real: controlado por Xtal. Estabilidad: 10 ppm.

Comunicación - Display

Acoplamiento Optico-RS232. Opcional: adaptador USB. Baud-rate: 9600.

Opcional: Modem TE.

Monitor de Estado: LED's de Estado de Alimentación, Conexionado y Funcionamiento (Autotesting).

Display Portátil Modelo LP216 (Accesorio opcional): 2x16 caracteres LCD. Acoplamiento óptico.

Software

de Operación, Procesamiento y Reporte de Datos

Estructura de Reporte de Datos configurable por el usuario.

Reporte de Datos, Estadística y Graficación.

Interactivo con cualquier utilitario de entorno Windows

Incluye Aplicación: Reporte de Calidad y Cálculo de Penalización.

Protección - Dimensiones y Peso

Nivel de protección IP65.

Correa para transporte y fijación.

Dimensiones: 115x150x65 MM. Peso: 500 gr.

Alimentación y Consumo

Alimentación: 70 a 330V (50/60 Hz). Consumo: 5 VA

Cables y Conectores

Cables ultra-flexibles doble aislación con inhibidor de UV. Longitud 1.5 mts.

Terminales de Seguridad normalizado de 4 mm.

Conector de entrada de Corriente: Conector circular AMP

Pinza de conexión ECAMEC tipo "cocodrilo" (opcional).

Aplicaciones

Control de Calidad del Suministro Eléctrico.

Homologado por Organismos de Control.

Registro de Interrupciones y Huecos de tensión.

Pre-medición de Perturbaciones de THD y Flicker.

Analizador de Redes – Estudio de Cargas.

RES4R32A-1P

Mide y Registra

Tensión [TRMS].

Tensión Máxima y Mínima del Intervalo según Desviación del 95%

Corriente: [TRMS]

Energía Activa [KWh].

Potencia Activa y Aparente [KW], [KVA]

Factor de Potencia

Registro de Perturbaciones: Distorsión Armónica Total (THD); Flicker [DV/V]
(opcional: Pst).

Calidad de Servicio: Cortes, micro cortes y Huecos de tensión.

Rango y Exactitud

Tensión: 70 V a 330 V (Opcional: 600 V). Exactitud: 0.5 %

Corriente: 0 a 700 % de nominal del TI. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Tipo de TI que aplica: Modelo TI-Q; Modelo TI-FLEX.

Energía Activa: 0 a 700 %. Exactitud: 0.5 % c / TI-Q; 2 % c / TI-Flex.

Potencia Activa y Aparente: 0 a 700 % de nominal del TI.

Factor de Potencia: | 0 a 1 |. Exactitud: 2 %.

Distorsión Armónica (THD): 0 a 10 % hasta la 20 armónica. Exactitud: 5 %.

Flicker [DV/V] (opcional: Pst): 0 a 2 % DV/V Resolución 0.1% de tensión de red. Exactitud: 5 %.

Interrupciones: Resolución 60 mseg.

Intervalos de Medición - Memoria de Registro - Reloj

Intervalos programables en 5, 10, 15, 30 minutos.

Capacidad de Registro: más de 33 días en Intervalos de 15 minutos.

Memoria circular o Memoria Lineal. Modo de Lectura: Parcial, Total o Consulta

Almacenamiento: mayor a 6 meses con equipo desenergizado. Back-up: batería de Li.

Reloj de tiempo real: controlado por Xtal. Estabilidad: 10 ppm.

Comunicación - Display

Acoplamiento Optico-RS232. Opcional: adaptador USB. Baud-rate: 9600.

Opcional: Modem TE.

Monitor de Estado: LED's de Estado de Alimentación, Conexionado y Funcionamiento (Autotesting).

Display Portátil Modelo LP216 (Accesorio opcional): 2x16 caracteres LCD. Acoplamiento óptico.

Software

De Operación, Procesamiento y Reporte de Datos

Estructura de Reporte de Datos configurable por el usuario.

Reporte de Datos, Estadística y Graficación.

Interactivo con cualquier utilitario de entorno Windows

Incluye Aplicación: Reporte de Calidad y Cálculo de Penalización.

Protección - Dimensiones y Peso

Nivel de protección IP63

Corraje para transporte y fijación.

Dimensiones: 115x150x65 MM. Peso: 500 gr.

Alimentación y Consumo

Alimentación: 70 a 330V (50/60 Hz). Consumo: 5 VA

Cables y Conectores

Cables ultra-flexibles doble aislación con inhibidor de UV. Longitud 1.5 mts.

Terminales de Seguridad normalizado de 4 mm.

Conector de entrada de Corriente: Conector circular AMP

Pinza de conexión ECAMEC tipo "cocodrilo" (opcional).

Aplicaciones

Control de Calidad del Suministro Eléctrico.

Homologado por Organismos de Control.

Registro de Interrupciones y Huecos de tensión.

Pre-medición de Perturbaciones de THD y Flicker.

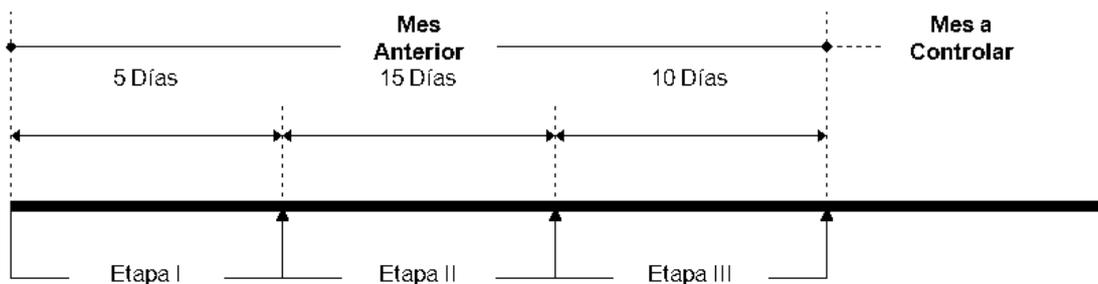
Analizador de Redes – Estudio de Cargas.

4.5. Metodología para la evaluación de las mediciones

Para la evaluación de las mediciones a efectuar durante un mes hay tres etapas a seguir en el mes anterior a la medición, las cuales son:

- Etapa 1: La CNEE informara al distribuidor, dentro de las fechas del uno al cinco de cada mes previo al que se controlara, los puntos a ser medidos por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución, de acuerdo al formato de la tabla “Mediciones_Seleccionadas” que se encontraran en el anexo del presente informe.
- Etapa 2: Con la información recibida en la etapa 1, el distribuidor realizara un cronograma de instalación y retiro de registradores por cada circuito de salida de las subestaciones de distribución. El cronograma será remitido a la CNEE y/o a quien esta designe, dentro de las fechas del seis al veinte de cada mes.
- Etapa 3: La CNEE procederá a informar al personal correspondiente para que proceda a realizar su programación, tomando como base el cronograma de instalación y retiro remitido por el distribuidor.

Figura 35. Gráfica de las diferentes etapas para la evaluación de las mediciones.



- El distribuidor deberá enviar al inicio de cada semana el listado con todas las remediones a realizar la semana siguiente, de acuerdo al formato de la tabla “Datos_Remediones” que se encuentra en el anexo del presente informe.
- Durante la instalación y retiro de los equipos registradores tanto en la medición como en la remedición, el distribuidor, elaborara y completara la planilla de auditoría de acuerdo al formato definido por las NTSD, que corresponda al tipo de punto a medir. En el lugar de la instalación o retiro, el Distribuidor le proporcionara una copia de la planilla de auditoría al representante de la CNEE, quien verificara que se ha llenado correctamente.

4.6. Metodología para entrega de información a CNEE

A los fines del procesamiento de los archivos tanto de las mediciones de RT como de DT, efectuadas por los equipos registradores, se deberán considerar los siguientes criterios:

- Para el control de la RT, se define como tensión característica del intervalo de medición.
- Para suministro monofásico: Al valor promedio de la tensión sobre la cual se conecta el usuario.
- Para suministros Trifásicos: Al valor promedio de las tres tensiones de fase.

Se consideran como registros no validos siempre que se verifique alguna de las siguientes consideraciones:

- Que el intervalo de Medición de cada registro sea distinto de 15 minutos.

- Que los valores de tensión en cualquiera de la o las fases medidas del intervalo de medición resulten menores al 70% del valor nominal de la tensión en el punto de suministro.
- Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado. En esta condición se identificarán los valores de tensión o de energía con valores negativos, textos en campos numéricos, error en el formato de los campos de fechas o que el equipo de medición registre un código de anomalía.
- Que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación o posterior a la fecha de retiro de acuerdo a lo informado en la planilla de instalación y retiro.
- Cuando se tengan registros duplicados, es decir, aquellos que presenten igual fecha y hora.

Se considerarán como mediciones no válidas siempre que se verifique algunas de las siguientes consideraciones:

- Que la cantidad de registros válidos no supere el equivalente a 6 días de medición (576 registros). Sin embargo, el equipo deberá estar instalado al menos los 7 días.
- Que los datos informados en la planilla de instalación y retiro no permita garantizar su adecuado procesamiento. Asimismo se verificará la correcta codificación de todos aquellos campos que se hayan establecido previamente.
- Que el nombre del archivo no corresponda con el código establecido por la CNEE.
- Que el equipo utilizado por el distribuidor no corresponda con un formato de archivo informado y proporcionado previamente por la CNEE.
- Que la medición no haya sido observada por el representante de la CNEE, durante el transcurso de la instalación y/o el retiro, por causas imputables al distribuidor.

- Para la determinación de una eventual indemnización, se considerara como registro sujeto al pago de indemnización a aquel en el que la tensión característica del periodo de 15 minutos supera la tolerancia establecida.
- El cálculo del 5% del tiempo que determina que una dada medición sea pasible de indemnización, se realizara como el cociente entre los registros validos fuera de la tolerancia correspondiente respecto al total de registros validos.
- Si el equipo de medición no registra energía en cada periodo, se asignara la energía consumida por el usuario, obtenida del medidor de energía, durante el periodo de medición, entre los registros validos, de acuerdo a la curva de carga normalizada que le corresponda y que se encuentra aprobada por la CNEE. Estas curvas de carga se establecerán a partir de los valores normalizados, para cada hora, en un día típico.
- En el proceso de asignación de la energía por intermedio de la curva de carga normalizada solo se tendrán en cuenta aquellos registros caracterizados como validos.
- Con antelación al último día del primer mes de cada trimestre, la CNEE informara al distribuidor el valor del costo de la energía no suministrada "CENS" que deberá ser empleado por este en los cálculos de las eventuales indemnizaciones a lo largo de dicho periodo. La determinación del "CENS" será realizada por la CNEE de acuerdo a lo establecido en el artículo 58 de las NTSD.
- Para el control de desbalance de tensión en servicios trifásicos, verificado que se ha superado el límite admisible, el valor de indemnización se calculara con la energía trifásica registrada asigna en cada intervalo valido.

La empresa distribuidora que en este caso es EEMSPS deberá de enviar reportes mensualmente y semestralmente

La información que deberá de enviar en dichos periodos de tiempo se detalla a continuación:

Mensualmente

Un informe mensual de todas las mediciones y remediciones realizadas

Un informe mensual con los resultados del procesamiento de todas las mediciones y remediciones efectuadas, indemnizables o no, sobre la base de los datos de la tabla Datos_Procesamiento.

Archivos informáticos de las tablas según la estructura detallada. La información deberá remitirse en el formato indicado, con el fin de asegurar su importación en base de datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

Semestralmente

El resultado de la extensión al siguiente semestre de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización durante el semestre actual. Deberá además incluir el resultado de la extensión de las indemnizaciones correspondientes a las mediciones que resultaron sujetas al pago de indemnización en semestres anteriores que no hubieran resultado solucionados.

El resultado de los índices globales semestrales para cada uno de los tipos de usuarios considerados y el resultado de la eventual indemnización por haberse superado el límite correspondiente establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. Asimismo, deberá remitir en medio informático el listado completo de usuarios que recibirán la correspondiente indemnización con su valor individual.

Archivo informático de las tablas según el nombre detallado. La información deberá remitirse en el formato indicado, de manera de permitir su importación en base de datos para su procesamiento por parte de la CNEE.

5. IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE ACCIÓN

Luego de las observaciones elaboradas a la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, se puede aseverar que no poseen ningún método por medio del cual puedan conocer la opinión del usuario acerca del servicio que brinda esta empresa.

También, se pudo observar que no poseen un programa para darle seguimiento e información al usuario acerca de en qué etapa o fase se encuentra algún reclamo o queja que este haya puesto en dicha empresa, limitando así a la espera al usuario de la resolución del problema que este tenga sin que este sepa en qué momento se solucionara el problema, ya que solo cuentan con la palabra del jefe del departamento técnico para dicha duda.

Por lo anterior se proponen algunas soluciones a esta falta de comunicación, que se detallan a continuación.

5.1. Realización de encuestas a usuarios al azar vía telefónica para obtener datos acerca de la calidad del servicio.

Como se ha explicado con anterioridad la EEMSPS no cuenta o no posee en su poder la apreciación del usuario hacia el servicio que le están brindando por lo consiguiente se ha propuesto la elaboración de una encuesta vía telefónica a usuarios al azar para empezar a recaudar los datos necesarios y así después ir implementando la encuesta semestral que requiere la CNEE. Las respuestas que se obtengan en esta encuesta servirán de guía para la EEMSPS y así poder mejorar la calidad de servicio técnico y comercial brindado

Un ejemplo de dicha encuesta se encuentra en los anexos de este informe.

5.2. Apertura de una línea telefónica para solución de dudas y/o problemas

La EEMSPS posee una línea telefónica por medio de la cual se puede dar aviso de algún problema en la red eléctrica o la falta de servicio eléctrico en algún sector del municipio. Aun que poseen este servicio no se ha tomado en cuenta el facilitar al usuario otros procedimientos o información ya que para la mayoría de estos el usuario debe de llegar personalmente a la EEMSPS como lo es la información de la resolución de una queja.

5.3. Seguimiento a queja de usuarios

Luego de la investigación realizada se observo que a pesar de que el usuario presenta quejas; no se da un correcto seguimiento de las mismas y no se hace una evaluación del personal para determinar en donde ocurrió el error para luego corregirlo ni se tiene un registro del personal al cual se le asigno la solución del problema para ver si la solución fue optima y en qué momento se dio.

Por lo que la EEMSPS debería de evaluar la viabilidad de implementar un programa por medio del cual se mantenga una base de datos donde se tenga un expediente de cada usuario con la información completa, las quejas que ha expuesto, el procedimiento que se llevo a cabo para la solución de dicho problema y el nombre del técnico que soluciono el mismo así como también debería de aparecer la fecha y hora en que se reporto el problema como la fecha y hora en que se le dio la solución.

5.4. Capacitación del personal

Dentro de la EEMSPS no se capacita al personal constantemente ya que los permisos que se otorgan son de periodos muy cortos de tiempo aparte de que en el municipio no cuentan con los recursos necesarios para dar dicha capacitación teniendo que viajar a Quetzaltenango o a la ciudad de Guatemala, esto impide el crecimiento en información del ámbito en que trabajan así como también las nuevas técnicas que existen para la solución de los problemas más comunes.

Como parte del Ejercicio Profesional Supervisado se tiene una fase de enseñanza-aprendizaje en donde se les dio pequeñas capacitaciones de 45 min. en donde se les explico diversos conceptos básicos de electricidad y principios básicos de líneas de transmisión por medio de diapositivas que se anexan en este informe.

CONCLUSIONES

1. Se puede ver que a la EEMSPS le hace falta una metodología para la respuesta a los diversos problemas a los usuarios, como también tienen una comunicación lenta y muy poco eficiente entre los diferentes departamentos que conforman la empresa, ya que carecen de una base de datos y/o un sistema que permita agilizar y guardar registros de los diversos problemas con los usuarios.
2. La EEMSPS no tiene un desconocimiento total de su red de distribución eléctrica, pero sí hace falta realizar un estudio para saber el estado de la misma, ya que desconocen varios factores importantes de la misma como lo son los kVA reales instalados y consumidos.
3. Actualmente, la EEMSPS está en trámites para poder sacar otro circuito de la subestación de champollap para así poder fortalecer su sistema de distribución actual y tener menos recargadas las líneas de distribución que se encuentran actualmente instaladas.
4. La EEMSPS se encuentra en proceso de la mejora de sus instalaciones tanto inmobiliarias como las que están en el campo para poder brindar un mejor servicio a la población y esto se demuestra con el cambio de conductores de calibre #2 a un calibre 1/0 para así poder transportar más energía con menos pérdidas.
5. La EEMSPS no tiene un manual para acometidas con las diferentes normas que se deben tomar en cuenta para la construcción e instalación, así como las características que deben llevar para los diferentes voltajes y servicios que se conecten a estas.

6. La calidad del servicio técnico en EEMSPS tiene que mejorar grandemente ya que los índices globales como lo es el FMIK y el TTIK han dado resultados muy elevados con respecto a los parámetros fijados por la CNEE siendo este un problema de alto nivel ya que por el incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador se determina una indemnización a los usuarios.

7. A pesar de que los índices globales como el FMIK y el TTIK han resultado ser muy elevados con respecto a las tolerancias establecidas, EEMSPS en el año 2007 ha quedado en el 2do. lugar en distribuidoras con menos de 100,000 usuarios en la encuesta de calidad del servicio de distribución final.

RECOMENDACIONES

1. Capacitar al personal, no sólo con la forma de ejecutar procedimientos, sino también con los conceptos para entender las razones por las cuales se ejecutan, la importancia, las ventajas, desventajas y riesgos de los diferentes procedimientos que hacen.
2. Realizar un estudio de la red de distribución eléctrica para tener un mejor conocimiento de la misma y poder tomar mejores decisiones con respecto a su mantenimiento, ampliación y revisión periódica.
3. Elaborar una base de datos compartida entre los diferentes departamentos de la EEMSPS limitando la modificación de datos de cada departamento para poder tener datos confiables y seguros; así poder agilizar la comunicación entre departamentos para llegar a una solución más rápida y eficiente de los diferentes problemas que se presenten.
4. Llevar un expediente de cada usuario con su información completa, las reclamaciones que ha elaborado, el procedimiento que se llevó a cabo adjuntando el nombre del técnico que resolvió el problema junto a la fecha y hora en que fue resuelto. Así, de esta manera se puede llevar un mejor control del proceso de las quejas del usuario para poder brindarle información del avance o resolución que se le dio a esta.

5. Aprobar conjuntamente con la Municipalidad de San Pedro Sacatepéquez, un manual para la construcción e instalación de acometidas para que así este se cumpla y guarden los parámetros que ahí se establecen ya que esto es en beneficio del usuario y de la EEMSPS.

6. Tener una respuesta pronta a los problemas de cortes de energía que se presenten, para así disminuir los índices globales ya que estos presentan valores muy altos.

7. Definir las áreas urbanas y rurales de la red eléctrica para realizar mejor los cálculos de los índices globales y así poder definir mejor qué parte de la red eléctrica es la que presenta mayores problemas para su posterior corrección.

BIBLIOGRAFÍA

1. Don Hellriegel, John W. **Administration.**
(7ma. Edición; México: Internacional Thompson Editores de C
C.V., 1998)
2. **Constitución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica**
28 de mayo de 1997.
3. Martin, José Raúl, **Diseño de Subestaciones Eléctricas**
(2da. Edición; México: UNAM, 2000)
4. **Ley Nacional de la Electricidad**
Decreto 93-96, Congreso de la República, 13 de noviembre de
1996.
5. Vilorio, J. Roldan, **Manual del Electricista del Taller**
2da. Edición
6. Espinoza, Roberto, **Sistema de Distribución**
Editorial Limusa
7. **Reglamento de la Ley General de Electricidad**
Acuerdo Gubernativo No. 256-97, del 21 de mayo de 1997.
8. **Resoluciones de la CNEE**

ANGLOS

Ejemplo de la encuesta propuesta a la EEMSPS

DATOS GENERALES

1. Lugar donde se presta el servicio:

2. ¿Qué tipo de servicio posee?

Trifásico

Monofásico

¿Qué nivel de tensión utiliza?_____.

3. ¿Cuánto tiempo tiene de que se le presta el servicio?

4. El servicio está a nombre de:

DATOS DE CALIDAD DEL SERVICIO

1. ¿Está conforme con el área de cobertura que se ofrece en la EEMSPS?

Sí No

En caso de que se amplíe la red de distribución eléctrica ¿en que zonas desearía que se disponga el servicio?

2. ¿Ha experimentado alguno de los problemas que se listan a continuación en el servicio eléctrico?

Variación de intensidad luminosa: con frecuencia
Casi siempre
Rara vez
Nunca

Cortes de luz no programados con frecuencia
Casi siempre
Rara vez
Nunca

Caídas de tensión: con frecuencia
Casi siempre
Rara vez
Nunca

Picos en el suministro de
electricidad con frecuencia
Casi siempre
Rara vez
Nunca

Sobre tensión con frecuencia
Casi siempre
Rara vez
Nunca

Otro tipo de problema:

DATOS DE FACTURACIÓN

¿Está satisfecho con su plan tarifario?

Muy Satisfecho

Satisfecho

No satisfecho

¿Cómo califica el sistema de facturación?

Muy Bueno

Bueno

Regular

Malo

Al leer el contenido de su factura ¿se entiende?

Muy Bueno

Bueno

Regular

Malo

DATOS DEL SERVICIO DE ATENCIÓN AL CLIENTE

¿Recibe atención o asesoría personal cuando lo necesita?

Sí

No

La habilidad del personal para resolver su problema es:

Muy Bueno

Bueno

Regular

Malo

La satisfacción cuando ha recurrido a la línea telefónica de la EEMSPS es:

- Muy Bueno
- Bueno
- Regular
- Malo

La atención en las oficinas para solicitar asistencia es:

- Muy Bueno
- Bueno
- Regular
- Malo

GRADO DE SATISFACCIÓN

En términos generales ¿está satisfecho con el servicio proporcionado por la EEMSPS?

Muy satisfecho Satisfecho No satisfecho

¿Cómo califica la calidad del servicio?

Muy Bueno Bueno Regular Malo

La satisfacción en la solución de reclamos por parte de la EEMSPS es:

Muy bueno Bueno Regular Malo

SUGERENCIAS

Si desea, puede llenar los siguientes datos:

Nombre: _____.

Dirección: _____.

Teléfono: _____.

E-mail: _____.

Tablas a enviar

a la CNEE

Información a enviar a la CNEE con una periodicidad mensual.

Con anterioridad al último día hábil del mes, inclusive, el distribuidor deberá remitir a la CNEE las siguientes tablas referidas a lo ocurrido durante el mes calendario anterior.

NOMBRE TABLA	PERIODO	DESCRIPCION
FUERZA_MAYOR	Mensual	Tabla de casos con invocación de causal por Fuerza Mayor.
INTERRUPCIONES	Mensual	Tabla de Interrupciones.
REPOSICIONES	Mensual	Tabla de Reposiciones.
CENTROS_MTBT	Mensual	Tabla de Centros de Transformación MT/BT afectados.
INSTALACIONES	Mensual	Tabla total de instalaciones para red normal.
REP_USUARIOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario
REP_EXCLUIDOS	Mensual	Tabla de interrupciones por usuario excluidas por motivos comerciales.
RECLAMOS	Mensual	Tabla de reclamos de usuarios (Sólo los correspondientes a falta de suministro)

Tabla de fuerza mayor

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
Mes	Mes al que corresponde el caso indicando el Año (mm/yy)	Texto (5)
Caso	N° correlativo de caso dentro del mes	Entero
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
InstalacionAfect	Instalaciones afectadas (S/E, Circuito, Potencia (kVA), etc.)	Texto (50)
UsuaAfect	Cantidad de usuarios afectados	Entero
FechaIni	Fecha y hora de inicio de la interrupción	Fecha + Hora
FechaRep	Fecha y hora de última reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción de la interrupción para la última reposición.	Decimal
CausaFM	Causa de la Fuerza Mayor	Texto (50)
Descripcion	Breve descripción de los hechos	Texto (250)
Resolucion	Resultado final de resolución: Aprobado (SI), No aprobado (NO)	Texto (2)
ExpteCNEE	Número de Expediente de la CNEE.	Texto (20)

Tabla de Interrupciones

Se deberán de informar todas las interrupciones incluidas aquellas menores a 3 minutos

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (Unívoca para cada Interrupción)	Texto (50)
Sistema	Tipo de Sistema: AT (A) , MT (M) y BT (B)	Texto (1)
Origen	Externa (E) o Interna (I)	Texto (1)
Tipo	Forzado (F) o Programado (P)	Texto (1)
FechaIn	Fecha y Hora de Inicio de la Interrupción	Fecha + Hora
DiviRed	División Red: Normal (N) o Alterada (A)	Texto (1)
IDelem	Identificación del elemento de red origen de interrupción	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la Interrupción.	Texto (50)
CodigoInter	Código de la causa de la Interrupción	Texto (10)

Tabla de reposiciones

Se deberán informar todas las reposiciones, incluidas las menores a 3 minutos. El campo “Duración” deberá ser decimal en vez de Hora.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
FechaRp	Fecha y Hora de la reposición	Fecha + Hora
Duración	Duración en horas y/o fracción para cada interrupción.	Decimal
IDElem	Elemento maniobrado para reposición	Texto (50)
TipoElem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, etc.)	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.	Texto (50)
Circuito	N° de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.	Texto (50)

Tabla Centros_MTBT

Tabla de centros de transformación de MT/BT afectados. Se deberán informar todos los centros MT/BT afectados.

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDInter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
KVA	KVA Instalados del transformador Repuesto.	Decimal
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

Tabla Instalaciones

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Circuito	Nº de circuito de MT.	Texto (50)
Subestación	Código o identificación de la Subestación AT/MT a la cual pertenece el circuito	Texto (50)
TrafosUrb	Cantidad total de transformadores MT/BT Urbanos en el circuito para división red normal	Entero
TrafosRur	Cantidad total de transformadores MT/BT Rurales en el circuito para división red normal	Entero
KVAInsUrb	KVA instalados totales Urbanos para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Urbanos para división red normal	Decimal
KVAInsRur	KVA instalados totales Rurales para el circuito de MT, determinados como suma de potencias nominales de los transformadores MT/BT Rurales para división red normal	Decimal
PotContUrb	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Urbanos conectados en MT en el circuito.	Decimal
PotContRur	Sumatoria de las Potencias Máximas Contratadas por los Usuario Rurales conectados en MT en el circuito.	Decimal

Tabla Rep_usuarios

Se deberán informar todos los usuarios afectados para todas las interrupciones incluidas las menores a 3 minutos

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (Identificador, Nº de cuenta, etc...)	Texto (30)
Tensión	Tensión de alimentación del usuario BT (B), MT (M) o AT (A)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) y Rural (R)	Texto (1)

Tabla REP_EXCLUIDOS

Tabla de interrupciones/reposiciones por usuario excluidas por motivos comerciales. Se deberán informar todas las interrupciones que deberán ser excluidas de la tabla "REP_USUARIOS" por motivos comerciales.

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDInter	Identificación de la Interrupción (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
IDRepos	Identificación de la Reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)	Texto (50)
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Motivo	Baja de Usuarios (BAJA), Suspensión del suministro por Morosidad (MOROSIDAD), etc.....	Texto (10)

Tabla de Reclamos

CAMPO	DESCRIPCION	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
Nreclamo	Nº de reclamo asignado por el distribuidor	Texto (50)
FechaRe	Fecha y Hora de ingreso del reclamo	Fecha + Hora
IDInter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción)	Texto (50)
CodigoInter	Código de la causa de la interrupción, según el reclamo.	Texto (10)

- **INFORMACIÓN CON PERIODICIDAD SEMESTRAL**

Tabla de DATOS_TECNICOS

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
TensionServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoRed	Urbano (U) / Rural (R)	Texto (1)
CoSemestral	Consumo Semestral en KWh	Decimal
TipoInstalacion	Monofásica (M) / Trifásica (T)	Texto (1)
CircuitoAT	Nº de circuito AT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT, Nº de transformador y Nº de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto (50)
Circuito	Nº de circuito MT desde donde se alimenta al usuario para división red normal	Texto (50)
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)

Tabla de DATOS_CENTROS

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
Centro	Nº de centro MT/BT o AT/MT.	Texto (50)
TensionNominal	Tensión Nominal de Servicio del Circuito al cual está conectado el centro de transformación, en voltios.	Decimal
TipoArrollamiento	Monofásico (M), Bifásico (B) o Trifásico (T) u Otro (O)	Texto (1)
TipoRed	Urbano (U) - Rural (R)	Texto (1)
TipoCon	Poste, Plataforma aérea, cámara a nivel, cámara subterránea	Texto (50)
NumTrafo	Número de Trafos en el Centro	Texto (10)
KVAinst	KVA instalado total en el Centro	Decimal
Dirección	Dirección donde se ubica el centro de transformación	Texto (250)
Municipio	Nombre del Municipio	Texto (50)
Departamento	Nombre del Departamento	Texto (50)
Sucursal	Nombre de la sucursal o zona en que está dividido el distribuidor	Texto (50)
Subestación	Subestación AT/MT al cual está conectado.	Texto (50)
Circuito	Nº de alimentador MT desde donde se alimenta al CT MT/BT en división red normal	Texto (50)
CoordenadaNorte	Coordenada Norte (Sistema Universal Transverse Mercator –UTM-) de la posición del Centro de MTBT o de ATMT	Decimal

Tabla de SALIDA_INDIVIDUAL

Tabla de indicadores individuales e indemnización por usuario

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
IDUsuario	Nº de identificación única del usuario (identificador, Nº de cuenta, etc. según corresponda)	Texto (30)
FIU	Frecuencia de interrupciones por usuario	Decimal
TIU	Tiempo de interrupción por usuario	Decimal
ENSfiu	Energía no Suministrada por excederse el indicador FIU	Decimal
ENStiu	Energía no Suministrada por excederse el indicador TIU	Decimal
INDEMNIZACION	Monto total en Quetzales de la indemnización aplicada asociada con los Indicadores Individuales.	Decimal

Tabla de SALIDA_GLOBAL

CAMPO	DESCRIPCIÓN	FORMATO
FMIKuisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
TTIKuisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Urbana Interna.	Decimal
FMIKrisfm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna	Decimal
TTIKrisfm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Rural Interna.	Decimal
FMIKesm	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa	Decimal
TTIKesm	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor sin F. Mayor, para Red Externa.	Decimal
FMIKui	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red Urbana Interna	Decimal
TTIKui	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna.	Decimal
FMIKri	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
TTIKri	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
FMIKe	Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa	Decimal
TTIKe	Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSFMIKui	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
ENSTTIKui	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red urbana interna	Decimal
INIGui	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna	Decimal
ENSFMIKri	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
ENSTTIKri	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
INIGri	Indemnización global por excederse los límites de los Indicadores FMIK y/o TTIK calculado por el Distribuidor, para red rural interna.	Decimal
ENSFMIKe	ENS por exceder el límite el Indicador FMIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal
ENSTTIKe	ENS por exceder el límite el Indicador TTIK calculado por el Distribuidor, para red externa.	Decimal

Tabla InterrProgamas

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
IDInter	Número de la Incidencia	Texto (50)
AreaAfectada	Área afectada por la interrupción programada	Texto (500)
DiaPublicacion	Fecha en que se publicó en un medio de prensa la información sobre la interrupción programada	Fecha
Medio	Medio en el cual se publicó la información sobre la interrupción programada	Texto (50)''

Las siguientes tablas deben de ser enviadas por la EEMSPS cada cierto tiempo a la CNEE para poder establecer el criterio para el procesamiento de las mediciones

- **Mensualmente las tablas a enviar son las siguientes:**

NOMBRE DE LA TABLA	DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO
PLANILLA_INSTALACION	Datos Planilla Auditoría o Instalación / Retiro
PLANILLA_SORTEO	Datos Planilla de Sorteo
DATOS_PROCESAMIENTO	Datos Procesamiento Medición
DATOS_TENSION	Datos para Procesamiento Tensión
DATOS_ENERGIA	Datos para Procesamiento Energía

PLANILLA_INSTALACION

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
CurvaCarga	Identificación de la Curva de Carga para procesamiento.	Texto (5)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio	Decimal
CódigoMedidor	Código que Identifica al Medidor Comercial de la Energía	Texto (15)
EnergíaInicial	Lectura Inicial del Medidor Comercial de Energía	Decimal
EnergíaFinal	Lectura final del Medidor Comercial de Energía	Decimal
NúmeroEquipo	Código que identifica al Equipo Registrador de Calidad	Texto (10)
FechaInstalación	Fecha y Hora de la Instalación del Equipo registrador	Fecha y Hora
FechaRetiro	Fecha y Hora del Retiro del Equipo registrador	Fecha y Hora
Observación	Observaciones en la Instalación y/o Retiro	Texto (250)
MediciónEnergía	Se indica si se realiza la medición o se emplea una curva de carga (1: Si / 0: No)	Entero

PLANILLA_SORTEO

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto(8)
IdUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
NombreUsuario	Nombre completo del Usuario	Texto(50)
Dirección	Dirección completa del Usuario	Texto(250)
Subestación	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta al usuario	Texto(50)
Circuito	N° de alimentador MT desde donde se alimenta al Centro de Transformación MT/BT, para división red normal	Texto(50)
Centro	N° de centro MT/BT o AT/MT	Texto(50)
TipoServicio	Urbano (U) - Rural (R)	Texto(1)
TipoInstalación	Monofásica (M) – Trifásica (T)	Texto(1)

DATOS_PROCESAMIENTO

CAMPO	DESCRIPCIÓN	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
TensiónServicio	Tensión Nominal de Servicio del Usuario, en voltios	Decimal
TipoServicio	Urbano (U) o Rural (R)	Texto (1)
Estado	Estatus del resultado del procesamiento del archivo de la medición: Bueno, Corto, Medición_Fallida, o Archivo_Fallido (*)	Texto (20)
FechaInicio	Fecha y hora Inicio medición	Fecha y Hora
FechaFinal	Fecha y hora final de medición	Fecha y Hora
Energía	Energía consumida durante el período de Medición	Decimal
CurvaCarga	Código identificación Curva de Carga para el procesamiento	Texto (5)
RegTotales	Cantidad de Registros Totales de 15 minutos de la medición	Entero
RegVálidos	Cantidad Total de Registros Válidos de 15 minutos de la medición	Entero
Reg_FTR	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Entero
Reg_FTD	Total de registros válidos fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Entero
Ener_FLR	Energía Total fuera de las tolerancias para la Regulación de Tensión	Decimal
Ener_FLD	Energía Total fuera de las tolerancias para la Desbalance de Tensión	Decimal
Indem_R	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para la regulación de tensión	Decimal
Indem_D	Indemnización en Quetzales para el período de medición, por superarse las tolerancias para el Desbalance de tensión	Decimal

DATOS_TENSION

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
NRG_Tot	Número de Registros Válidos Totales de 15 minutos	Entero
NRG_11p	Número de Registros Válidos para Desviación > 10%	Entero
NRG_10p	Número de Registros Válidos para $10\% \geq$ Desviación > 9%	Entero
NRG_9p	Número de Registros Válidos para $9\% \geq$ Desviación > 8%	Entero
NRG_8p	Número de Registros Válidos para $8\% \geq$ Desviación > 7%	Entero
NRG_7p	Número de Registros Válidos para $7\% \geq$ Desviación > 6%	Entero
NRG_6p	Número de Registros Válidos para $6\% \geq$ Desviación > 5%	Entero
NRG_5p	Número de Registros Válidos para $5\% \geq$ Desviación > 4%	Entero
NRG_4p	Número de Registros Válidos para $4\% \geq$ Desviación > 3%	Entero
NRG_3p	Número de Registros Válidos para $3\% \geq$ Desviación > 2%	Entero
NRG_2p	Número de Registros Válidos para $2\% \geq$ Desviación > 1%	Entero
NRG_1p	Número de Registros Válidos para $1\% \geq$ Desviación > 0%	Entero

DATOS_ENERGIA

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número de identificación unívoco CNEE, según Tabla 2.	Texto (8)
ENG_Tot	Energía Total Registrada en el período de medición [en kWh]	Decimal
ENG_11p	Energía Registrada en la Medición para Desviación > 10%	Decimal
ENG_10p	Energía Registrada en la Medición para $10\% \geq$ Desviación > 9%	Decimal
ENG_9p	Energía Registrada en la Medición para $9\% \geq$ Desviación > 8%	Decimal
ENG_8p	Energía Registrada en la Medición para $8\% \geq$ Desviación > 7%	Decimal
ENG_7p	Energía Registrada en la Medición para $7\% \geq$ Desviación > 6%	Decimal
ENG_6p	Energía Registrada en la Medición para $6\% \geq$ Desviación > 5%	Decimal
ENG_5p	Energía Registrada en la Medición para $5\% \geq$ Desviación > 4%	Decimal
ENG_4p	Energía Registrada en la Medición para $4\% \geq$ Desviación > 3%	Decimal
ENG_3p	Energía Registrada en la Medición para $3\% \geq$ Desviación > 2%	Decimal
ENG_2p	Energía Registrada en la Medición para $2\% \geq$ Desviación > 1%	Decimal
ENG_1p	Energía Registrada en la Medición para $1\% \geq$ Desviación > 0%	Decimal

- Semestralmente las tablas a enviar son las siguientes:

INDEMNIZACIONES_USUARIOS

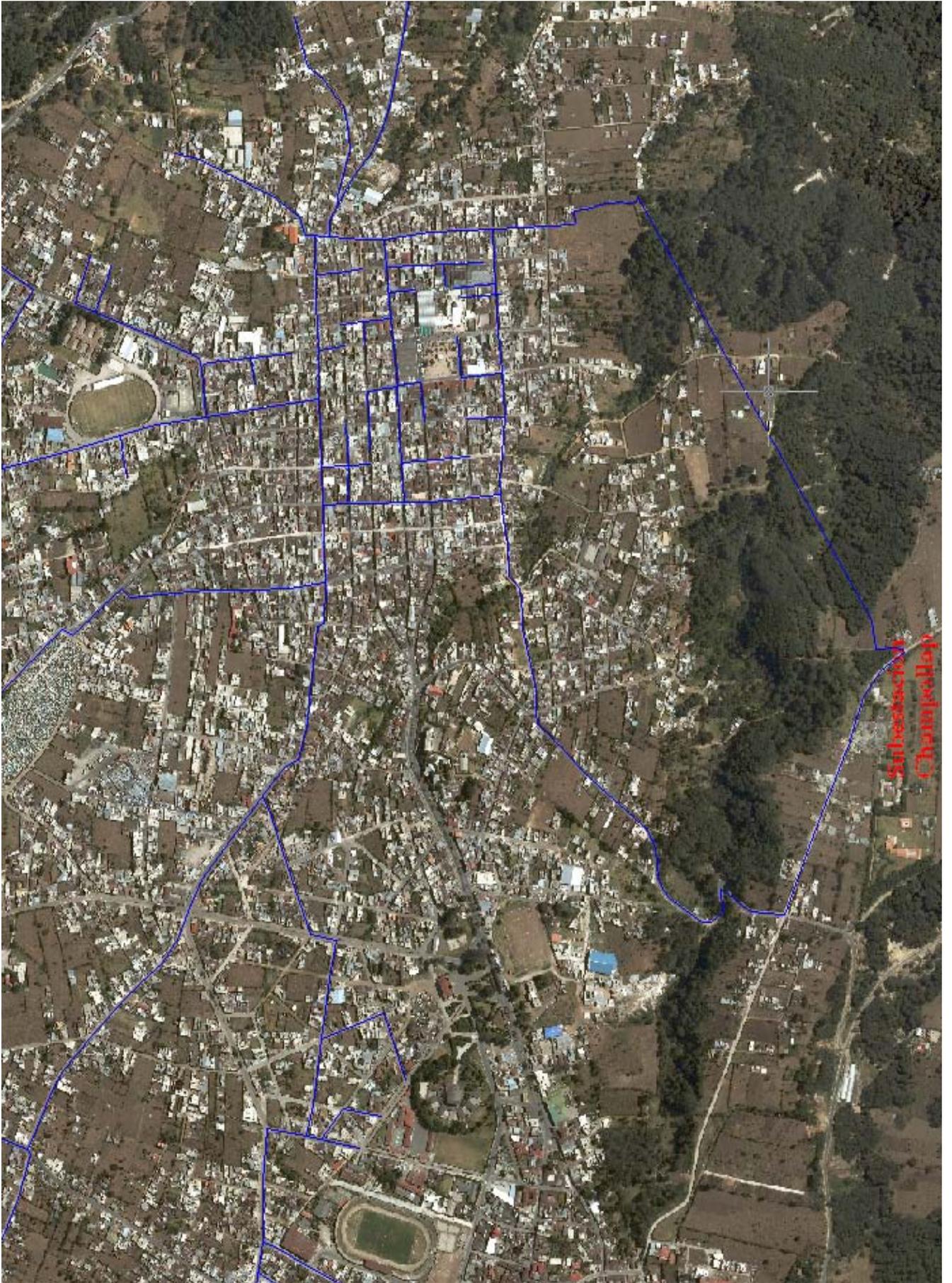
CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
NombreArchivo	Número identificación unívoco CNEE, según Tabla 2, para la última medición.	Texto (8)
IDUsuario	Código Identificación del Usuario	Texto(30)
Semestre	Semestre con Indemnización mayor a cero (1, 2, etc)	Entero
CPM_R	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero, por inadecuada Regulación de Tensión.	Decimal
CPM_D	Ultima Indemnización individual por día en Quetzales mayor a cero por inadecuado Desbalance de Tensión	Decimal
Ind_R	Indemnización semestral total resultante en Quetzales, por inadecuada calidad en la Regulación de Tensión	Decimal
Ind_D	Indemnización semestral total en Quetzales, por inadecuada calidad en el Desbalance de Tensión	Decimal

INDICADORES_GLOBALES

CAMPO	DESCRIPCION	TIPO
FEBnoper	Frecuencia Equivalente fuera de las tolerancias permitidas [en %]	Decimal
FECcnoper	Sumatoria de las Frecuencias equivalentes por energía consumida para las bandas no permitidas	Decimal
Ind_Global	Monto Total en Quetzales correspondiente a la indemnización Global	Decimal

Diagrama

Unifilar



Introducción a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-

INTRODUCCIÓN A LAS NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

El Decreto 93-96 del Congreso de la República crea la Ley General de Electricidad y dentro de esta se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas –MEM-, asignándole, entre otras, las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en manera de su competencia e imponer sanciones a los infractores.

- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

Y demás funciones que son establecidas en el Artículo No. 4 de la Ley General de Electricidad.

En la Ley General de Electricidad podemos ver que tanto usuarios como los adjudicatarios del servicio de distribución final de energía eléctrica tienen derechos y obligaciones, a continuación se exponen algunos de los derechos que poseen los usuarios y las obligaciones de los distribuidores, los cuales están descritos en la Ley General de Electricidad, Reglamento de la Ley General de Electricidad, Normas Técnicas del Servicio de Distribución y Resoluciones de la CNEE y son los siguientes:

- El usuario tiene derecho a que el precio de la energía eléctrica que se le brinda sea fijado por el ente regulador y no por las distribuidoras, como lo establece el Artículo No. 4 inciso C de la Ley General de Electricidad.

- Todo usuario tiene derecho a recibir un servicio eléctrico de calidad; de conformidad con el artículo 51 de la LGE y lo establecido en el artículo 101 del Reglamento de la ley general de electricidad, normas técnicas del servicio de distribución y resoluciones de la CNEE.
- Todo usuario tiene derecho a que la distribuidora le envíe facturas claras y correctas de su consumo de electricidad de cada mes. (art. 107 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y Resolución 28-2000)
- Los distribuidores deberán hacer del conocimiento de sus usuarios en los siguientes aspectos:
 - Nombre, dirección y teléfonos de las agencias en donde puedan ser atendidos, hacer reclamos y efectuar sus pagos
 - Horario de atención al público
 - Número de teléfono exclusivo para emergencias y reclamos
- Los usuarios tienen derecho a calificar según su percepción la calidad del servicio que les presta la empresa distribuidora a través de la *Encuesta Anual de Calidad* que la distribuidora deberá realizar a su costo en la zona en que brinda el servicio. Esto se encuentra establecido en el art. 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad)
- En el artículo 108 del Reglamento de la Ley General de Electricidad dice que cuando un distribuidor deba interrumpir el servicio en alguna parte de la red deberá publicarlo en un medio de comunicación de mayor audiencia o circulación con 48 horas de anticipación.

- El distribuidor deberá de restablecer el suministro en un plazo máximo de 24 horas siguientes de haber efectuado el pago de sus facturas adeudadas y los cargos por reconexión que correspondan. Así lo establece el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- El usuario tiene derecho a presentar su inconformidad, cuando no esté satisfecho con la forma en que le presta el servicio la distribuidora, utilizando para el efecto las varias vías que tanto la LGE, el RLGE, le permiten utilizar.

Estos son solo algunos de los derechos que poseen los usuarios y algunas de las obligaciones que tienen los distribuidores, pero la Ley General de Electricidad también establece que los usuarios tienen ciertas obligaciones y las distribuidoras tienen derechos; a continuación se expondrán algunos de estos derechos y obligaciones.

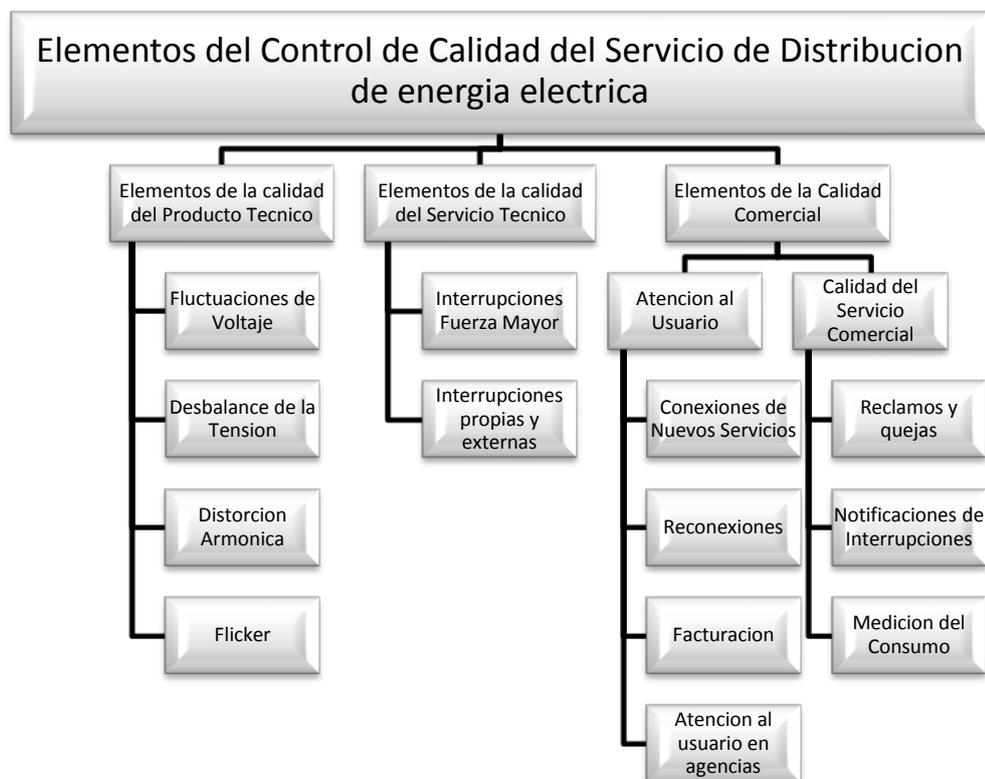
- Según los artículos 49 de la Ley General de Electricidad y 75, 136 inciso d del Reglamento de la Ley General de Electricidad. El usuario que tenga demanda contratada no podrá utilizar una demanda mayor que la contratada dentro de los límites máximos de variación que el suministrador le permita.

El usuario tampoco podrá producir perturbaciones eléctricas que afecten a otros usuarios de lo contrario se le penalizara.

- El usuario deberá pagar sus facturas por el servicio de distribución puntualmente, ya que el impago de más de dos facturas consecutivas, dará lugar previa notificación, al corte inmediato del servicio. Esto se encuentra en el artículo 50 de la LGE.

- En el Artículo 50 de la LGE y 136 de del RLGE se establece que los usuarios serán sancionados cuando alteren los instrumentos de medición, así como cuando efectúen consumos en forma fraudulenta; o cuando no permitan el ingreso a lectores e inspectores al equipo de medición.
- En el artículo 52 de la LGE se establece que los gastos derivados de los cambios, remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar, serán sufragadas por los interesados y/o quienes lo originen.

En la siguiente grafica se puede visualizar como es la distribución de los elementos dep control de calidad del servicio de Distribución de Energía Eléctrica.



Fuente: CNEE.

Calidad del Producto Técnico

Se refiere a que el suministro debe cumplir con el nivel de voltaje admisible, lo cual está garantizado por la Ley General de Electricidad en el Artículo 51, el Reglamento de la Ley General de Electricidad Artículo 103 y las Normas Técnicas de Servicio de Distribución, en donde se asegura al usuario que pueda hacer uso de la electricidad, conforme sus necesidades lo requieran.

También se establece en el artículo 53 de la Ley General de Electricidad y 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que el usuario pueda gozar de la continuidad del servicio, evitando el distribuidor las frecuentes interrupciones y en caso de fallas de larga duración garantizarles el derecho a indemnización en los casos que legalmente corresponda.

La calidad de servicio y producto técnico es monitoreada por la división de regulación de calidad de la CNEE y las herramientas que posee para regular lo concerniente a la calidad de energía son:

- Ley General de Electricidad –LGE- (Decreto No. 93-96)
- Reglamento de la Ley General de Electricidad –RLGE- (Acuerdo Gubernativo No. 256-97)
- Normas Técnicas de Servicio de Distribución –NTSD- (CNEE-09-99)
- Metodologías (CNEE-38-2003).

El objetivo de estas normas es el 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

Los parámetros que se miden en lo que concierne a la calidad del producto son:

- Regulación de Tensión,
- Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos,
- Distorsión Armónica y
- Flicker

Y los parámetros de incidencia del usuario la calidad del producto

- Distorsión armónica,
- Flicker y
- Factor de Potencia.

A continuación se muestra un diagrama relacionando el proceso de fiscalización y control del Producto Técnico.

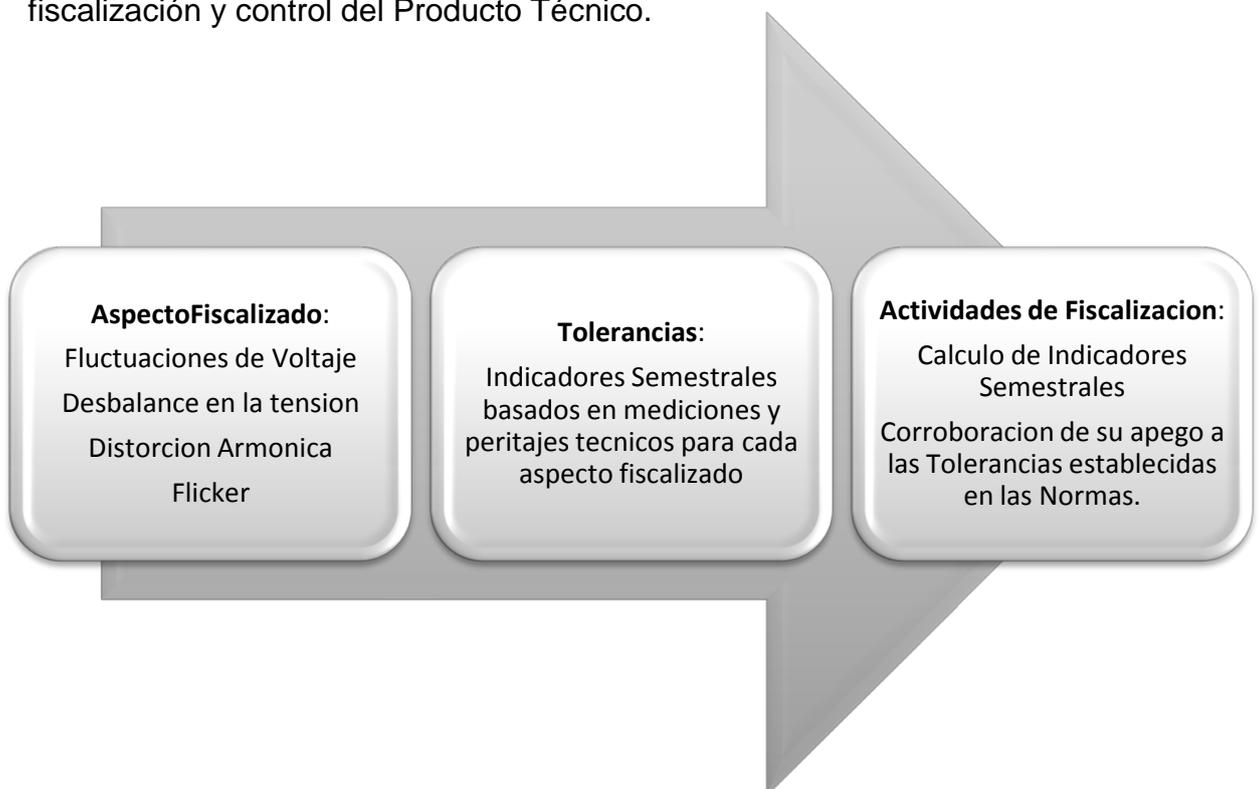


Diagrama de relación en la fiscalización y control de Servicio Técnico:



Hay diferentes etapas y plazos para que toda Empresa Distribuidora cumpla con todos los indicadores individuales y globales de calidad para todos los parámetros contenidos en las normas.

Las etapas de aplicación, descripción, exigencias y duración de las mismas están establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y se describen en la siguiente tabla:

Etapas	Descripción y Exigencias	Duración
Preliminar	La distribuidora se familiariza con las normas y su contenido. Conjuntamente con la CNEE, se define la metodología de medición de la calidad y se establecen los controles de dicha metodología.	6 meses a partir de la primera fijación de tarifas por la CNEE.

De Prueba	Se implementa la metodología previamente ajustada, iniciando los procesos de captura de información mediante los controles establecidos, para comprobar su operatividad. Se calculan de manera provisional los primeros indicadores de calidad.	6 meses a partir de la finalización de la etapa preliminar
De Transición	Se continúa calculando indicadores mediante la captura de información por medio de los sistemas de medición y control, sin embargo los incumplimientos en tolerancias no son sancionables. Se hacen los ajustes correspondientes a los sistemas de medición y control con la finalidad de perfeccionar al máximo posible la metodología de control planteada.	12 meses a partir de la finalización de la etapa de prueba
De Régimen	Se exige el cumplimiento de los indicadores individuales y globales de calidad para todos los parámetros contenidos en las Normas. Todos los incumplimientos a las tolerancias establecidas pueden derivar en amonestaciones, indemnizaciones, sanciones, etc. en contra de la distribuidora.	Permanentemente, a partir de la finalización de la etapa de transición.

Regulación de Tensión

A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinaran 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.

El cálculo de los indicadores individuales y globales de calidad de energía eléctrica están dados por fórmulas establecidas en las Normas y a continuación se presentan algunas de las formulas y las tolerancias correspondientes.

Índice de Regulación de Tensión (%)

$$\Delta V_k (\%) = (| V_k - V_n | / V_n) \times 100$$

Este es el índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), sera el valor absoluto de la diferencia ΔV_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.

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

Tensión	Tolerancia Admisible respecto del valor nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen A partir del Mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	7		6		5	

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

Donde:

FEB_{NoPER} = Frecuencia equivalente fuera de las tolerancias establecidas

$Ntrg_{NoPer}$ = Número Total de registros fuera de las tolerancias

Nrg_{TOT} = Cantidad total de registros validos

$$Ii = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde

Ii = Indemnización individual

DPm = Duración promedio en días

Dnm = Duración del periodo 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.

Cpm = Factor de Compensación determinado para el periodo de medición.

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

ΔV_k SUP superior al admisible en (%)	Valorización de – CE(B) (% de Cens)
1	4
2	8
3	15
4	20
5	30
6	36
7	49
8	56
9	72
10	84
> 10	100

Cálculos para Sistemas Trifásicos

$$\Delta DTD (\%) = [3(V_{max} - V_{min}) / (V_a + V_b + V_c)] \times 100$$

Donde:

ΔDTD (%) = Porcentaje de Desbalance de Tension 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.

Vb = Es la tensión de la fase b, registrada en el intervalo de medición k.

Vc = Es la tensión de la fase c, registrada en el intervalo de medición k.

Tolerancias para el desbalance de tensión por parte del Distribuidor.

Tensión	Desbalance de Tensión, Δ DTD, en %
	ETAPA DE REGIMEN
	A Partir del Mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

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

Calidad del servicio de distribución final

Según el artículo 101 del RLGE se establece que el distribuidor tiene la responsabilidad de presta el servicio público de distribución a todos sus usuarios y grandes usuarios ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el presente reglamento y en las normas técnicas que emita la CNEE.

En el artículo 104 del RLGE se establece que el distribuidor tendrá la obligación de efectuar a su costo el registro de la información para la determinación de los indicadores descritos en el RLGE, de acuerdo a lo que establezcan las normas técnicas que emita la CNEE.

Toda información que se procese, deberá ser almacenada por el distribuidor en un registro informático computarizado y que sea de fácil acceso por un periodo no inferior de cinco años y podrá ser requerida dicha información por la CNEE en cualquier momento.

Los informes a presentar por parte del distribuidor serán semestrales según las normas técnicas que emita la CNEE.

En el artículo 113 del RLGE dice que el distribuidor está obligado a presentar a la CNEE la información necesaria para la evaluación de la calidad del servicio y su incumplimiento dará lugar a la aplicación de sanciones de acuerdo a lo establecido en las NTSD.

Calidad del servicio Técnico

La calidad del servicio técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. (Art. 52 de las NTSD)

El control para la calidad del servicio técnico se llevara a cabo en periodos semestrales continuos. (Art. 53 de las NTSD).

En el Artículo 54 se contempla también las interrupciones y se considera como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega y no se tomaran en cuenta las interrupciones menores a 3 minutos ni las que sean clasificadas como casos de fuerza mayor.

En el Artículo 55 de las NTSD podemos encontrar los índices globales los cuales son:

Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK): representa la cantidad de veces que el KVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde

\sum_j = Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre

$Qkfsj$ = Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción i

Qki = Cantidad de kVA instalados

Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK): representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde

\sum_j = sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre

$Qkfsj$ = Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j

Qki = Cantidad de kVA instalados

$Tfsj$ = Tiempo en horas que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

También el artículo 55 de las NTSD se encuentran definidos los indicadores individuales los cuales se presentan a continuación:

Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

$$FIU = \sum Ij$$

Donde

Ij = Numero de Interrupción j, para cada usuario

Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde

T_{fsuj} = Tiempo en horas de la interpretación j , para cada usuario.

En la siguiente tabla podrán visualizar bien las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico que están establecidos en el artículo 56 de las NTSD

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones Atribuibles a Distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	
A PARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Todos los Usuarios)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
USUARIOS EN BAJA TENSION	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSION	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSION	3		6	

El artículo 57 de las NTSD establece que a partir de la Etapa de Transición se controlaran las interrupciones mediante los índices o indicadores globales FMOL y TTIK. Para tal fin, cada distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio.

La determinación de la indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizara por medio de la aplicación de las siguientes formulas, como lo establece el artículo 58 de las NTSD.

Índices Globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS}$$

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

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

Índices Individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

En 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).

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).

D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIKlímite, FMIKlímite, TIUlímite y FIUlímite, se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores. Tanto para Indemnización global como para individual, el Distribuidor deberá determinar el valor de la Energía No Suministrada mediante las dos fórmulas (Indicador de Tiempo y Frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la Indemnización.

Calidad del Servicio Comercial

El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial es el de garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin hacer de menos la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

En el artículo 106 del reglamento de la Ley General de Electricidad establece que la distribuidora atienda sus solicitudes de conformidad con los procedimientos aprobados por la CNEE y dentro de los plazos indicados en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución.

La evaluación de la calidad del servicio comercial es evaluada sobre 2 aspectos los cuales son:

1. Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor
2. Calidad de la Atención al Usuario

Calidad de Servicio Comercial del Distribuidor

Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la LGE asigna a todos los distribuidores de energía eléctrica en el país y el incumplimiento de estas obligaciones será penalizada con una sanción y/o multa por parte de la CNEE.

Los índices o indicadores de la calidad del servicio comercial por los cuales se debe de regir toda empresa distribuidora de energía eléctrica viene dado por los reclamos o quejas que un usuario pueda tener hacia la misma, por lo tanto se establecen los conceptos utilizados dentro de las NTSD.

Para esto definiremos que es un reclamo y/o queja

Reclamo: Es el medio por el cual el usuario por cualquiera de los medios reconocidos en las Normas Técnicas de Servicio de Distribución manifiesta ante el distribuidor su inconformidad por diferentes motivos con respecto al servicio y la atención que recibe del mismo.

Queja: Es el medio por el cual, el usuario ante la CNEE, a través del libro de quejas, manifiesta su inconformidad por diferentes motivos con respecto al servicio y la atención que recibe del distribuidor.

Estas definiciones se encuentran en el artículo 9 y 26 de las resoluciones de la CNEE 90-2008

Las modalidades para la presentación de reclamos están definidas en el artículo 11 de la resolución CNEE 90-2008; los cuales son:

- *Verbal* ya sea esta por comunicación telefónica, personalmente o en ciertas circunstancias especiales por medio de otra persona, en las oficinas de atención comercial del distribuidor.

- *Escrita* por medio de una nota, carta, fax, correo electrónico y/o cualquier medio escrito, conforme a los requisitos que se establezcan en las NTSD

Mientras en el artículo 28 de la resolución CNEE 90-2008 se establece que una queja podrá platearse verbalmente, si el usuario no sabe o no puede escribir, el distribuidor colaborara con el usuario, asentado en el libro de quejas la inconformidad manifestada por él.

El libro de quejas lo deberá de poner a disposición de los usuarios el distribuidor en cada uno de los centros de atención comercial. El libro de quejas debe estar foliado y notariado, en este libro el usuario podrá asentar su inconformidad cuando no reciba las prestaciones o no sea atendido conforme establece las NTSD emitidas por la CNEE. Este libro en todo momento deberá de estar a disposición de la CNEE.

El libro de quejas, será proporcionado por la CNEE previo requerimiento del distribuidor, el cual tendrá la responsabilidad de velar por la disponibilidad del mismo, en cada uno de los centros de atención.

Dicho libro deberá de contar como mínimo con los siguientes apartados:

- Número de registro
- Fecha
- Identificación de contador del servicio
- Nombre del usuario reclamante
- Nombre del titular del suministro (como aparece en la factura)
- Dirección para notificaciones
- Número de teléfono del usuario
- Motivo
- Descripción del reclamo

En la resolución CNEE 90-2008, artículo 29 y 30 dice que es responsabilidad del distribuidor la administración del libro de quejas y hacer diariamente la revisión y emisión de instrucciones para la atención y solución de la queja, así como enviar la copia respectiva de las quejas recibidas.

Para recibir los reclamos se tiene que cumplir ciertos requisitos los cuales son:

1. Nombre del distribuidor a quien se dirige
2. Nombre completo del usuario reclamante
3. Nombre del titular del suministro
4. Identificador del usuario: en caso de que el reclamo sea colectivo, de localidades y/o comunidades, no será necesaria su inclusión, bastara con el nombre de la misma.
5. Número de contador: en el caso de reclamos colectivos, de localidades y/o comunidades, no será necesaria su inclusión, bastara con el nombre de la misma.
6. Dirección del suministro (conforme aparece en la factura respectiva)
7. Dirección para notificaciones.
8. Número de teléfono del usuario
9. Motivo del reclamo
10. Descripción del reclamo
11. Lugar y fecha

Una vez presentado el reclamo la distribuidora tiene cierto plazo para atender y resolver las inconformidades de los usuarios, estos plazos se encuentran establecidos en los artículos 30, 31, 32 numeral 3, 35, 37 y 38 de la resolución CNEE 90-2008, en los artículos 68, 110 y 114 del RLGE y en los artículos 69 literal c, literal d, Artículo 63 literal c y 64 literal d de las NTSD.

A continuación se presenta un resumen de dichos plazos.

a. Tramite del reclamo o queja:

El distribuidor tiene tres días para atender y resolver la inconformidad del usuario contados a partir de la fecha y hora de recepción... en casos debidamente justificados, el plazo para atender reclamos o quejas, podrá sobrepasar los tres días relacionados, pero no exceder el plazo de cinco días.

b. Notificaciones:

“El distribuidor deberá notificar la resolución que contenga el resultado del trámite del reclamo o queja.... dentro del plazo de dos días después de la conclusión del trámite del mismo...”

c. Responsabilidad del Distribuidor

“...distribuidor debe trasladar diariamente via fax las quejas recibidas y dentro de los primeros diez días hábiles de cada mes, en orden correlativo, la hoja de color verde con la copia de respuesta de resolución al usuario.”

d. Informes

“El distribuidor... está obligado a presentar mensual y semestralmente, informe que contenga la cantidad de reclamos y quejas recibidos durante el periodo que informa.

El informe deberá remitirse dentro de los diez días hábiles posteriores al mes que informa...”

e. Extravió, destrucción o daño del libro de quejas

El distribuidor queda obligado a comunicarse con la CNEE dentro de los 3 días de haber tenido conocimiento del hecho.

f. Restablecimiento del suministro:

Superada la causa que origino el corte del servicio eléctrico (24 horas)

g. Conexión del Suministro de Electricidad

(a) Si no es necesario realizar ampliaciones (28 días)

(b) Si es necesario realizar ampliaciones (3 meses)

h. Refacturaciones

Los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los 15 días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliara a la siguiente facturación.

i. Interrupciones programadas

“...Cuando un distribuidor deba interrumpir el servicio de energía eléctrica en alguna parte de la red... deberá avisar a los usuarios con cuarenta y ocho horas de antelación...”

j. Cumplimiento de horarios:

La resolución CNEE 117-2004 en su artículo 1, establece que:

Dentro de los 5 días posteriores de publicación y difusión de la interrupción programada el distribuidor deberá remitir a la CNEE la constancia de haber efectuado las mismas.

Las localidades serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indicaron en los comunicados

k. Encuesta de Calidad

“Todos los años el Distribuidor realizara a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona en la que brinda el servicio...”

Luego de obtenidos los datos de la cantidad de reclamos o quejas que se dan por parte de los usuarios, en un periodo de seis meses continuos que es el periodo para el control de la calidad de servicio comercial del distribuidor, se aplican los siguientes índices o indicadores:

- **Porcentaje de Reclamos o Quejas:**

$$R (\%) = (Ra/Un) \times 100$$

Donde:

Ra = Número total de reclamos o quejas recibidas

Un = Número total de Usuarios

- **Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas**

$$TPPR = \Sigma Tai/Ra$$

Donde:

Tai = Tiempo en días para resolver los reclamos o quejas

- **Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica**

Es la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica

- **Falta de notificación de interrupciones programadas**

Las interrupciones programadas por parte del distribuidor deben hacerse del conocimiento de los usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el usuario, al alcance del distribuidor.

Tolerancias para el servicio comercial del distribuidor

Las tolerancias permisibles sobre los índices o indicadores son las siguientes:

Porcentaje de reclamos o quejas:

ETAPA TRANSITORIA: $R \leq 10\%$

ETAPA DE REGIMEN: $R \leq 5\%$

Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas:

ETAPA TRANSITORIA: $TPPR \leq 15$ días

ETAPA DE REGIMEN: $TPPR \leq 10$ días

Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica

Usuarios con potencias de hasta 11 kW.

Error máximo de la medición 3%

Usuarios con potencias superiores a 11 kW.

Error máximo de la medición 2%

Falta de notificación de interrupciones programadas

48 horas, antes del inicio de la interrupción

Control para el servicio comercial del distribuidor

a. Porcentaje de reclamos

Por medio del sistema de control de solicitudes y reclamos del usuario

b. Tiempo Promedio de procesamiento de Reclamos o Quejas

Por medio del sistema de control de solicitudes y reclamos del usuario

c. Precisión del medidor de consumo de energía eléctrica

Se hará por medio de muestreos mensuales, a partir de la etapa de transición, la distribuidora deberá proponer a la comisión el plan de muestreo en forma semestral y con tres meses de anticipación.

d. Falta de Notificación de interrupciones programadas.

La CNEE podrá obtener por cualquier medio, la información en que el aviso de suspensión del servicio, en forma programada, no cumplió con el tiempo indicado en la tolerancia.

Periodicidad en los envíos de información

Semestre a Reportar	Fecha de Corte de datos a reportar en tabla	Plazo de envió
Enero – Julio	31 de Enero	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de febrero
Julio – Diciembre	31 de Julio	Dentro de los primeros 10 días hábiles del mes de Agosto

Especificaciones generales:

- Todas las tablas deben entregarse en archivo plano de texto
- El separador de campo utilizado en las tablas debe ser el tabulador
- El separador decimal para un campo real debe ser el punto
- Los campos reales deben informarse con dos decimales
- En los campos numéricos no utilizar separador de miles, ni símbolos monetarios ni de ningún otro tipo.
- El formato para todas las fechas de todas las tablas debe ser: “dd/mm/yyyy hh:mm:ss”, colocando hora, minuto y segundo cero cuando la hora no es requerida.

Las tablas a presentar a la CNEE encuentran enumeradas a continuación. Los nombres de las tablas a enviar con esta información son las siguientes

- a. Datos_Comerciales
- b. Solicitudes
- c. Reconexiones
- d. Reclamos
- e. Interr_Programadas
- f. Indemnizaciones
- g. Planes_Facturacion
- h. Rutas_Lecturas
- i. Reclamos_por_Facturacion
- j. Justificaciones
- k. No_Acceso_a_la_Red

Fuente: CNEE