



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

**EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS
INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y
DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE
SAN MARCOS**

Jorge Iván Avila Rosales

Asesorado por el Ing. Marco Antonio Juárez

Guatemala, septiembre de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



**EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS
INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y
DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE
SAN MARCOS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JORGE IVÁN AVILA ROSALES

ASESORADO POR EL INGENIERO MARCO ANTONIO JUÁREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2007

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 Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruíz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

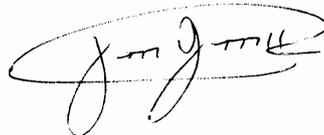
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

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:

EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS,

tema que fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica, el 15 de enero de 2006.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Jorge Iván Avila Rosales'.

Jorge Iván Avila Rosales

Guatemala 15 de Septiembre del 2006

Ingeniero
Ángel Roberto Sic
Coordinador de área de EPS
Facultad de Ingeniería
USAC
Señor Coordinador

Me permito informarle que, habiendo asesorado al señor: Jorge Iván Avila Rosales, en el desarrollo de su EPS profesional titulado **Evaluación, análisis e implementación de los indicadores de calidad de la gestión Comercial y Distribución en la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos** y llenando esta los objetivos trazados, extendiendo la aprobación de la misma.

Por tanto, el autor de esta tesis y, yo. Como su asesor nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones de la misma

Atentamente;

Marco Antonio Juárez
Ingeniero Electricista
Jefe de Distrito COI-DEOCSA
Colegiado Activo No: 4221

Marco Antonio Juárez S.
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No. 4221

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS
Tel. 24423509

"Hado por ti, Carolingia Mia"
D. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su Nacimiento

Guatemala, 23 de octubre de 2006
Ref. EPS. C. 573.10.06

Ing. Angel Roberto Sic García
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Sic García.

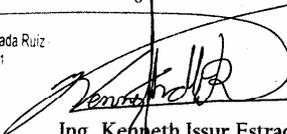
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **JORGE IVAN AVILA ROSALES**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es titulado **"EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS"**.

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"D y Enseñad a Todos"
Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Colegiado 6271
Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica Eléctrica



KIER/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 22 de agosto 2007.

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 de EPS titulado: **EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS**, desarrollado por el estudiante; **JORGE IVAN AVILA ROSALES**, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Revisor de EPS de Potencia

JCSP/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS
Tel. 24423509

"Todo por ti, Carolingia Mía"
Dr. Carlos Montenegro Durán
2006: Centenario de su Nacimiento

Guatemala, 23 de octubre de 2006
Ref. EPS. C. 573.10.06

Ing. Renato Escobedo
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 **"EVALIACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS"**.

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **JORGE IVAN AVILA ROSALES**, quien fue asesorado por el Ing. Marco Antonio Juárez y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

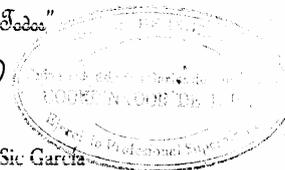
Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del asesor y supervisor, en mi calidad de director apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Ángel Roberto Sic García
Director Unidad de EPS



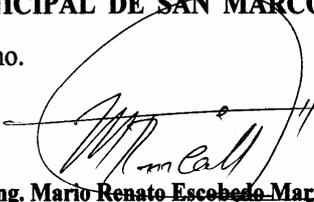
ARSG/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

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; **JORGE IVAN AVILA ROSALES** titulado: **EVALUACIÓN, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR

GUATEMALA, 5 DE SEPTIEMBRE 2,007.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 309.2007

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: **EVALUACION, ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y DISTRIBUCIÓN EN LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Iván Avila Rosales**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, septiembre de 2007



/gdech

”Lo único infinito en el universo
es la estupidez del ser humano”

Albert Einstein

AGRADECIMIENTO A:

DIOS

Por darme la fortaleza necesaria para afrontar las vicisitudes que he encontrado en la vida.

MI MADRE Y HERMANO

Por darme el apoyo incondicional en todos los ámbitos. Sin su ayuda nunca habría alcanzado esta meta.

MIS ABUELOS

No puedo dejar de mencionar el valioso apoyo proporcionado por mis abuelos y para ellos es dedicado gran parte de este logro.

MI FAMILIA

Hago extensivo este a mi familia ya que de una u otra forma contribuyeron en mi formación.

ASESOR

Ingeniero Marco Antonio Juárez del cual he aprendido muchas cosas como persona y en el ambiente laboral.

COMPAÑEROS Y AMIGOS

Quienes me brindaron su amistad y con quienes compartí dentro y fuera de las aulas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX

1. INFORMACION GENERAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS

1.1	Antecedentes.....	1
1.1.1	Misión.....	1
1.1.2	Visión.....	1
1.2	Servicios que realiza.....	1
1.3	Características de la población del municipio de San Marcos.....	1
1.3.1	Ubicación.....	1
1.3.2	Colindancias.....	2
1.3.3	Superficie y densidad de población.....	2
1.3.4	Clima.....	2
1.3.5	Población y viviendas.....	3
1.4	Aspectos económicos.....	3
1.4.1	Producción.....	3
1.4.2	Técnicas de producción.....	3

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS

2.1	Constitución típica del sistema de distribución.....	5
2.2	Definición de la Empresa como distribuidor.....	5
2.3	Función e importancia de la distribución.....	5
2.4	Etapas de diseño de un sistema de distribución.....	6
2.4.1	Diseño eléctrico.....	6
2.4.2	Diseño mecánico.....	6
2.4.3	Diseño económico.....	6
2.5	Descripción del sistema de distribución.....	6
2.5.1	Distribución primaria.....	7
2.5.2	Distribución secundaria.....	8
2.6	Sistema de neutro común.....	8
2.6.1	Tamaño del neutro.....	9
2.6.2	Ventajas del sistema con neutro común.....	9
2.7	Protección contra sobrecorrientes.....	10
2.8	Protección contra sobrevoltajes.....	10
2.9	Principales componentes de la red de distribución.....	10
2.10	Elementos secundarios del sistema de distribución.....	11

3. ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CARGA

3.1	Generalidades.....	13
3.2	División de la carga por su utilización y ubicación.....	13
3.3	Características de la carga.....	21
3.3.1	Curva de carga.....	21
3.3.2	Demanda máxima anual.....	22
3.3.3	Carga conectada.....	23
3.3.4	Factor de carga.....	23

3.3.5	Demanda diversificada.....	25
3.3.6	Factor de demanda.....	25
3.3.7	Factor de utilización.....	26
3.3.8	Factor de contribución.....	26
3.4	Evaluación del factor de potencia.....	27
3.5	Evaluación sobre desequilibrio de corrientes.....	29

4. ANÁLISIS Y ESTRUCTURACIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

4.1	Generalidades para la aplicación de los pliegos tarifarios base.....	31
4.1.1	Subdivisión del mercado.....	31
4.1.2	Ley de la Tarifa Social.....	31
4.1.3	¿Para qué se regulan las tarifas?.....	31
4.1.4	Costos de suministro de la energía eléctrica.....	32
4.1.5	Opciones tarifarias de la Empresa.....	33
4.1.6	Potencia contratada.....	34
4.1.7	Medida en BT y facturación en MT.....	34
4.1.8	Detalle de cargos por facturación.....	34
4.1.9	Tipos de ajuste.....	35
4.2	Ingerencia del A.M.M.	36
4.2.1	Precio de la energía eléctrica a la compra.....	36
4.3	Estructura del pliego tarifario vigente.....	38
4.3.1	Antecedentes.....	38
4.3.2	Estructura tarifaria.....	39
4.3.3	Período de vigencia de las tarifas.....	39
4.3.4	Condiciones generales.....	39
4.3.5	Aplicación del cargo de energía.....	40
4.3.6	Tarifa BTS.....	41
4.3.7	Tarifa BTDp.....	41

4.3.8	Tarifa BTDFp.....	42
4.3.9	Tarifa BTH.....	43
4.3.10	Tarifa MTDp.....	44
4.3.11	Tarifa MTDfp.....	45
4.3.12	Tarifa MTH.....	46
4.3.13	Tarifa social.....	47
4.3.14	Tarifa de alumbrado público.....	49
4.4	Análisis e implementación.....	49
4.4.1	Tipos de tarifa a emplear.....	49
4.4.2	Clientes con tarifa BTS.....	49
4.4.3	Clientes con tarifa BTDF y MTD.....	50
5.	CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL PRODUCTO SUMINISTRADO, SERVICIO TÉCNICO Y COMERCIAL	
5.1	Objeto y alcance.....	53
5.2	Etapas de aplicación.....	53
5.3	Sistemas de medición.....	54
5.3.1	Sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución.....	54
5.3.2	Sistema de control e identificación de los clientes...	54
5.3.3	Sistema de control de solicitudes y reclamos del cliente.....	55
5.4	Estructura para controlar y evaluar la calidad del producto suministrado (Regulación de voltaje).....	55
5.4.1	Antecedentes.....	55
5.4.2	Período y forma de control.....	55
5.4.3	Regulación de tensión en la red de distribución.....	56
5.4.4	Índices y tolerancias de la regulación de tensión....	56
5.4.5	Control de la regulación en los alimentadores.....	57

5.4.6	Propuesta para la evaluación y control.....	58
5.4.7	Resultados de la evaluación.....	58
5.5	Estructura para controlar y evaluar la calidad del servicio técnico.....	61
5.5.1	Antecedentes.....	61
5.5.2	Objeto de la evaluación.....	62
5.5.3	Indicadores de calidad del servicio técnico.....	62
5.5.4	Tolerancias a los indicadores de calidad.....	64
5.5.5	Propuesta para la evaluación y control.....	65
5.6	Estructura de evaluación y control del servicio comercial.....	65
5.6.1	Antecedentes.....	65
5.6.2	Objeto de la evaluación.....	65
5.6.3	Indicadores del servicio comercial	66
5.6.4	Tolerancias a los indicadores de calidad del servicio comercial.....	67
5.6.5	Propuesta para la evaluación y control.....	68
6.	EVALUACIÓN DE TIERRAS FÍSICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	
6.1	Antecedentes y Generalidades.....	69
6.2	Justificación para la medición de puesta a tierra.....	69
6.3	Factores que modifican la resistencia a tierra.....	70
6.4	Importancia de una buena puesta a tierra.....	70
6.5	Objetivos de la puesta a tierra.....	71
6.6	¿Por qué se conecta a tierra el sistema de distribución?.....	71
6.7	Descripción de la trayectoria e impedancia de la puesta a tierra.....	71
6.8	Tipos de puesta a tierra utilizados por la Empresa.....	72

6.9	Valores de resistencia aceptados.....	72
6.10	Naturaleza de un electrodo a tierra.....	73
6.11	Como mejorar la resistencia a tierra.....	74
6.12	Resistividad del terreno.....	78
6.13	Resistencia de puesta a tierra.....	79
6.14	Condiciones de diseño de una puesta a tierra.....	79
6.15	Puesta a tierra en la red de distribución de la Empresa.....	80
6.16	Evaluación de las tomas a tierra de la red de distribución	81
7.	PROPUESTA DE REESTRUCTURACION DE LA ORGANIZACIÓN	
	ADMINISTRATIVO-TECNICA.....	85
7.1	Antecedentes y generalidades... ..	85
7.2	Justificación de la reestructuración organizacional.....	85
7.3	Propuesta de reestructuración.....	84
8.	RENTABILIDAD POR PUNTO DE ENTREGA, EN EL PRIMER	
	SEMESTRE DEL 2006	
8.1	Antecedentes.....	91
8.2	kWh y valor a la compra por punto.....	91
8.3	kWh y valor de la facturación al cliente por punto.....	91
8.4	Comparación de lo comprado contra lo facturado.....	92
	CONCLUSIONES.....	97
	RECOMENDACIONES.....	99
	BIBLIOGRAFÍA.....	101
	APÉNDICE.....	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Disgregación de clientes por ubicación	15
2	Plano de la ciudad	20
3	Tipo de cliente, punto de entrega 302	18
4	Tipo de cliente, punto de entrega 318	18
5	Tipo de cliente, punto de entrega 319	19
6	Tipo de cliente, punto de entrega D.E.O.C.S.A	20
7	Tipo de cliente	20
8	Curva de carga.	21
9	Demanda mínima y máxima anual 2005	23
10	Factor de potencia mensual 2005	28
11	Factor de potencia diario, mayor a 0.9	28
12	Factor de potencia diario, menor a 0.9	29
13	Sistema eléctrico general	32
14	Costos de suministro de energía eléctrica	32
15	Energía facturada por el I.N.D.E., para el año 2006	37
16	Demanda facturada por el I.N.D.E., para el año 2006	38
17	Clientes con tarifa BTS	50
18	Clientes con tarifa BTDFp	51
19	Clientes con tarifa MTDfp	51
20	Componentes de la resistencia de tierra	74
21	Longitud del electrodo Vs. resistencia	75
22	Diámetro del electrodo Vs. resistencia	75
23	Electrodos en paralelo Vs. resistencia	76
24	Tratamiento del suelo, puesta a tierra	77
25	Resistividad de 1 metro cúbico de terreno	78
26	Estructura organizativa administrativo-técnica	86

27	Estructura organizativa del Departamento Comercial	87
28	Estructura organizativa del Departamento Técnico	89
29	KWh realmente utilizados y perdidos	94
30	Diagrama de flujo, solicitud de suministro	106
31	Diagrama de flujo, corte de suministro	114
32	Diagrama de flujo, reconexión de suministro	116
33	Diagrama de flujo, atención al cliente	123
34	Límites de la red de distribución	135
35	Diagrama de flujo, servicio técnico	139
36	Medidor 1F, potencia instalada (0,15] kVA	146
37	Medidor 3F, potencia inst. (0,15] 15 kVA 4 conectores	147
38	Medidor 1F, potencia inst. (0,15] 15 kVA 5 conectores	148
39	Medidor 1F, potencia instalada [15, 50] kVA	150
40	Medidor 3F, potencia instalada [15, 50] kVA	152
41	Medidor 3F, potencia inst. (50,150] kVA	155
42	Medidor 3F, potencia instalada mayor de 150 kVA	158

TABLAS

I	Puntos de entrega de energía	13
II	Punto de entrega de energía 302	14
III	Punto de entrega de energía 318, 319, D.E.O.C.S.A.	15
IV	Disgregación de clientes por ubicación	16
V	Clientes por zona geográfica	16
VI	Tipo de cliente, punto de entrega 302	17
VII	Tipo de cliente, punto de entrega 318	18
VIII	Tipo de cliente, punto de entrega 319	19
IX	Tipo de cliente, punto de entrega D.E.O.C.S.A	19
X	Tipo de cliente	20
XI	Demanda máxima mensual 2005	22

XII	Factor de carga mensual del año 2005	24
XIII	Demanda diversificada BTDFp y MTDfp	25
XIV	Factor de contribución 2005	26
XV	Factor de potencia mensual 2005	27
XVI	Desbalance de corrientes.	30
XVII	Factores que determinan la tarifa a elegir	33
XVIII	Potencia y energía comprada al I.N.D.E. (2006)	37
XIX	Tarifa inicial aplicada por la Empresa	38
XX	Cargos de la tarifa BTS	41
XXI	Cargos de la tarifa BTDP	41
XXII	Cargos de la tarifa BTDFp	42
XXIII	Cargos de la tarifa BTH	43
XXIV	Cargos de la tarifa MTDp	44
XXV	Cargos de la tarifa MTDfp	46
XXVI	Cargos de la tarifa MTH	47
XXVII	Cargos de la tarifa BTS social	48
XXVIII	Cargo de alumbrado público	49
XXIX	Clientes con tarifa BTS	49
XXX	Clientes con tarifa BTDFp	50
XXXI	Clientes con tarifa MTDfp	51
XXXII	Tolerancia de regulación de voltaje	57
XXXIII	Transformadores con más suministros	59
XXXIV	Ramales con más carga y de mayor largo	60
XXXV	Resultados de la medición en MT	60
XXXVI	Tolerancia de índices globales (Servicio Técnico)	64
XXXVII	Tolerancia de índices individuales (Servicio Técnico)	64
XXXVIII	Mediciones de las tomas de tierra	81
XXXIX	Mediciones sobre el límite ($R > 25\Omega$)	81
XL	División de las mediciones según su utilización	81

XL I	Empleados y funciones del Departamento Comercial	88
XLII	Empleados y funciones del Departamento Técnico	90
XLIII	Energía comprada por punto de entrega	91
XLIV	Valor de la compra de energía por punto	91
XLV	Energía facturada por punto	92
XL I	Valor de la facturación de energía por punto	92
XLII	Comparación de compra Vs. facturación	93
XLIII	Comparación en kWh en la compra Vs. facturación	93
XLIV	Energía facturada respecto de la compra por punto	94
XLV	Ventas de energía respecto de la compra	95
XLVI	Rentabilidad del 1er semestre del 2006	95
XLVII	Actividades para corte de suministro	109
XLVIII	Actividades para reconexión de suministro	111
IL	Actividades para atención al cliente	120
L	Tipos de reclamo y sus divisiones	126
LI	Causas de interrupciones	136
LII	Actividades para el control del servicio técnico	138
LIII	Descripción medidor 1F, potencia inst. [15, 50] kVA	149
LIV	Descripción medidor 3F, potencia inst. [15, 50] kVA	151
LV	Descripción medidor 3F, potencia inst. (50,150] kVA	153
LVI	Relación de transformación, de corriente medidor 3F, potencia inst. (50,150] kVA	154
LVII	Código de colores para tensión y corriente	154
LVIII	Descripción medidor 3F, potencia instalada mayor de 150 kVA	156
LIX	Relación de transformación, medidor 3F, potencia Instalada mayor de 150 kVA	157

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de elementos, materiales y equipos, que forma parte de la infraestructura eléctrica, que la Empresa instala en el punto de entrega al Cliente final para la prestación del servicio eléctrico de distribución.
A.M.M.	Administrador del Mercado Mayorista, ente encargado de la administración del Mercado Mayorista.
Alta Tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios.
Ampliación	Es toda modificación, cambio, remoción, traslado o reposición de las instalaciones eléctricas de un servicio existente o aumento y modificación de la Potencia contratada que realiza la Empresa.
Baja Tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios, este límite representa los distintos voltajes que la Empresa ofrece para su distribución secundaria (120, 208, 240, 360, 480 Voltios).
Cliente	Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica, servicio que es prestado por la Empresa.

Clase de Servicio	Se refiere a la clasificación general de la instalación del cliente, dependiendo de las características y carga conectada.
C.N.E.E.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la Ley General de Electricidad.
Comercializador	Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
Demanda Firme	Representa la parte de la Demanda Máxima Proyectada que le corresponde a la Empresa como distribuidor, que demanda potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista.
Distribuidor	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica, estando considerada en esta definición la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos.
E.E.M.S.M.	Se denomina así a la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, en adelante la Empresa.
Frecuencia	Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de 60 Hertz.

Línea	Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo con su función.
Media Tensión	Nivel de tensión superior a mil (1,000) Voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) Voltios.
Mercado Mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
Potencia Contratada	Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre la Empresa y un cliente, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.
Potencia de Punta	Para la Empresa es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del sistema nacional interconectado.
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 Comisión.

Servicio Nuevo Es todo servicio de energía eléctrica que la Empresa presta al cliente por primera vez.

Servicio Rural Es todo servicio de energía eléctrica que la Empresa presta a un cliente, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del servicio urbano.

Servicio Urbano Es todo servicio de energía eléctrica que la Empresa presta a un cliente, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

Sistema de Distribución

Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Tensión Nominal Es el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión.

V.A.D. Según el Capítulo III, Artículo 71 de la Ley General de Electricidad el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

RESUMEN

El primer capítulo trata en forma resumida la información en cuanto a los objetivos y funciones de la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos (EEMSM), así como las principales características demográficas, climatológicas, y de procesos productivos en la región del municipio de San Marcos; en el segundo capítulo, se desglosa en forma general el sistema de distribución de la EEMSM, en cuanto a sus características mecánicas y eléctricas para su construcción y operación, así como los principales componentes utilizados para el adecuado funcionamiento de dicho sistema.

El tercer capítulo aborda la descripción y evaluación de las características de carga, en su primer parte, la clasificación de los puntos de energía eléctrica, así como la disgregación de los suministros por el tipo de área geográfica que ocupan y el tipo de consumo o utilización que se le da a la energía; en la segunda parte de este capítulo se enfoca en las características de carga de los parámetros eléctricos (curva y factor de carga, factor de potencia, desbalance de corrientes, etc.) del sistema de distribución, respecto a las mediciones del demandómetro ubicado en la subestación de Champoyap, así como una comparación con los límites aceptables definidos.

En el cuarto capítulo se exponen las condiciones que se debe aplicar un pliego tarifario autorizado por la comisión, indicando las características de los costos, opciones tarifarias y sus condiciones, la variación de los precios de energía a través del tiempo, definiendo la estructura tarifaria vigente para la EEMSM con ejemplos de cálculo para cada tarifa y la propuesta de una normativa para la elección de los medidores; por último cuenta con el análisis e implementación del pliego tarifario en la EEMSM.

En el quinto capítulo se define los parámetros y forma de evaluación y control de los indicadores de calidad del Servicio Técnico, el que se evalúa en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica, calidad del Producto Suministrado, en cuanto a regulación de voltaje, tanto en media y baja tensión, parámetro de mayor incidencia en la red de distribución de la EEMSM, indicado en este apartado un método de identificación de puntos críticos para su análisis, calidad del Servicio Comercial para el control y evaluación del ciclo comercial (lectura-facturación-cobro), atención de reclamos en el servicio de distribución en cualquiera de sus parámetros; en el sexto y último capítulo se trata la evaluación de las puestas a tierra en la red de distribución de la EEMSM, tiene como primer apartado la definición de las características constructivas adoptadas por la EEMSM en cuanto a las tomas de tierra, se definen los factores del suelo y formas constructivas que influyen en una adecuada puesta a tierra, se encuentra también una forma de evaluación de las tomas de tierra.

OBJETIVOS

General

Definir y proponer los procedimientos para el adecuado tratamiento y control de los indicadores de calidad del Servicio Técnico, Comercial, Producto Suministrado (regulación de voltaje); así como definir las condiciones necesarias para aplicar el pliego tarifario vigente en la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos

Específicos

1. Definir y conocer plenamente la constitución y características de los componentes de la red de distribución de la EEMSM.
2. Establecer la estratificación de los clientes de la EEMSM, según la ubicación del suministro, y el tipo de utilización que se le da a la energía, conocer las características de carga, según sus parámetros eléctricos, y los ciclos de consumo de la misma para la toma de decisiones.
3. Definir las condiciones para adoptar el pliego tarifario vigente, con la adecuada aplicación de cada tipo de tarifa según le corresponda a cada tipo de cliente.
4. Plantear los procedimientos necesarios para evaluar los indicadores de calidad del Servicio Técnico, Comercial, Producto Suministrado (regulación de voltaje), con el fin de garantizar y promover las mejores condiciones de calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica por parte de la EEMSM.

5. Evaluar la estructura organizacional administrativo-técnica de la EEMSM y plantear la alternativa para su aprovechamiento eficiente.

INTRODUCCIÓN

Nuestra civilización se ha hecho electro dependiente, concebimos la energía eléctrica como algo natural, nos sorprendemos y quedamos ansiosos e interrogantes cuando falta la energía eléctrica. Inclusive nos hemos hecho exigentes con las características de la energía eléctrica, hemos comenzado a apreciar su calidad y exigirla, así como no se admite su pérdida, no se acepta su degradación.

La disponibilidad para los clientes de energía eléctrica exigió grandes obras de generación y transmisión, mientras la distribución, cuando no se exigía calidad, fue un poco la cenicienta. Hoy se comienza a observar que también la red de baja tensión merece ingeniería e inversión correcta porque la calidad depende de toda la cadena.

La Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos (EEMSM), fue creada por la Municipalidad en 1957, con el objetivo principal de suministrar energía eléctrica a todos los habitantes de la cabecera Municipal. La misma es reconocida por el sector eléctrico como una empresa de Distribución de energía eléctrica.

Es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios y emitir las normas técnicas al subsector eléctrico con respecto a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica; normas que asume el cumplimiento la EEMSM, 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 (NTSD) 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, con respecto a los parámetros de Calidad del Servicio Técnico, Calidad del Producto Suministrado, Calidad del Servicio Comercial y el cumplimiento de la estructura tarifaria para el cobro correcto y adecuado del consumo de energía eléctrica, y ya que en la EEMSM 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 necesarias que sean el punto de partida para el cumplimiento de los indicadores o índices de calidad de estos parámetros específicos.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS

1.1 Antecedentes

1.1.1 Misión

Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en el área de concesión, a precios regulados por el mercado y contribuir al desarrollo económico y social.

1.1.2 Visión

Constituirse en empresa líder en el suministro de energía eléctrica en el país y ser una empresa acreditada en el subsector eléctrico, rentable, competitiva, reconocida por proveer energía eléctrica confiable y de calidad.

1.2 Servicios que presta

Son los referentes a una empresa de distribución final de energía eléctrica. Así como la ejecución de instalaciones eléctricas de ampliación de la infraestructura existente.

1.3 Características de la población del municipio de San Marcos

1.3.1 Ubicación

El departamento de San Marcos se encuentra situado en la región sur occidental de Guatemala. Limita al norte con Huehuetenango, al Sur con el Océano Pacífico y Retalhuleu, al Este con Quetzaltenango; y al Oeste con la República de México.

1.3.2 Colindancias

El municipio de San Marcos, es la cabecera del departamento. Sus límites son: Al norte con los municipios de Ixchiguán, Comitancillo, y Tejutla; al sur con Esquipulas Palo Gordo y San Rafael Pié de la Cuesta; al este: con San Lorenzo y San Pedro Sacatepéquez; al oeste: con Tajumulco y San Pablo.

El municipio de San Marcos posee 10 aldeas iniciales las cuales son: Barranca de Gálvez, El Rincón, San José Pajonal, Ixtagel, Las Lagunas, La Federación, Serchil, San Sebastián, San Rafael Soche, y San José las Islas.

El Municipio de San Marcos cuenta con 25 Caseríos, siendo 5 elevados a la categoría de Aldea: Agua Caliente Chiquita de las Lagunas, el Rodeo, El Recreo, Canaque, Quienxaque. Los demás caseríos son: Agua Caliente Grande, Agua Caliente Chiquita, San José las Islas, Canoa de Piedra, Corral de Piedra, Cantón Potrerio, Cansupe, Chil, El Aguacate, el Dominate, Ixquihuilá pequeña, Ixcamal, Los Cerezos, Las Cascadas, Los Puentes, Las Ortigas, La Montaña, La Vega, Las Escobas, Llano la Guardia, Palo Blanco. La cabecera del municipio de San Marcos posee 5 zonas y 7 cantones, que son: Cantón Santa Isabel, San Ramón, San Francisco, San Antonio, Santo Domingo, San Nicolás y Cantón Guadalupe.

1.3.3 Superficie y densidad de población

El municipio de San Marcos cuenta con una población de 794,951 habitantes, tiene una superficie de 121 km² y una densidad de población de 300 habitantes/ km².

1.3.4 Clima

Este municipio se encuentra ubicado a 2,480 metros sobre el nivel del mar. Se caracteriza por contar con un clima generalmente templado-frío, y las estaciones que mas se marcan son el invierno y el verano.

1.3.5 Población y viviendas

Cuenta con una población de 794,951 habitantes, con 177,946 viviendas y un promedio de 4 personas por vivienda.

1.4 Aspectos Económicos

1.4.1 Producción

La producción es eminentemente agrícola, y es muy variada de acuerdo a la altura que tiene el departamento, razón por la cual se encuentran productos como: maíz, frijol, trigo, cebada, etc.

1.4.2 Técnicas de producción

Las técnicas de producción en su mayoría son relacionadas a la agricultura, y en menor proporción a procesos industriales y bombeo de agua

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN MARCOS

2.1 Constitución típica del sistema de distribución

La distribución es la parte del sistema nacional interconectado que se encuentra entre la subestación de distribución y el equipo de entrada del servicio de los consumidores o clientes finales.

El sistema de distribución de la Empresa consta de: Circuito de subtransmisión a 69 kV, subestación Champoyap de 10 MVA/14 MVA, distribución primaria constituida de circuitos primarios o alimentadores que operan a 13.8 kV, transformadores de distribución que son los encargados de transformar el voltaje al de servicio, circuitos secundarios al voltaje de utilización y ramales de acometida.

2.2 Definición de la Empresa como distribuidor

Según el artículo 6, del capítulo III de la Ley General de Electricidad, distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica, por lo que la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, es reconocida como un distribuidor de energía eléctrica.

2.3 Función e importancia de la distribución

Su función es la de recibir la energía eléctrica de las fuentes existentes y distribuirla entre los consumidores, a nivel de voltaje y con grados de confiabilidad que resulten adecuados para los distintos tipos de clientes con que cuenta la Empresa.

La energía que se vende por cualquier compañía pasa necesariamente por sus sistemas de distribución, además un porcentaje importante de la inversión pertenece a estos sistemas, siendo de una magnitud importante en relación a la generación y transmisión.

2.4 Etapas de diseño de un sistema de distribución

El adecuado diseño del sistema de distribución se hace tomando en cuenta el crecimiento anticipado en la carga, con un gasto mínimo.

2.4.1 Diseño eléctrico

Tiene que ver con el comportamiento eléctrico satisfactorio del sistema y todos los aparatos que intervienen en el mismo.

2.4.2 Diseño mecánico

Tiene que ver con el estudio de las obras en las que se instalan los sistemas, incluyendo la selección de materiales adecuados que reúnan los requisitos indispensables

2.4.3 Diseño económico

Comprende la investigación de los costos relativos, es decir donde sea posible escoger más de un diseño que satisfaga al sistema desde el punto de vista eléctrico y mecánico; la decisión final se debe basar siempre en un cuidadoso estudio económico que optimice el resultado final.

2.5 Descripción del sistema de distribución

El sistema que se utiliza para la distribución de la energía es de corriente alterna de 60 Hz, siendo este el más económico debido en gran medida a la facilidad para transformar los voltajes hasta los niveles adecuados para las diversas partes del mismo.

2.5.1 Distribución primaria

La distribución primaria es la encargada de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución, con un voltaje de 13.2 kV Y/7.6 kV. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas.

En un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales. El alimentador primario se encuentra compuesto de una troncal, tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En el sistema de distribución de la Empresa estos conductores son de calibres 1/0 y #2, ACSR (conductor de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga, siendo los ramales que constituyen 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, normalmente son de calibre menor al troncal.

El alimentador primario se estructura en forma radial, ya que su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útiles, aunque su continuidad se encuentre limitada. La columna vertebral del alimentador principal es un circuito trifásico tetrafilar, del cual se derivan los circuitos monofásicos laterales o ramales, a través de cortacircuitos de fusible para proteger los circuitos laterales. Los circuitos monofásicos laterales constan de un conductor de fase y el neutro, al cual se encuentran conectados los transformadores de distribución.

5.2.2 Distribución secundaria

La distribución secundaria se hace exclusivamente por medio de un esquema de conexión radial. Esta distribución se hace por medio de alimentadores secundarios que tienen como fin distribuir la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los clientes. En la Empresa se realiza por medio de alimentadores secundarios con esquema de conexión radial, compuesta en un 95% de conductor de aluminio desnudo calibre número 2 ACSR y en el resto 1/0 ACSR. Se utiliza el voltaje rango A (Norma C84.1-1989 ANSI), de 114/252 voltios hasta 126/252, en la entrada de servicio del cliente, y de 110/220 voltios hasta 126/252 en el punto de utilización. Una excepción de lo antes mencionado se presenta cuando en la zona que se da servicio, la distribución se hace por una red secundaria a 208Y/120 voltios.

2.6 Sistema con neutro común

En la red de distribución de la Empresa se utiliza este sistema debido a las ventajas económicas y de operación que ofrece. El circuito neutro es una trayectoria metálica continua a lo largo de las rutas primarias de los alimentadores y hacia cada ubicación de los clientes. El neutro lleva una parte de las corrientes de carga desbalanceadas o residuales, tanto para los sistemas primarios como secundarios, el resto de esta corriente fluye en el sistema enterrado en el piso. El neutro del secundario también se conecta a tierra en el transformador de distribución, por medio de tierras enterradas en el piso.

2.6.1 Tamaño del neutro

En los circuitos primarios monofásicas (fase y neutro), el conductor del neutro tiene el tamaño suficiente como para conducir casi tanta corriente como el conductor de fase, por lo que se utiliza para ambos el mismo tamaño del conductor del neutro o que el neutro tenga una conductividad del 100%. En los circuitos primarios trifásicos que lleven una carga razonablemente balanceada, el conductor del neutro puede ser de un tamaño bastante menor que el de los conductores de fase, aunque por seguridad en la Empresa se utilizan los mismos

Los conductores del neutro de los sistemas secundarios son del mismo tamaño que los conductores de fase.

2.6.2 Ventajas del sistema con neutro común

- Los circuitos monofásicos ramales constan de un solo conductor de fase aislado y el neutro, en lugar de dos conductores aislados de fase, con la ventaja económica que esto representa.
- En los sistemas aéreos, sólo es requerido un pararrayos en cada transformador monofásico de distribución.
- Solo se necesita un aislador o terminación de cable primario en cada transformador monofásico de distribución.
- Sólo se necesita un fusible o cortacircuito de fusible en el primario de cada transformador monofásico de distribución, lo cual no solo es una ventaja económica importante, sino que un cortocircuito en el primario del transformador se interrumpe en forma positiva por la acción de un solo fusible y en consecuencia se elimina el voltaje primario de ese transformador.
- Los circuitos laterales primarios monofásicos se pueden proteger por un solo cortacircuito de fusible en lugar de dos, contribuyendo de manera apreciable a la confiabilidad del servicio.

2.7 Protección contra sobrecorrientes

El primer dispositivo para la protección contra sobrecorrientes del alimentador primario en la red de distribución de la Empresa es un reconectador hidráulico, montado en forma aérea, que se encuentra ubicado en la subestación Champoyap y tiene como función librar las fallas que son de naturaleza temporal o potencialmente de esta naturaleza, por medio de la desenergización en la falla, pausa que es aprovechada para la desionización de la trayectoria del arco y restablecimiento del voltaje.

Es de suma importancia aislar las fallas en las líneas ramales o subramales, incluso las de menor tamaño, para mantener el servicio en el resto del alimentador principal. El cortacircuito y fusible de expulsión simple es el que se utiliza como norma en la Empresa para la protección contra sobrecorrientes en los ramales y subramales.

2.8 Protección contra sobrevoltajes

Los rayos son la causa más frecuente de los sobrevoltajes en el sistema de distribución, en el caso de una línea aérea no es necesario que un rayo caiga en la línea para producir sobrevoltajes peligrosos para el equipo, esto se debe a que los voltajes inducidos causados por el colapso del campo electrostático con la caída cercana de un rayo pueden alcanzar valores de hasta 500 kV. En la Empresa la protección se hace por medio de pararrayos de óxido de Zinc de 10 kV.

2.9 Principales componentes de la red de distribución

Los principales elementos componentes del sistema de distribución son:

- Alimentadores primarios de distribución, que son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución.

- Transformadores de distribución, son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el cliente pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas.
- Alimentadores secundarios, estos distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los clientes.
- Acometidas, son las partes que ligan al sistema de distribución de la Empresa con las instalaciones del cliente, y se proporcionan a la tensión primaria (media tensión) o a la tensión secundaria (baja tensión), dependiendo de la magnitud de la carga que el suministro requiera.
- Equipo de Medición.

2.10 Elementos secundarios del sistema de distribución

Entre los elementos secundarios utilizados en el sistema de distribución se encuentran:

- Cuchillas, elementos que sirven para seccionar o abrir alimentadores primarios de distribución, su operación es sin carga y su accionamiento es por medio de pértiga; su montaje en poste puede ser horizontal o vertical y su aplicación no esta muy difundida en la Empresa.
- Fusibles, son dispositivos de protección que interrumpen el paso de la corriente eléctrica fundiéndose cuando el amperaje es superior a su valor nominal, protegen transformadores de distribución y servicios interiores de media tensión contra sobrecorriente y corriente de cortocircuito, van colocados dentro del tubo protector del cortacircuitos fusible. Los tipos de fusibles más utilizados en la Empresa son el tipo K (rápido).
- Restaurador, equipo que sirve para reconectar alimentadores primarios de distribución.

3. ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE CARGA

3.1 Generalidades

El conocimiento de las características de la carga permite lograr el mejor diseño de la instalación. Lógicamente existe un límite en las mejoras de diseño, y que está fijado por el conocimiento de la carga; cuando se desconocen las características de la carga no es posible afinar el estudio del comportamiento de la instalación. Una adecuada clasificación de las cargas permite predeterminar su comportamiento, o mejorar su conocimiento. La clasificación de las cargas puede basarse en distintos criterios según las características que interesen (geografía, tipo, importancia, efectos sobre otras cargas, tarifa).

3.2 División de la carga por su utilización y ubicación

La carga de cada cliente se clasifica de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas en cada zona, así como por la zona geográfica de su ubicación, urbana central, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios, asimismo, en una zona urbana donde existen densidades de carga menores, predominando las cargas de tipo residencial.

En la empresa Eléctrica Municipal de San Marcos se identifican claramente 4 puntos, según la Tabla I.

Tabla I. Puntos de entrega de energía

Código INDE	Subestación	Ubicación	Descripción
302	Champoyap, circuito 1	Champoyap San Marcos	13.8/7.9 kV Potencia Instalada 10 MVA
318	Champoyap, circuito 2	Tejutla San Marcos	7.9 kV Potencia Instalada 5 MVA
319	Tejuela	Tejutla San Marcos	7.9 kV Potencia Instalada 5 MVA
Línea DEOCSA	Extensión de Líneas DEOCSA	Aldea Santa Lucia Ixcamal	7.9 kV

Ubicados estos cuatro puntos por su localización geográfica de la siguiente forma:

Tabla II. Punto de entrega de energía 302

PUNTO DE ENTREGA 302		
Código Por Zona	Ubicación	Localización Geográfica
1	Centro de San Marcos	Urbano
2	Centro de San Marcos	Urbano
3	Centro de San Marcos	Urbano
4	Centro de San Marcos	Urbano
5	Centro de San Marcos	Urbano
6	Los Cerezales	Rural
7	Aldea San Rafael Soche	Rural
8	Aldea el Recreo	Rural
9	Aldea las Lagunas	Rural
10	Aldea San Francisco Soche	Rural
11	Aldea Piedra Grande	Rural
12	Aldeas Cantel y la Castalia	Rural
16	Aldea Agua Caliente	Rural
17	Aldea Ixtagel	Rural
22	Aldea Ixquihuilá	Rural
23	Aldea Cansupe	Rural

Tabla III. Punto de entrega de energía 318, 319, D.E.O.C.S.A.

PUNTO DE ENTREGA 319		
<i>Código Por Zona</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Localización Geográfica</i>
14	Aldea el Rodeo	Rural
15	Aldea Llano de la Guardia	Rural
24	Aldea Alta Vista	Rural
PUNTO DE ENTREGA 318		
<i>Código Por Zona</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Localización Geográfica</i>
13	Aldea Canoa de Piedra	Rural
18	Aldea los Cerezos	Rural
19	Puentes San Sebastián	Rural
20	Aldea Puentes Serchil	Rural
PUNTO DE ENTREGA LINEA DEOCSA		
<i>Código Por Zona</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Localización Geográfica</i>
21	Aldea Santa Lucia Ixcamal	Rural

Por su ubicación cuenta con la siguiente clasificación urbana o rural, de un total de 6,598 clientes reconocidos hasta finales del mes de diciembre de 2005.

Figura 1. Disgregación de clientes por ubicación



Tabla IV. Disgregación de clientes por ubicación

NUMERO DE CLIENTES POR SU UBICACION	
<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>
4,060	2,538
61.53 %	38.47 %

El número de clientes por zona geográfica es el siguiente:

Tabla V. Clientes por zona geográfica

NUMERO DE CLIENTES POR ZONA GEOGRAFICA					
Región	Zona	Número de Clientes		Núm. de clientes por Región	
		Por zona	%	No Clientes	% del total
REGIÓN URBANA	1	726	11.00%	4,060	61.53%
	2	516	7.82%		
	3	807	12.23%		
	4	899	13.63%		
	5	1,075	16.29%		
	6	37	0.56%		
REGIÓN RURAL	7	703	10.65%	2,538	38.47%
	8	155	2.35%		
	9	524	7.94%		
	10	14	0.21%		
	11	33	0.50%		
	12	15	0.23%		
	13	168	2.55%		
	14	127	1.92%		
	15	154	2.33%		
	16	92	1.39%		
	17	30	0.45%		
	18	114	1.73%		
	19	109	1.65%		
	20	32	0.48%		
	21	102	1.55%		
	22	66	1.00%		
	23	12	0.18%		
	24	88	1.33%		
TOTAL		6,598	100.00%		

La clasificación de la carga por tipo de clientes se realiza al determinar la forma o utilización que se le da a la energía consumida por los clientes, pudiéndose identificar los siguientes: Bombeo de Agua (Bombas eléctricas que tienen como fin el bombeo de agua potable, B), Comerciales (Consumos dedicados única y exclusivamente para el comercio, C), Consumos Propios (Consumos que se pueden atribuir como propios de la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, incluyendo los consumos propios de la Municipalidad, CP), Diversos (Diferentes consumos entre los que se encuentran, instituciones sin fines de lucro, Iglesias, etc.), Gubernamental (Consumos propios de entidades gubernamentales o estatales, G), Industrial (Consumos dedicados al área industrial, I), Residencial (Consumos exclusivos de residencias o grupos habitacionales, R).

Tabla VI. Tipo de cliente, punto de entrega 302

Código	Clientes	KWh/Mes
<i>B</i>	8	121,073.4
<i>CP</i>	7	2,219.8
<i>C</i>	444	117,986.3
<i>D</i>	55	7,614.8
<i>G</i>	73	53,035.8
<i>I</i>	65	9,657.9
<i>R</i>	5,052	534,953.4
TOTAL	5,704	846,541.3

Figura 3. Tipo de cliente, punto de entrega 302

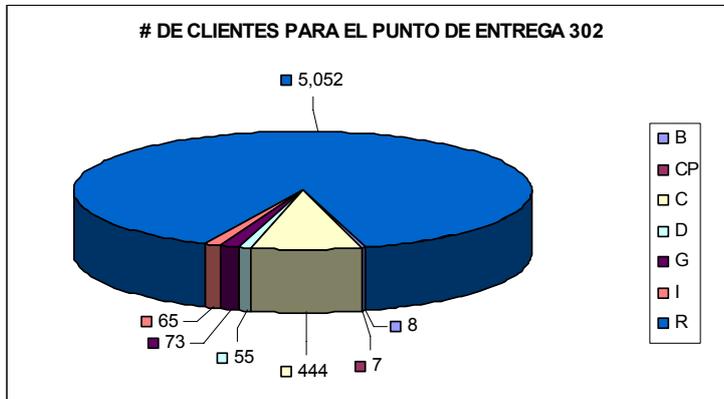


Tabla VII. Tipo de cliente, punto de entrega 318

Código	Clientes	kWh/Mes
<i>B</i>	0	0.0
<i>CP</i>	0	0.0
<i>C</i>	0	0.0
<i>D</i>	4	47.3
<i>G</i>	3	41.2
<i>I</i>	12	594.8
<i>R</i>	404	14,910.8
TOTAL	423	15,594.0

Figura 4. Tipo de cliente, punto de entrega 318



Tabla VIII. Tipo de cliente, punto de entrega 319

Código	Clientes	kWh/Mes
<i>B</i>	0	0.0
<i>CP</i>	0	0.0
<i>C</i>	0	0.0
<i>D</i>	8	96.6
<i>G</i>	2	73.7
<i>I</i>	6	379.7
<i>R</i>	353	11,551.3
TOTAL	369	12,101.3

Figura 5. Tipo de cliente, punto de entrega 319

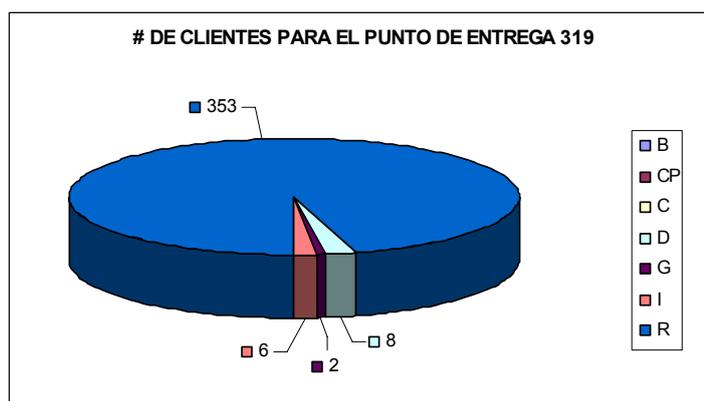


Tabla IX. Punto de entrega D.E.O.C.S.A.

Código	Clientes	kWh/Mes
<i>B</i>	0	0.0
<i>CP</i>	0	0.0
<i>C</i>	1	93.3
<i>D</i>	0	0.0
<i>G</i>	0	0.0
<i>I</i>	3	163.4
<i>R</i>	98	3,001.4
TOTAL	102	3,258.1

Figura 6. Tipo de cliente, punto de entrega D.E.O.C.S.A.

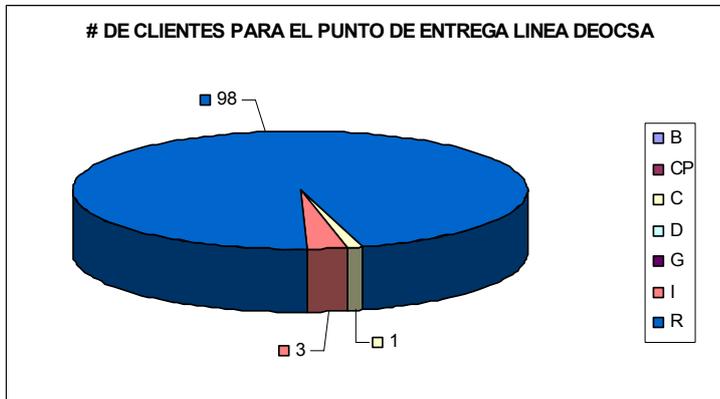
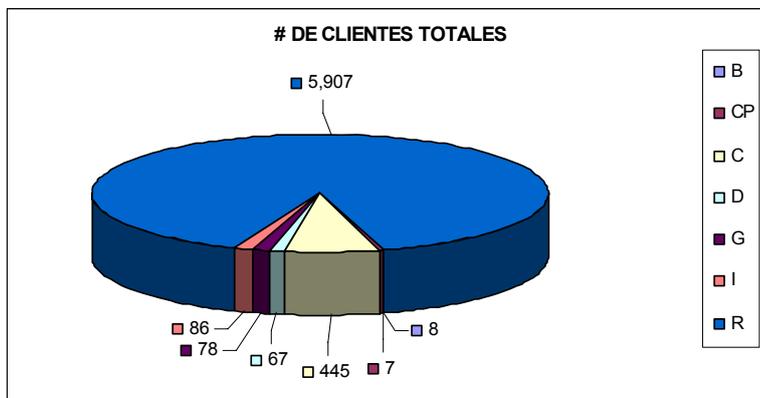


Tabla X. Tipo de cliente

Código	Clientes	kWh/Mes
<i>B</i>	8	121,073.4
<i>CP</i>	7	2,219.8
<i>C</i>	445	118,079.5
<i>D</i>	67	7,758.7
<i>G</i>	78	53,150.6
<i>I</i>	86	10,795.8
<i>R</i>	5,907	564,416.9
TOTAL	6,598	877,494.7

Figura 7. Tipo de cliente.



3.3 Características de la carga

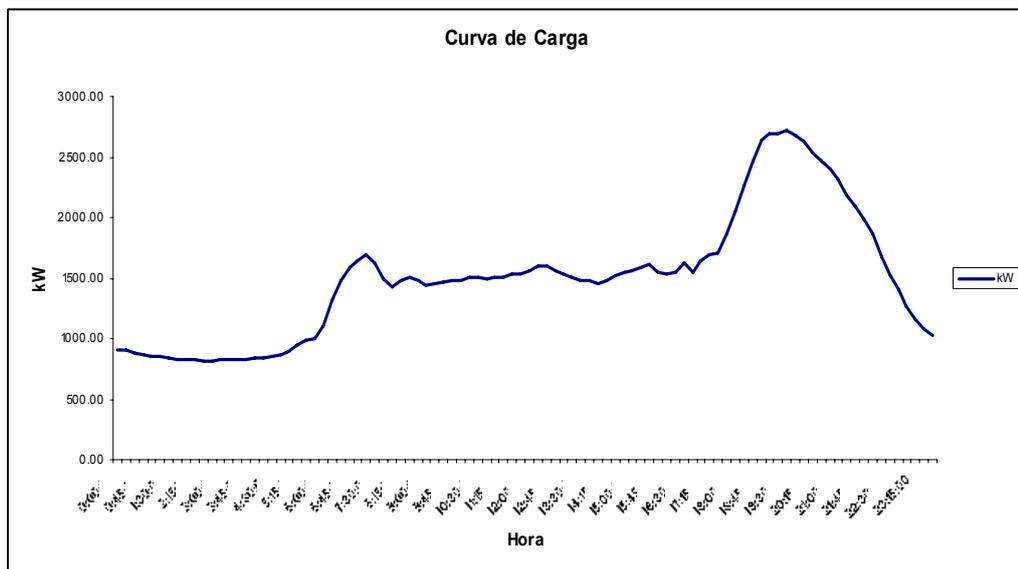
En la ingeniería de los sistemas de distribución existen algunos parámetros que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden determinar los efectos que puede causar la carga en el sistema de la Empresa.

A continuación se presenta una definición de los parámetros más importantes y útiles para el pleno conocimiento del comportamiento de consumo de energía eléctrica en el sistema de distribución de la Empresa (punto de entrega 302).

3.3.1 Curva de Carga

Es la representación gráfica en que la que los clientes de la Empresa, en un determinado intervalo de tiempo (1 día), hacen uso de sus equipos eléctricos.

Figura 8. Curva de carga



Período de Baja Carga: El período de más baja carga se observa en dos períodos, de las 12 horas hasta las 6 horas y de las 9 horas a las 4:00 horas.

Ascenso y descenso: En la mañana la curva asciende hasta alcanzar un pico máximo de 1,691.75 kW a las 7:15 horas y otro pico a las 12:30 horas de 1,597.05 kW. En la tarde se ve un ascenso que inicia a las 18 horas, con un máximo a las 19:30 horas de 2,720.06 kW y desciende hasta la carga mínima a las 23:45 horas con un consumo de 1,021.38 kW

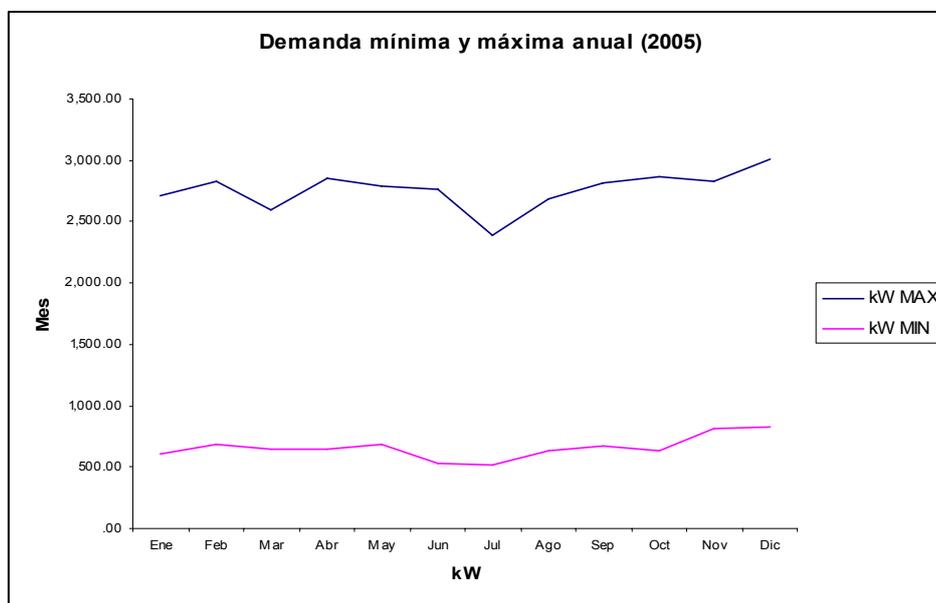
3.3.2 Demanda máxima anual

Es el valor que con más frecuencia es usado para la planeación y expansión del sistema. Las demandas máximas combinadas de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación eléctrica.

Tabla XI. Demanda máxima mensual 2005

Demandas máxima y mínima, del año 2005		
MES	kW máx.	kW min.
Ene	2,717.43	609.09
Feb	2,822.90	687.86
Mar	2,598.69	640.07
Abr	2,848.10	640.09
May	2,790.63	679.69
Jun	2,762.68	526.40
Jul	2,394.35	522.61
Ago	2,686.58	627.43
Sep	2,810.25	677.75
Oct	2,870.33	630.03
Nov	2,831.68	811.19
Dic	3,005.21	821.28

Figura 9. Demanda mínima y máxima anual (2005)



Siendo la demanda máxima anual para el año 2005 de 3,005.21 kW y la demanda mínima anual para ese mismo año de 522.61 kW.

3.3.3 Carga conectada

Es la suma de los valores nominales de todas las cargas que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

3.3.4 Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima del mismo intervalo.

$$F_c = D_{prom}\Delta t / D_{max}\Delta t$$

F_c : Energía absorbida en el intervalo de tiempo Δt / Demanda máxima del circuito.

Para un período largo dará un factor de carga pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor. Los límites en los que se puede encontrar el factor de carga son: $0 \leq F_c \leq 1$, estos límites indican que un factor de carga unidad, implica una carga constante durante un período o el grado en que el pico de carga se sostiene durante el período.

El período de tiempo para el análisis del factor de carga de la Empresa es de 1 día, ya que este representa el comportamiento completo de un ciclo de carga, tomando para esto el día de mayor demanda de cada mes del año 2005.

Tabla XII. Factor de carga mensual 2005

kW/Mes	kW Máximo	kW Mínimo	Factor de Carga
ENE	2717.4	775.4	0.32
FEB	2822.9	733.9	0.31
MAR	2598.7	754.9	0.34
ABR	2848.1	786.2	0.34
MAY	2790.6	752.9	0.33
JUN	2762.7	870.5	0.35
JUL	2668.8	616.5	0.31
AGO	2689.1	856.1	0.37
SEP	2810.3	847.5	0.35
OCT	2870.3	883.3	0.34
NOV	2831.7	896.2	0.35
DIC	3005.2	904.4	0.34

Este factor de carga es bajo, por lo que es recomendable llevar a cabo acciones para tratar de reducir la demanda máxima, con el consecuente aumento del indicador anterior.

3.3.5 Demanda diversificada

Para determinado consumidor se debe tomar en cuenta la demanda máxima debido a que esta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión. Es la relación entre las sumatorias de las demandas individuales máximas del conjunto en un tiempo (por lo tanto no coincidentes), entre el número de cargas. Para la Empresa se realizó este cálculo para los clientes con medición de la demanda máxima entre los que se encuentran los clientes con tarifa BTDFp y MTDfp:

Tabla XIII. Demanda diversificada BTDFp y MTDfp

Tarifa	Σ Demanda máxima	No. de cargas	Demanda diversificada
BTDFp	337.66	21	16.08
MTDFp	222.50	6	37.08

3.3.6 Factor de demanda

Para un intervalo dado de un sistema o una carga es la relación entre su demanda máxima en ese intervalo y la carga total instalada.

$$FD = \text{Demanda Máxima Anual} / \text{Carga total instalada}$$

El factor de demanda generalmente es menor que 1 y es unitario cuando durante el intervalo de todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales. La carga total instalada en la Empresa Eléctrica es de 5155.25 kW (6065 kVA de un total de 227 transformadores).

$$FD = 3,005.21 \text{ kW} / 5,155.25 \text{ kW}$$

$$FD = 0.583$$

El factor de demanda del circuito de la Empresa es 58.3 %, lo que expresa el porcentaje de la capacidad instalada que es absorbida.

3.3.7 Factor de utilización

El factor de utilización del sistema de distribución de la Empresa es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema que lo suministra.

$$FU = \text{Demanda máxima} / \text{Capacidad Nominal del Sistema}$$

El factor de utilización es adimensional, por lo que la demanda máxima y la capacidad del sistema de utilización se debe expresar en las mismas unidades. Este expresa que porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizado durante el pico de carga.

Para la Empresa la capacidad nominal a considerar es el de la subestación de Champoyap, que es la que alimenta el circuito, 9 MW (10 MVA).

$$FU = 3,005.21 \text{ kW} / 9,000 \text{ kW} = 0.334$$

El factor de utilización de la Empresa es de 33.4%, factor que establece el porcentaje de la capacidad de la subestación que el sistema de distribución está utilizando durante el pico de carga.

3.3.8 Factor de contribución

De una de las cargas del conjunto, es la relación entre la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto.

$$C1 = D1 / Dmax, C2 = D2 / Dmax$$

$$Dmax = D1 + D2 = C1 * Dmax1 + C2 * Dmax2$$

Tabla XIV. Factor de contribución 2005

Tarifa	Sumatoria Demanda máxima (kW)	Demanda máxima Diciembre 2005 (kW)	Factor de Contribución
BTDfp	337.66	3005.21	0.11
MTDfp	222.50		0.07

Según estos resultados se ve que la mayor contribución es realizada por los clientes con tarifa BTDfp 11 % y con tarifa MTDfp con 7 %.

3.4 Evaluación del factor de potencia

El INDE acepta de la un mínimo de cero punto noventa (0.90) de factor de potencia, determinado para cada mes calculando el coseno de la tangente inversa de la división de los kilovoltamperios-reactivos hora (kVarh) mensual entre los kilovatios hora (kWh) mensual,

$$fp = \cos (\tan^{-1}(kVarh/kWh))$$

O dividiendo los kilovatios hora (kWh) mensual entre la raíz cuadrada de la suma de los kilovatios hora mensual al cuadrado (kWh^2) y los kilovoltamperios hora mensual al cuadrado ($kvarh^2$),

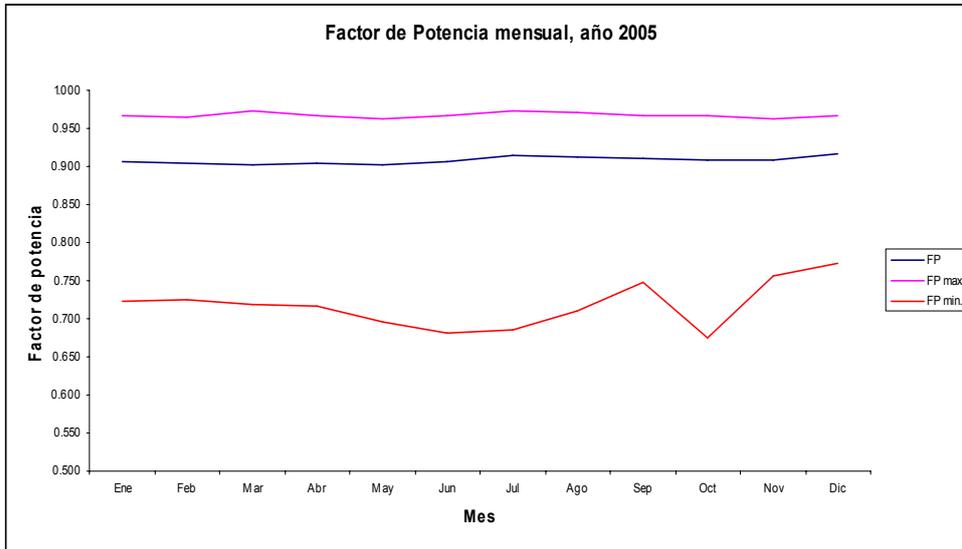
$$fp = kWh / (kWh^2 + kvarh^2) ^{0.5}$$

fp: factor de potencia.

Tabla XV. Factor de potencia mensual 2005

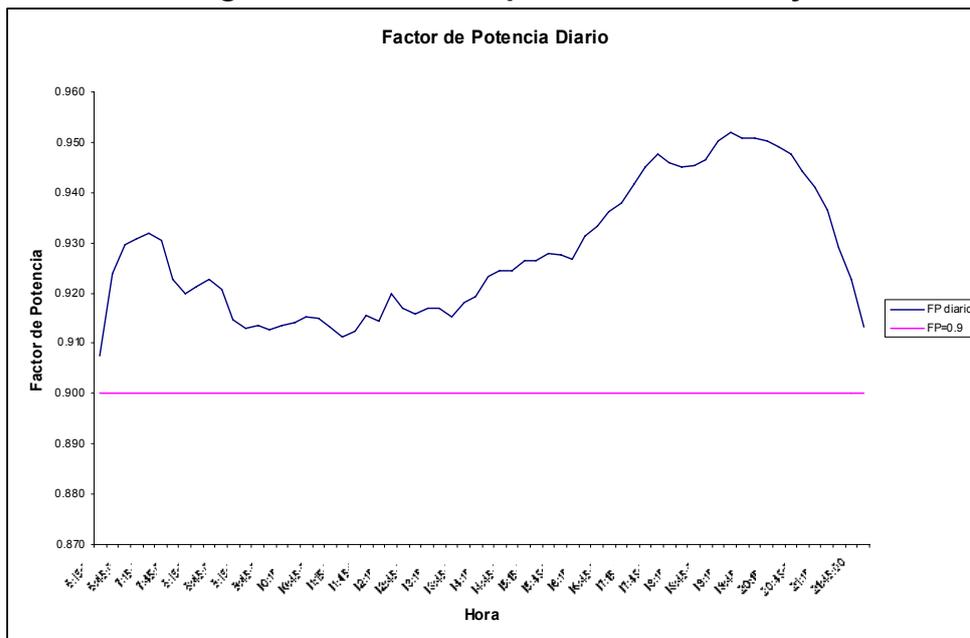
MES	fp	fp máx.	fp min.
Ene	0.906	0.967	0.723
Feb	0.905	0.965	0.724
Mar	0.903	0.973	0.718
Abr	0.904	0.967	0.716
May	0.902	0.962	0.695
Jun	0.906	0.968	0.680
Jul	0.915	0.974	0.685
Ago	0.912	0.971	0.710
Sep	0.910	0.966	0.748
Oct	0.908	0.966	0.674
Nov	0.909	0.962	0.756
Dic	0.916	0.966	0.773

Figura 10. Factor de potencia mensual 2005



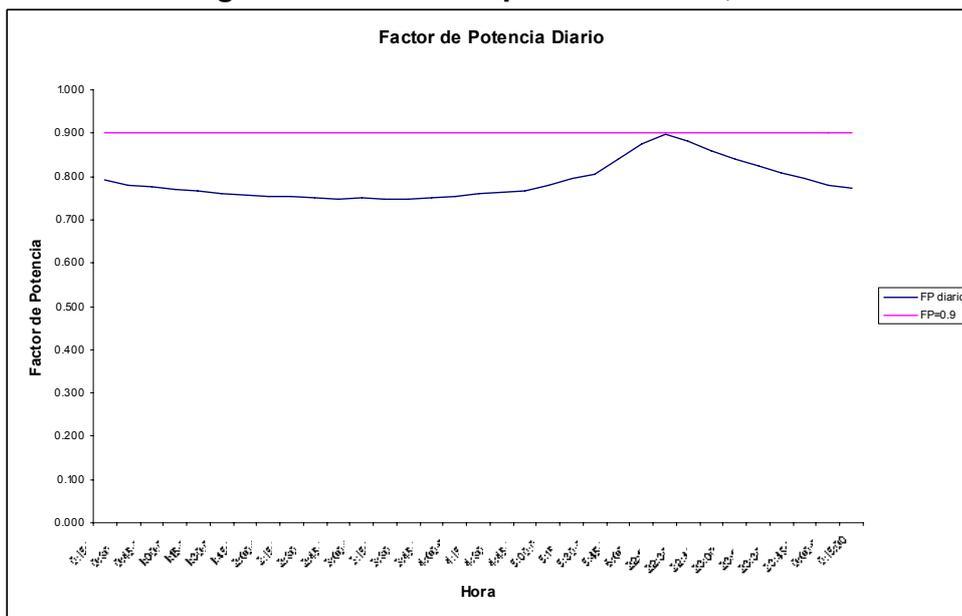
El comportamiento del factor de potencia en un intervalo de un día tiene un comportamiento cíclico, observándose que de las 6 a.m. a las 10 p.m. el factor de potencia se encuentra arriba o igual a 0.9:

Figura 11. Factor de potencia diario, mayor a 0.9



Y en el periodo de las 10 p.m. a las 6 a.m. el factor de potencia cae por debajo del límite establecido de 0.9:

Figura 12. Factor de potencia diario, menor a 0.9



3.5 Evaluación sobre desequilibrio de corrientes

La Empresa, debe limitar el desequilibrio de corriente entre fases hasta por un máximo de más de diez por ciento (10%). El INDE puede requerir a la Empresa corregir los desequilibrios entre las fases cuando se detecten.

El índice para evaluar el desbalance de corriente, se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega por parte del INDE a la Empresa (Subestación Champoyap, punto 302), y registrados en cada intervalo de medición (15 minutos).

Este índice se expresa como un porcentaje:

$$\Delta DIP (\%) = (3(I_{mp}) / (I_a + I_b + I_c)) * 100$$

Donde:

ΔDIP (%): Porcentaje de desbalance de corriente.

Imp: Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases registrada en el intervalo de medición de 15 minutos.

Ia: Corriente en la fase a registrada en el intervalo de medición.

Ib: Corriente en la fase b registrada en el intervalo de medición

Ic: Corriente en la fase c registrada en el intervalo de medición

Se considera que la Empresa afecta el servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al total del periodo de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de la corriente ha excedido el rango de tolerancias establecidas, analizando los datos de la medición en la subestación Champoyap en el Circuito de la Empresa Eléctrica de San Marcos del año 2005 indica los siguientes resultados:

Tabla XVI. Desbalance de corrientes

Mes	Total de Mediciones	5% de las Mediciones	Mediciones $\Delta DIP > 10\%$	Conclusión
ENE	2976	149	297	No válido
FEB	2688	134	188	No válido
MAR	2969	148	252	No válido
ABR	2880	144	569	No válido
MAY	2976	149	243	No válido
JUN	2880	144	67	Válido
JUL	2976	149	302	No válido
AGO	2976	149	564	No válido
SEP	2880	144	109	Válido
OCT	2976	149	195	No válido
NOV	2880	144	390	No válido
DIC	2976	149	447	No válido

4. ANÁLISIS Y ESTRUCTURACIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

4.1 Generalidades para la aplicación de los pliegos tarifarios base

4.1.1 Subdivisión del mercado

El marco regulatorio del sector de energía eléctrica en Guatemala subdivide el mercado en:

- Mercado de precio regulado, dividido en clientes de tarifa social y fuera de la tarifa social.
- Mercado de precio no regulado, comprende a los clientes no regulados por la Empresa y clientes que realizan transacciones en el Mercado Mayorista.

4.1.2 Ley de la Tarifa Social

La Tarifa Social fue creada por el decreto 96-2000: Ley de Tarifa Social, en el año 2001. Siendo esta una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a clientes regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, con consumos de hasta 300 KWh durante un período de treinta días o consumo promedio diario de hasta 10 kW.

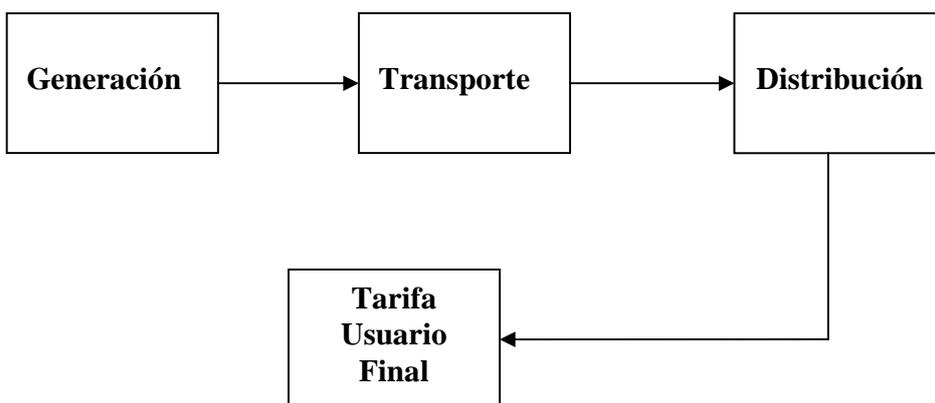
4.1.3 ¿Para qué se regulan las tarifas?

La regulación tiene el objetivo de armonizar con prudencia y equidad los intereses de la Empresa, que aspira a obtener beneficios por su actividad, y el de los clientes, que quieren tener un servicio seguro, barato y de calidad.

4.1.4 Costos de suministro de la energía eléctrica

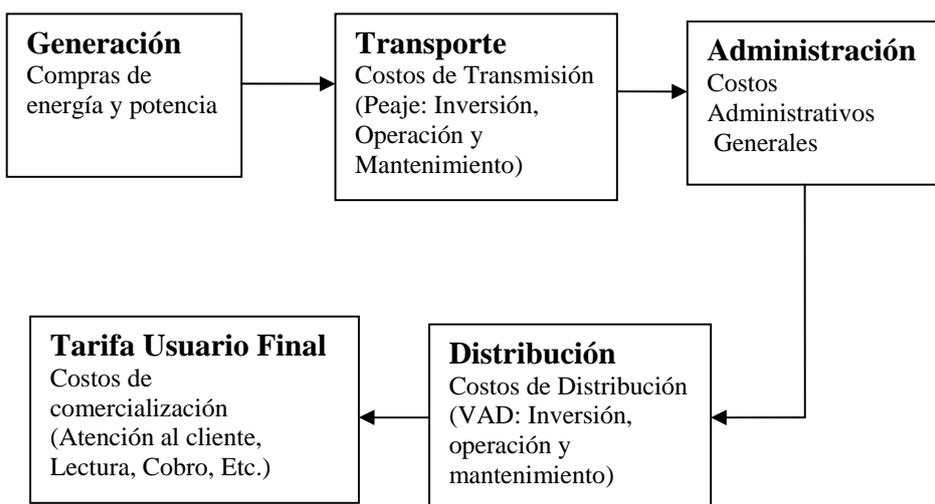
El sistema eléctrico en sus componentes básicos, se puede resumir según el siguiente diagrama:

Figura 13. Sistema eléctrico general



Utilizando el esquema de funcionamiento del sistema eléctrico, se visualiza la forma general de los costos del mismo:

Figura 14. Costos de suministro de energía eléctrica



El Valor agregado de Distribución comprende los costos de Distribución, los cuales incluyen la inversión en capital, el mantenimiento y operación de las redes de distribución. Se considera los costos de inversión en la red de distribución como los costos necesarios para operarlas y mantenerlas, para una empresa modelo económicamente adaptada.

4.1.5 Opciones tarifarias de la Empresa

Las opciones tarifarias tienen por objeto asignar la tarifa que corresponde cobrar a un cliente del servicio de energía eléctrica, aquella que se adapte de mejor forma a los hábitos de consumo de cada cliente del servicio. Estas son utilizadas dependiendo del distinto comportamiento o patrón de consumo de los clientes, y estos patrones o hábitos de consumo de energía afectan los costos en que incurre la Empresa como distribuidora.

Los factores que determinan que tarifa le corresponde al tipo de cliente se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XVII. Factores que determinan la tarifa a elegir

Tarifa	Energía Mensual	Potencia Mensual	Factor de Carga	Medidor en
Tarifa Social	300 kWh			BT
Tarifa BTS	Mas de 300 kWh	Hasta 11 kW	Mayor al 60%	BT
Tarifa BTDP		Mas de 11 kW	Mayor al 60%	BT
Tarifa BTDFP		Mas de 11 kW	Mayor al 60%	BT
Tarifa MTDp		Mas de 11 kW	Mayor al 60%	MT
Tarifa MTDfp		Mas de 11 kW	Mayor al 60%	MT

4.1.6 Potencia contratada

La idea de la potencia contratada, es de reservar por parte de la Empresa cierta capacidad de la Red de distribución para que cuando el cliente lo requiera, esta se encuentre disponible para él. Siendo requisito que el cliente tenga instalado un medidor que registre la demanda.

La pregunta clave es cuánto de potencia debe contratar un cliente, y esta depende de las necesidades de cada cliente. Se recomienda que cuando un cliente contrate su potencia tenga en cuenta que si su demanda es cíclica, es decir en qué en periodos consume menos y más potencia.

4.1.7 Medida en BT y facturación en MT

Un cliente con servicio conectado en media tensión puede requerir que su consumo sea medido en baja tensión, debiendo aceptar que a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente en media tensión se les realice un recargo por pérdidas de transformación, equivalente al uno por ciento (1%) de los mismos; siempre y cuando no cuente con el equipo de medición adecuado que realice en forma automática la compensación de pérdidas.

4.1.8 Detalle de cargos por facturación.

- El cargo fijo por cliente es el mismo publicado en los pliegos tarifarios autorizados por la CNEE de acuerdo a su tipo de tarifa, este cobro se realiza una vez al mes a cada cliente.
- Para calcular el cargo por energía se toma la cantidad de kWh consumidos y multiplicarlo por el precio de energía (Q/kWh) sin IVA.
- Si tiene medición de potencia debe tomar la cantidad de kW máximos demandados y multiplicarlo por el precio de la potencia máxima ó de punta sin IVA, dependiendo si su tarifa es con o sin participación en la punta y tomar la cantidad de kW máximos contratados y multiplicarlo por el precio de distribución de potencia contratada sin IVA.

- Al subtotal de la suma de los cargos se multiplica por la tasa municipal correspondiente al municipio. No se aplica sobre el IVA.
- El IVA se aplica al subtotal de la suma de los cargos y sobre la tasa Municipal.
- Para tener el total a pagar se debe sumar, el subtotal de la suma de los cargos, la tasa municipal, el IVA.

4.1.9 Tipos de ajuste

El ajuste que se efectúa en las tarifas obedece básicamente a variaciones en los montos pagados por las compras de energía y potencia. Las principales variables que influyen en la variación del costo de suministro son el tipo de cambio, el precio de los combustibles y el volumen de compras y ventas de kWh

El VAD (Valor Agregado de Distribución) se recalcula cada 6 meses y en su indexación afectan las variaciones de la tasa de cambio, los índices de precios al consumidor y los aranceles de importación.

Los tipos de ajuste que se realizan a través de un año se agrupan según su período así: Ajuste trimestral al precio de la energía, establecido en el artículo 87 del RGLE; ajustes semestrales, ajustes que se realizan al VAD y cargo fijo, establecidos en el artículo 87 del RGLE; y ajustes anuales, corrección del precio base de energía y potencia, en base a proyecciones de costos anuales, establecidos en el artículo 86 del RGLE.

El ajuste en los cargos se ve reflejado cada tres meses en el cambio del cargo unitario por energía, cada seis meses cambia el cargo unitario por potencia contratada, el cargo fijo y el cargo por potencia máxima, y cada año estacional cambia el cargo por potencia máxima.

4.2 Ingerencia del A.M.M.

El Administrador del Mercado Mayorista es el ente encargado de la administración del Mercado Mayorista, cuyas funciones son: la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía, entre otros a la Empresa Eléctrica de San Marcos.

Los productos y servicios que se compran y venden en el Mercado Mayorista son: potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica, servicios complementarios.

4.2.1 Precio de la energía eléctrica a la compra

Los costos asociados a los contratos existentes y a los contratos de potencia que realizan mediante licitación abierta, siendo estos trasladados a las tarifas de usuarios finales de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley. Estos costos son calculados por el Administrador del Mercado Mayorista siguiendo los procedimientos para la programación de largo plazo y cálculo de precios a trasladar a tarifas.

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) suministra a la Empresa una Demanda Firme en la cantidad de 2,945 kW-mes, para el primer año estacional, que termina el 30 de abril del 2006, y la que establezca el A.M.M. para el siguiente año estacional (del 1 de mayo del 2006).

En el primer año estacional, el INDE le vende a la Empresa Eléctrica de San Marcos en la siguiente forma:

Un primer bloque, a un valor de US\$ 6.20 el kW-mes de potencia o demanda y la energía a US\$ 0.027 el kW-h. Este primer bloque comprende los primeros 100 kWh, de los clientes que consumen hasta 300 kWh-mes.

Un Segundo bloque a un valor de US\$ 6.51 el kW-mes de potencia o demanda y la energía a US\$ 0.042 el kWh. Este segundo bloque comprende a los clientes cuyo consumo sea mayor a 100 kWh.

A continuación se incluyen los datos de la potencia y energía comprada al INDE en el año 2006:

XVIII Potencia y energía comprada al I.N.D.E. (2006)

Mes	Dentro Tarifa Social		Mes	Fuera Tarifa Social	
	kWh	kW		kWh	kW
Noviembre	352,032.89	1,192.50	Noviembre	528,049.34	1,788.76
Diciembre	485,189.93	1,261.83	Diciembre	727,784.90	1,892.75
Enero	472,118.62	1,219.18	Enero	708,177.98	1,828.76
Febrero	431,153.76	1,260.21	Febrero	646,730.65	1,890.32
Marzo	483,990.08	1,209.91	Marzo	725,985.13	1,814.37
Abril	483,990.08	1,209.91	Abril	725,985.13	1,814.37
Mayo	470,522.24	1,396.00	Mayo	705,783.37	2,094.00
Junio	453,697.50	1,284.00	Junio	680,546.25	1,926.00
Julio	470,030.81	1,284.00	Julio	705,046.22	1,926.00
Agosto	488,296.49	1,284.00	Agosto	732,444.73	1,926.00

Figura 15. Energía Facturada por el I.N.D.E. para el año 2006

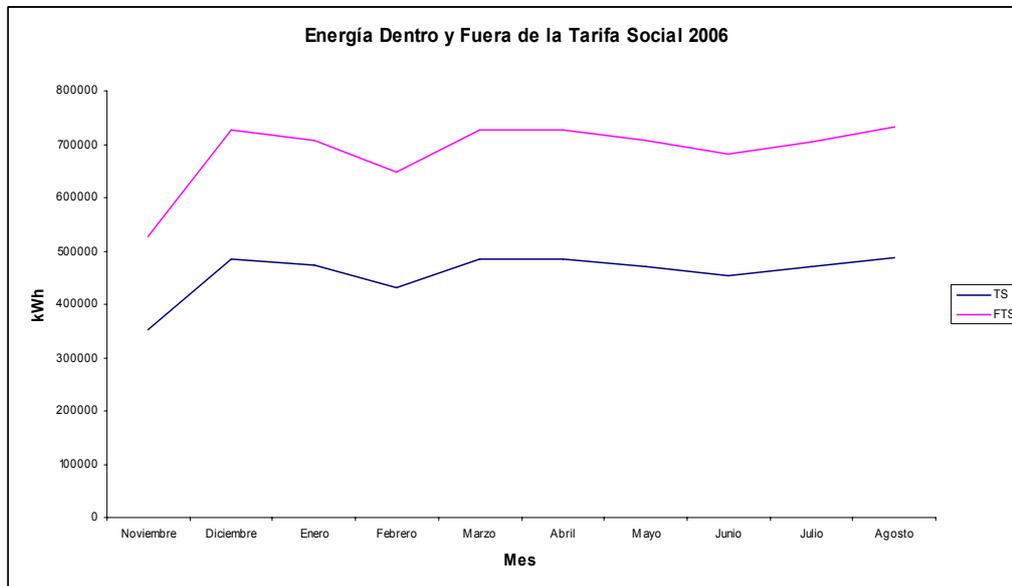
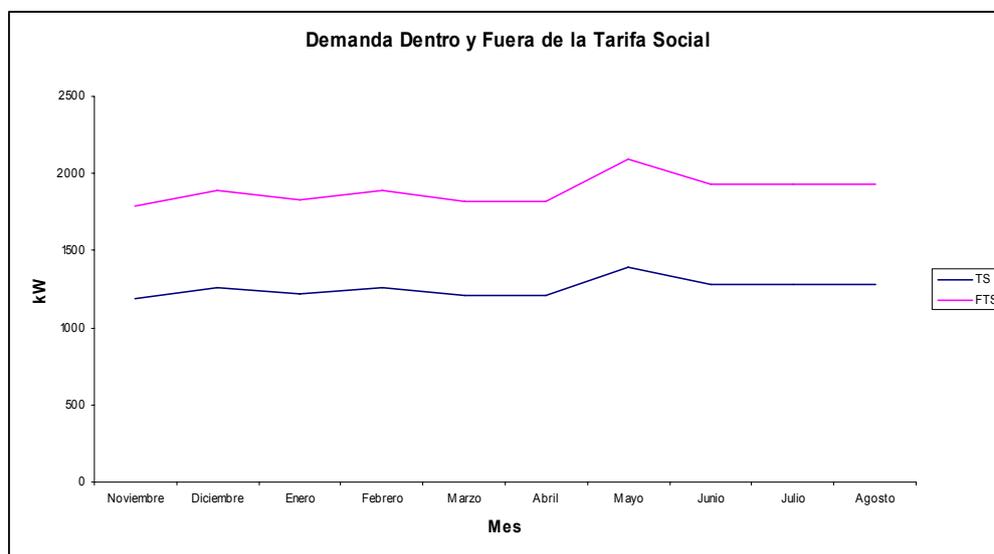


Figura 16. Demanda Facturada por el I.N.D.E. para el año 2006



4.3 Estructura del pliego tarifario vigente

4.3.1 Antecedentes

A continuación se citan las tarifas aplicadas por la Empresa Eléctrica de San Marcos antes de poner en marcha el pliego tarifario autorizado por la Comisión.

Tabla XIX. Tarifa inicial aplicada por la Empresa

Cargo	Comercial	Diversos	Gobierno	Industrial	Residencial
Cuota Base	Q 5.45	Q 5.45	Q 5.45	Q 5.45	Q 5.45
kW Base	Q 6.00	Q 6.00	Q 6.00	Q 6.00	Q 6.00
Precio del kW	Q 0.53	Q 0.53	Q 0.53	Q 0.53	Q 0.53
% luz pública	Q 0.15	Q 0.15	Q 0.15	Q 0.15	Q 0.15
Demanda KW	Q 14.78	Q 14.78	Q 14.78	Q 14.78	Q 14.78
Factor de HP	Q 2.64	Q 2.64	Q 2.64	Q 2.64	Q 2.64
Incremento kWh desde	150	0	0	0	300-500
% Incremento	40%	40%	40%	40%	20%-40%

4.3.2 Estructura tarifaria

La Comisión aprobó para la Empresa por medio de la resolución CNEE-61-2005, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de gran usuario en la zona en la que se le autorizó a prestar el servicio

4.3.3 Período de vigencia de las tarifas

Los costos de suministro para el cálculo de las tarifas base se define cada cinco años y se basa en la estructura de una empresa eficiente, siendo este costo para cada nivel de tensión igual a la suma de los costos de una empresa eficiente.

4.3.4 Condiciones generales

La Ley General de Electricidad, establece que están sujetos a regulación tanto la calidad, como los precios del suministro de electricidad que se presta a clientes del servicio de distribución final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo de 100 kilovatios (kW).

Los clientes del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías:

- Clientes con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11kW), a estos se les aplica la tarifa simple (BTS)
- Clientes con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de once (11) y menor ó igual a cien (100) kilovatios (kW), estos pueden elegir libremente su propia tarifa.
- Clientes con servicio en baja tensión, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia sea mayor a 100 kilovatios (kW) quienes no están sujetos a regulaciones de precio, estos pueden elegir libremente su propia tarifa.

4.3.5 Aplicación del cargo de energía

La Empresa determina mensualmente el consumo de cada cliente que corresponde a la categoría de Baja Tensión Simple, y cuando dicho consumo mensual cumple con el criterio de ser menor ó igual a 300 kWh o bien cuando dicho consumo sea menor ó igual a un promedio de 10 kWh diarios, se aplica a la facturación el procedimiento siguiente:

- a.** El cargo fijo se debe facturar mensualmente según lo establecido por la Comisión en el ajuste vigente.

- b.** El cargo por energía a aplicar a la energía total mensual en kilovatios-hora consumida por el cliente de tarifa social (CFi), se calcula de la siguiente forma:
 - Para $CFi \leq 100$ kWh, la cantidad de energía consumida (E_a) es facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social aprobado para la Empresa y sus respectivos ajustes.
 - Para $CFi > 100$ kWh, la cantidad de energía consumida hasta 100 kWh (E_a) es facturada de acuerdo al cargo unitario por energía de tarifa social y sus respectivos ajustes. La Energía restante ($E = CFi - E_a$) es facturada con el cargo por energía de la tarifa BTS aprobada para la Empresa y sus respectivos ajustes.

4.3.6 Tarifa BTS

La tarifa simple para clientes conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS), se aplica a clientes cuya demanda de potencia es menor de 11 kW, siendo esto comprobable en cualquier instante y que tiene consumos de energía mayor a 300 kWh.

Tabla XX. Cargos para la tarifa BTS

<i>BAJA TENSION SIMPLE BTS</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	7.6147
Cargo por energía (Q/kWh)	0.6853

Ejemplo: Para un consumo energía mensual de 450 kWh, el cliente paga:

$$SUBTOTAL = \text{Cargo por consumidor} + \text{Cargo por energía}$$

Cargo por consumidor = 7.6147 Q/cliente-mes

Cargo por energía = 0.6853 Q/kWh * 450 kWh = Q 308.38

SUBTOTAL = Q 7.6147 + Q 308.38 = Q 315.99

4.3.7 Tarifa BTDP

La tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para clientes conectados en baja tensión (BTDP), se aplica a clientes cuyo consumo de potencia activa es mayor o igual a 11 kW ,que tengan un factor de carga mayor o igual a 0.6 y medidor en BT.

Tabla XXI. Cargos de la tarifa BTDP

<i>BAJA TENSION BTDP</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	244.3054
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2544
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	43.7108
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	79.0752

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 9,062 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17.3 kW, potencia contratada de 19.6 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 9062/(17.3*30*24) = 0.7275$$

Ya que el factor de carga es mayor que 0.6 se define como un suministro de baja tensión con medición de demanda máxima y con participación en la punta.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por energía + Cargo unitario por potencia máxima + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 244.3054 Q/usuario-mes

Cargo unitario por energía = 9,062 kWh*0.2544 Q/kWh = Q 2,305.3728

Cargo unitario por potencia máxima = 17.3 kW*43.7108 Q/kW = Q 756.1968

Cargo unitario por potencia contratada = 19.6 kW*79.0752 Q/kW-mes =
Q 1,549.8739

SUBTOTAL = Q 244.3054 + Q 2,305.3728 + Q 756.1968 + Q 1,549.8739
Q 4,855.75

4.3.8 Tarifa BTDFp

La tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para clientes conectados en baja tensión (BTDFp), se aplica a clientes cuyo consumo de potencia activa es mayor o igual a 11 kW, que tienen un factor de carga menor a 0.6 y medidor en BT.

Tabla XXII. Cargos de la tarifa BTDFp

<i>BAJA TENSION BTDFp</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	244.3054
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2544
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	18.4405
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	79.0752

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 6,570 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17 kW, potencia contratada de 18 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 6570/(17*30*24) = 0.5367$$

Ya que el factor de carga es menor de 0.6 se define como un suministro de baja tensión con medición de demanda máxima y sin participación en la punta.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por energía + Cargo unitario por potencia Máxima + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 244.3054 Q/usuario-mes

Cargo unitario por energía = 6570 kWh*0.2544 Q/kWh = Q 1,671.408

Cargo unitario por potencia máxima = 17 kW*18.4405 Q/kW = Q 313.4885

Cargo unitario por potencia contratada = 18 kW*79.0752 Q/kW-mes =
Q 1,423.3536

SUBTOTAL = Q 244.3054 + Q 1,671.408 + Q 313.4885 + Q 1,423.3536
Q 3,652.55

4.3.9 Tarifa BTH

Tarifa horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para clientes conectados en baja tensión (BTH), se aplica a clientes cuya demanda de potencia tiene alta participación en el consumo general de la Empresa, específicamente en las horas punta, y que además tiene el equipo necesario para realizar la medición horaria en baja tensión.

Tabla XXIII. Cargos de la tarifa BTH

<i>BAJA TENSION HORARIA BTH</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	246.3114
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2544
Cargo unitario por potencia de punta (Q/kW-mes)	61.4683
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	79.0752

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 9,550 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17.3 kW, potencia contratada de 19.6 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 9,550 / (17.3 * 30 * 24) = 0.7666$$

Ya que el factor de carga es mayor de 0.6 se define como un suministro con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta en baja tensión.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por energía + Cargo Unitario por potencia de punta + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 246.3114 Q/usuario-mes

Cargo unitario por energía = 9,550 kWh*0.2544 Q/kWh = Q 2,429.52

Cargo unitario por potencia de punta = 17.3 kW*61.4683 Q/kW =
Q 1,063.4016

Cargo unitario por potencia contratada = 19.6 kW*79.0752 Q/kW-mes =
Q 1,549.8739

SUBTOTAL = Q 246.3114 + Q 2,429.52 + Q 1,063.4016 + Q 1,549.8739
Q 5,289.11

4.3.10 Tarifa MTDp

La tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para clientes conectados en media tensión (MTDp), se aplica a clientes cuyo consumo de potencia real sea mayor o igual a 11 kW, que tengan un factor de carga mayor o igual a 0.6, y que por condiciones definidas por la Empresa se realice la medición de consumo de energía eléctrica en media tensión.

Tabla XXIV. Cargos de la tarifa MTDp

<i>MEDIA TENSION MTDp</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	244.3054
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2228
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	38.4467
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	24.8222

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 9,062 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17.3 kW, potencia contratada de 19.6 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 9062 / (17.3 * 30 * 24) = 0.7275$$

Ya que el factor de carga es mayor que 0.6 se define como un suministro de media tensión con medición de demanda y con participación en la punta.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por energía + Cargo unitario por potencia máxima + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 244.3054 Q/usuario-mes

Cargo unitario por energía = 9,062 kWh*0.2228 Q/kWh = Q 2,019.0136

Cargo unitario por potencia máxima = 17.3 kW*38.4467 Q/kW = Q 665.1279

Cargo unitario por potencia contratada = 19.6 kW*24.8222 Q/kW-mes =
Q 486.5151

SUBTOTAL = Q 244.3054 + Q 2,019.0136 + Q 665.1279 + Q 486.5151
Q 3,414.96

4.3.11 Tarifa MTDfp

La tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para clientes conectados en media tensión (MTDfp), se aplica a clientes cuyo consumo de potencia real es mayor o igual a 11 kW, que tienen un factor de carga menor a 0.6, y que por condiciones definidas por la Empresa se realice la medición de consumo de energía eléctrica en media tensión.

Tabla XXV. Cargos de la tarifa MTDfp

<i>MEDIA TENSION MTDfp</i>	
Cargo por consumidor (Q/cliente-mes)	244.3054
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2228
Cargo unitario por potencia máxima (Q/kW-mes)	16.2197
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	24.8222

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 6,570 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17 kW, potencia contratada de 18 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 6570/(17*30*24) = 0.5367$$

Ya que el factor de carga es menor de 0.6 se define como un suministro de media tensión con medición de demanda y sin participación en la punta.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por energía + Cargo Unitario por potencia Máxima + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 244.3054 Q/usuario-mes

Cargo Unitario por energía = 6,570 kWh*0.2228 Q/kWh = Q 1,463.796

Cargo unitario por potencia máxima = 17 kW*16.2197 Q/kW = Q 275.7349

Cargo unitario por potencia contratada = 18 kW*24.8222 Q/kW-mes =
Q 446.7996

SUBTOTAL = Q 244.3054 + Q 1,463.796 + Q 275.7349 + Q 446.7996
Q 2,430.64

4.3.12 Tarifa MTH

La tarifa con medida o control de demanda máxima de potencia dentro de las horas de punta, para clientes conectados en media tensión (MTH), se aplica a clientes cuya demanda de potencia tiene alta participación en el consumo general de la Empresa, especialmente en las horas punta, y que además tiene el equipo necesario para realizar la medición horaria en media tensión.

Tabla XXVI. Cargos de la tarifa MTH

<i>MEDIA TENSION HORARIA MTH</i>	
Cargo por Consumidor (Q/cliente-mes)	246.3114
Cargo unitario por energía (Q/kWh)	0.2228
Cargo unitario por potencia de punta (Q/kW-mes)	54.0657
Cargo unitario por potencia contratada (Q/kW-mes)	24.8222

Ejemplo: Para un cliente con consumo de energía de 9,550 kWh, días de servicio 30, potencia máxima 17.3 kW, potencia contratada de 19.6 kW.

FC = Energía consumida al mes / (pot. Máxima*horas del mes)

$$FC = 9,550 / (17.3 * 30 * 24) = 0.7666$$

Ya que el factor de carga es mayor de 0.6 se define como un suministro con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta en media tensión.

SUBTOTAL = Cargo por consumidor + Cargo unitario por Energía + Cargo unitario por potencia de punta + Cargo unitario por potencia contratada

Cargo por consumidor = 246.3114 Q/usuario-mes

Cargo unitario por energía = 9,550 kWh*0.2228 Q/kWh = Q 2,127.74

Cargo unitario por potencia de punta = 17.3 kW*54.0657 Q/kW =
Q 935.3366

Cargo unitario por potencia contratada = 19.6 kW*24.8222 Q/kW-mes =
Q 486.5151

SUBTOTAL = Q 246.3114 + Q 2,127.74 + Q 935.3366 + Q 486.5151 =
Q 3,795.90

4.3.13 Tarifa Social

Esta tarifa es de aplicación para clientes cuyos consumos de energía son menores o iguales a 300 kWh mensuales, o cuando dicho consumo sea menor o igual a un promedio de 10 kWh diarios.

Tabla XXVII. Cargos de la tarifa BTS social

<i>BAJA TENSION SIMPLE BTS Social</i>	
Cargo por Consumidor (Q/cliente-mes)	7.6147
Cargo por Energía (Q/kWh)	0.6853

Ejemplo 1: Consumo de energía menor o igual a 100 kWh

Para un cliente con consumo de energía de 75 kWh

$$SUBTOTAL = \text{Cargo por consumidor} + \text{Cargo por energía}$$

Cargo por consumidor = 7.6147 Q/cliente-mes

Cargo por energía = 75 kWh * 0.6853 Q/kWh = Q 51.3975

SUBTOTAL = Q 7.6147 + Q 51.3975 = Q 59.01

Ejemplo 2: Consumo de energía mayor a 100 y menor o igual a 300 kWh

Para un cliente con consumo de energía de 250 kWh

Cargo por consumidor = Cargo por Tarifa Social + Cargo por BTS

Cargo por tarifa social = 100 kWh * 0.6853 Q/kWh = Q 68.53

Cargo por BTS = 150 kWh * 0.6853 Q/kWh = Q 102.80

Cargo por consumidor = 7.6147 Q/cliente-mes

Cargo por energía = Q 68.53 + Q 102.80 = Q 171.33

SUBTOTAL = Q 7.6147 + Q 171.33 = Q 178.95

Ejemplo 3: En el caso de que los precios de los cargos por tarifa social y por BTS sean distintos.

Para un cliente con consumo de energía de 250 kWh

Cargo por consumidor tarifa social: 0.6638 Q/kWh

Cargo por consumidor BTS: 0.8263 Q/kWh

$$\text{Cargo por consumidor} = \text{Cargo por tarifa social} + \text{Cargo por BTS}$$

Cargo por tarifa social = 100 kWh * 0.6853 Q/kWh = Q 68.53

Cargo por BTS = 150 kWh * 0.8263 Q/kWh = Q 123.945

Cargo por consumidor = 7.6147 Q/cliente-mes

Cargo por energía = Q 68.53 + Q 123.945 = Q 192.475

SUBTOTAL = Q 7.6147 + Q 192.475 = Q 200.09

4.3.14 Tarifa de alumbrado público

La energía se calcula como la sumatoria de multiplicar el vatiaje del bulbo de cada lámpara por doce (12) horas de uso diarias. La tarifa de alumbrado público únicamente incluye el costo de abastecimiento de energía; los costos de inversión, operación y mantenimiento del servicio de alumbrado público corre por cuenta del Municipio, y los del alumbrado exterior particular son por parte del interesado.

Tabla XXVIII. Cargo de alumbrado público

<i>TARIFA DE ALUMBRADO PUBLICO</i>	
Cargo por energía (Q/kWh)	0.6581

4.4 Análisis e implementación

4.4.1 Tipos de tarifa a emplear

En la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos las Tarifas a aplicar, según las características de consumo de energía eléctrica de sus clientes, son las siguientes: BTS, BTD y MTD.

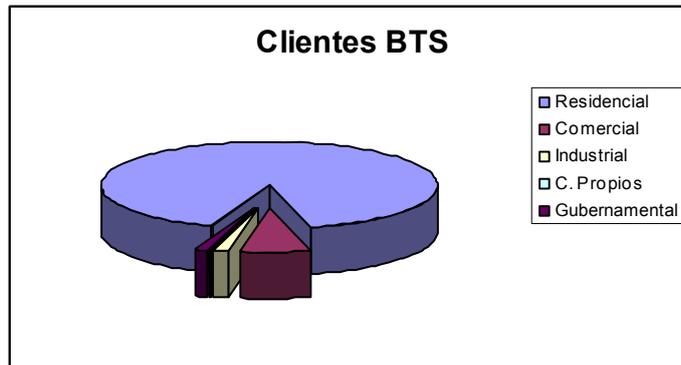
4.4.2 Clientes con tarifa BTS

En esta se encuentran los clientes que utilizan el servicio de energía eléctrica en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 kW), disgregados de la siguiente forma:

Tabla XXIX. Clientes con tarifa BTS

NÚMERO DE CLIENTES		
Residencial	5907	89.53%
Comercial	445	6.74%
Industrial	86	1.30%
C. Propios	9	0.14%
Gubernamental	80	1.21%
TOTAL	6598	99.6%

Figura 17. Clientes con tarifa BTS



4.4.3 Clientes con tarifa BTD y MTD

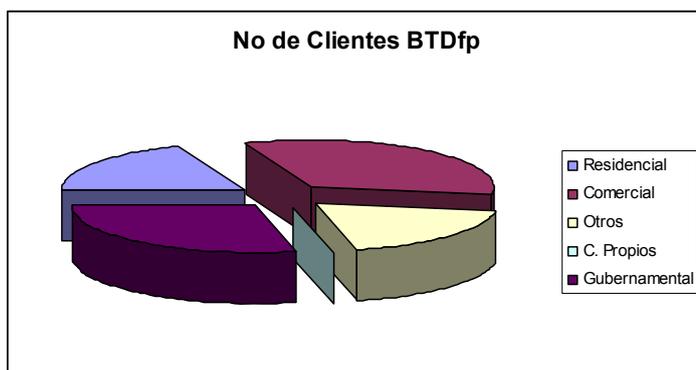
Este tipo de tarifa corresponde a clientes con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (11 kW) y menor o igual a cien kilovatios (100 kW), comprobable en cualquier instante, agrupados de la siguiente forma:

Descripción de los clientes con tarifa BTDfp:

Tabla XXX. Clientes con tarifa BTDfp

Número de Clientes		
Residencial	4	0.06%
Comercial	7	0.11%
Otros	4	0.06%
C. Propios	0	0.00%
Gubernamental	6	0.09%
TOTAL	21	0.32%

Figura 18. Clientes con tarifa BTDFp

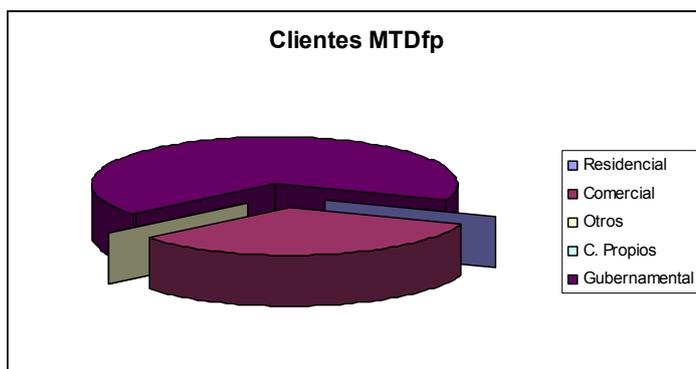


Descripción de clientes con tarifa MTDfp:

Tabla XXXI. Clientes con tarifa MTDfp

Número de Clientes		
Residencial	0	0.00%
Comercial	2	0.03%
Otros	0	0.00%
C. Propios	0	0.00%
Gubernamental	4	0.06%
TOTAL	6	0.09%

Figura 19. Clientes con tarifa MTDfp



5. CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL PRODUCTO SUMINISTRADO, SERVICIO TÉCNICO Y COMERCIAL

5.1 Objeto y Alcance

El objetivo primordial es establecer 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, además de tolerancias permisibles, métodos de control, respecto de los siguientes parámetros:

- a.** Calidad del producto suministrado:
 - Regulación de tensión

- b.** Calidad del servicio Técnico:
 - Interrupciones.

- c.** Calidad del servicio comercial:
 - Calidad del servicio comercial del distribuidor, y
 - Calidad de la atención al cliente.

5.2 Etapas de aplicación

A efecto de posibilitar una adecuación gradual a las exigencias indicadas en las NTSD, se establecen cuatro etapas consecutivas, con niveles crecientes de exigencia: preliminar, prueba, transición y régimen. Todos los servicios nuevos o ampliaciones que se efectúen, a partir de la entrada en vigencia de estas normas, deberán cumplir con lo especificado en la etapa que corresponda, antes de entrar en operación comercial o energizar la ampliación de las instalaciones.

5.3 Sistemas de medición

Ya no se cuenta con los sistemas básicos para la recopilación de información necesaria con respecto a los indicadores de calidad del servicio comercial, producto suministrado, y servicio técnico se proponen los siguientes sistemas, los cuales serán cumplidos según sus respectivas normativas.

5.3.1 Sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución

El objetivo de este sistema es disponer de un sistema auditable que permita el análisis y tratamiento de las mediciones realizadas para la verificación de la calidad del producto y del servicio técnico.

5.3.2 Sistema de control e identificación de los clientes

El objetivo de este sistema es disponer de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- La plena identificación del cliente.
- El conocimiento del tipo de servicio contratado y su correspondiente estructura tarifaria.
- La identificación de los componentes de la red, entre otros: conductor de baja tensión, transformador media/baja tensión, conductor de media tensión, transformador alta/media tensión, hasta el límite de sus propias instalaciones, asociados a cada cliente.

5.3.3 Sistema de control de solicitudes y reclamos del cliente

El objetivo de este sistema de control es disponer de un sistema auditable que permita, como mínimo:

- La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la prestación del servicio eléctrico de distribución.
- La recepción y trámite de reclamos o quejas de los clientes.
- La atención personal, por la vía telefónica, fax, correo electrónico o por cualquier otro medio de comunicación, para atender los reclamos o quejas, ininterrumpidamente, durante las veinticuatro horas del día, todos los días.

5.4 Calidad del producto suministrado (Regulación de voltaje)

5.4.1 Antecedentes

Ya que en la Empresa la calidad del producto suministrado no es controlada, se propone evaluar la misma mediante el sistema de control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para regulación de tensión, para lo cual se realiza según la normativa de evaluación de la regulación de voltaje en media y baja tensión. Siendo el objetivo de la medición del producto suministrado cumplir con los indicadores y los requerimientos establecidos con el fin de distribuir energía de calidad

5.4.2 Periodo y forma de control

El control de la calidad del producto se debe efectuar por la Empresa, mediante mediciones en períodos mensuales denominados periodos de control, en la cantidad de puntos establecidos en las NTSD, de la forma siguiente:

- Para clientes en baja tensión, una medición de control por cada cinco mil puntos de entrega, considerando que la empresa deberá instalar al menos un medidor por cada circuito de salida de la subestación de distribución, aunque este tenga menos de cinco mil puntos de entrega.
- Para clientes en media y/o alta tensión, una medición de control por cada veinticinco puntos de entrega.

5.4.3 Regulación de tensión en la red de distribución

Al variar la carga total entre un máximo y un mínimo se presentan tensiones mínimas y máximas en los puntos de entrega de energía.

Parte de esta variación de tensión se puede minimizar aumentando la tensión con carga máxima y reduciéndola con mínima. Esta acción se ejecuta con los autotransformadores ubicados en la subestación Champoyap que alimentan la red de media tensión y que tienen regulación bajo carga.

5.4.4 Índice y tolerancias de la regulación de tensión.

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega, es el valor absoluto de la diferencia (ΔV) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\Delta V (\%) = (|V - V_n| / V_n) * 100$$

Las tolerancias en los índices de calidad del servicio técnico de energía eléctrica son:

a. Índices globales:

Se establece como cinco por ciento (5%) el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global durante el periodo de control.

b. Índices individuales:

Tabla XXXII. Tolerancia de regulación de voltaje

Tensión	Tolerancia admisible respecto al valor nominal, en %	
	Servicio urbano	Servicio rural
Baja	8	10
Media	6	7
Alta	6	5

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

5.4.5 Control de la regulación en los alimentadores

En general cuando la carga es máxima la tensión en el sistema de distribución primaria es mínima, en el transformador de distribución se presenta la caída máxima que debe ser compensada por el variador bajo carga obteniéndose una tensión máxima en el inicio de los alimentadores, y la caída en los alimentadores será máxima.

Para un transformador en el extremo final del alimentador la tensión es mínima, y a esto debe agregarse la caída al final de la red secundaria. Para mejorar la tensión se puede actuar sobre el variador de este transformador elevando la tensión hasta el límite.

Para un transformador en el inicio del alimentador la tensión es máxima, pero todavía debe agregarse la caída hasta el final de la red secundaria. Para ajustar la tensión se puede actuar sobre el variador de este transformador bajando la tensión hasta el límite.

Cuando se pasa a la condición de carga mínima, la tensión del sistema de subtransmisión es máxima, la caída en el transformador es reducida, y el variador debe lograr una tensión suficientemente baja, para que con las caídas en cables, transformadores, red secundaria y los ajustes elegidos para los variadores de los transformadores, en particular en ambos extremos del alimentador, se logre contener las tensiones dentro del rango deseado.

5.4.6 Propuesta para la evaluación y control

La propuesta para la evaluación y control del Producto Suministrado en cuanto al parámetro específico de regulación de voltaje se plantea en la normativa de evaluación y control del producto suministrado (regulación de voltaje), el que incluye la normativa para el control y evaluación de la regulación de voltaje tanto en media y baja tensión.

5.4.7 Resultados de la evaluación

Como primer paso para la evaluación de la regulación de voltaje en la red de distribución se establecieron los puntos críticos a analizar, que se enumeran a continuación y se determinaron por medio de los parámetros establecidos en la normativa para la evaluación y control de la regulación de voltaje:

– Análisis en baja tensión:

De los 200 transformadores instalados en la red de distribución en la actualidad se tomaron para el análisis los que tienen mayor número de suministros conectados a las terminales de baja tensión de los mismos así como los transformadores con líneas de baja tensión más extensas.

Tabla XXXIII. Transformadores con más suministros

KVA	Código centro	Clientes / centro	kVA / cliente
25.0	105	73	0.34
15.0	111	36	0.42
37.5	120	82	0.46
25.0	127	58	0.43
10.0	31	21	0.48
25.0	36	55	0.45
25.0	39	54	0.46
25.0	40	52	0.48
25.0	45	78	0.32
15.0	5	31	0.48
25.0	55	76	0.33
37.5	56	91	0.41
15.0	59	33	0.45
25.0	76	64	0.39
25.0	77	52	0.48
25.0	78	61	0.41
25.0	8	56	0.45
25.0	82	59	0.42
25.0	83	63	0.40
25.0	85	60	0.42
15.0	86	68	0.22
25.0	87	91	0.27
25.0	88	85	0.29
15.0	99	33	0.45

El resultado de las mediciones en baja tensión de los transformadores indica que en el 25 % de estos se encuentran sobrecargados. Para mejorar la regulación de voltaje en estos se deben tomar las siguientes acciones: Sectorizar ramales secundarios según el número de clientes, aumentar la capacidad instalada, aumentar la capacidad de conducción (calibre del conductor), maniobrar los reguladores de voltaje internos de los transformadores de distribución.

– Análisis en media tensión:

De la totalidad de 56 ramales, en división red normal, se analizaron 8 ramales, con mayor largo y mayor carga instalada

Tabla XXXIV. Ramales con más carga y mayor largo

Ramal	Descripción	kVA	Km.
1	PRINCIPAL 1	655.0	3.40
2	PRINCIPAL 2	525.0	2.91
3	PRINCIPAL, LAS LAGUNAS	620.0	2.41
5	PRINCIPAL SOCHE	252.5	1.22
6	PRINCIPAL BOMBA CASHAQUE	150.0	0.97
7	CALZADA REVOLUCION DEL 71	810.0	1.63
13	Derivación, 9a calle final	95.0	1.12
36	Derivación, Ixtagel	255.0	8.13

Después de haber identificado los puntos críticos en la red de distribución que para el análisis de regulación de voltaje intervienen en la problemática se tomaron mediciones de voltaje en Media Tensión por medio de un Kilo-Voltímetro, arrojando los siguientes datos:

Tabla XXXV. Resultados de la medición en MT

Ramal	kV r-n	kV s-n	kV t-n	kV r-s	kV s-t	kV t-r	ΔV % r-s	ΔV % s-t	ΔV % t-r
0-1	8.16	8.10	8.11	14.13	14.03	14.05	2.42	1.66	1.79
7	8.03	8.02	8.00	13.91	13.89	13.86	0.79	0.66	0.41
13	8.04			13.93			0.91		
5	8.03	8.05	7.08	13.91	13.94	13.91	0.79	1.04	0.79
6	8.01	8.04	8.07	13.87	13.93	13.98	0.53	0.91	1.29
2	8.05	8.13	8.11	13.94	14.08	14.05	1.04	2.04	1.79
1	8.09	8.03	8.05	14.01	13.91	13.94	1.54	0.79	1.04
36		8.12			14.06			1.91	
3	8.09	8.08	8.19	14.01	13.99	14.19	1.54	1.41	2.79
0-2	8.22	8.34	8.08	14.23	14.44	14.00	3.12	4.64	1.45
7-1	8.30	8.28	8.10	14.37	14.35	14.03	4.13	3.99	1.67

Se observa que la red de distribución en media tensión no tiene problemas de regulación de voltaje ya que no sobrepasa en porcentaje permitido (para media tensión 6% de caída de voltaje), esto es debido a que la Empresa tiene como estándar en la construcción de sus líneas de distribución en media tensión con calibre 1/0 AWG, conductor que cuenta con la capacidad de conducción necesaria para alimentar las cargas específicas en cada ramal.

5.5 Estructura de control y evolución del servicio técnico

La calidad del servicio técnico es evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los cliente, considerando para ello como una interrupción toda falla de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, y no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos, así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor.

5.5.1 Antecedentes

En la actualidad se cuenta con un sistema ineficiente para la adecuada toma de datos con respecto al control del servicio técnico ya que de ninguna manera son representativos para la evaluación, ya que en algunas ocasiones únicamente se toman los datos del tiempo de la interrupción y de una forma vaga el sector afectado y estos datos no sustentan ninguna base para el análisis y la toma de decisiones.

5.5.2 Objeto de la evaluación

El objeto de la evaluación del servicio técnico prestado es el de valorar en cuanto al parámetro de continuidad del fluido, identificar focos de interrupciones o comportamientos anómalos en la red, así como la respuesta del personal para el restablecimiento de las interrupciones, en períodos continuos de control de 6 meses.

5.5.3 Indicadores de calidad

Estos índices se agrupan según se el grupo al que estén orientados de la forma siguiente:

a. Índices orientados al sistema: Se calculan para cada alimentador primario de media tensión, de acuerdo a las siguientes expresiones.

– Índices basados en la potencia instalada

i. Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado (FMIK), que en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio 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

ii. Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK), que en un periodo determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

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

\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

Tsfj: Tiempo, en horas que han permanecido fuera de servicio lo kVA en la interrupción j.

– Índices basados en el número de clientes

i. Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI, por sus siglas en ingles system average interruption frequency index)

$$SAIFI = \text{Número total de interrupciones a clientes} / \text{No total de clientes}$$

ii. Índice de duración de interrupción del sistema (SAIDI, por sus siglas en ingles system average interruption duration index)

$$SAIDI = \sum \text{Duración de interrupciones a clientes} / \text{No total de clientes}$$

b. Índices orientados al cliente: Estos permiten establecer en forma clara la verdadera situación de los clientes con respecto a la calidad del servicio técnico.

i. Frecuencia de interrupciones por cliente (FIU), siendo esta la sumatoria de todas las interrupciones en el suministro de electricidad para cada consumidor, durante el periodo de control.

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

Ij: Número de interrupción j para cada cliente

- ii. Tiempo de interrupción por cliente (TIU), es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad para cada consumidor, durante el periodo de control.

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

Tfsuj: Es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada cliente

5.5.4 Tolerancias a los indicadores de calidad

- Tolerancia a los indicadores de calidad del servicio técnico del sistema de forma global:

Tabla XXXVI. Tolerancia de índices globales (Servicio técnico)

<i>ETAPA DE REGIMEN (Clientes en Baja Tensión)</i>	<i>FMIK</i>		<i>TTIK</i>	
	<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>	<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>
Interrupciones que se atribuyen a la Empresa	2.5	3.5	8	10
Interrupciones que se atribuyen a causas externas a la Empresa	4		12	

- Tolerancia a los indicadores de calidad del servicio técnico individuales o dirigidos al cliente:

Tabla XXXVII. Tolerancia de índices individuales (Servicio Técnico)

<i>ETAPA DE REGIMEN (Todos los clientes)</i>	<i>FIU</i>		<i>TIU</i>	
	<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>	<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>
Cientes en BT	6	8	12	14
Cientes en MT	4	6	8	10
Cientes en AT	3		6	

5.5.5 Propuesta para la evaluación y control

La propuesta para la evaluación y control del servicio técnico prestado se plantea en las normativas de control y evaluación del servicio técnico.

5.6 Estructura de evaluación y control del servicio comercial

Este concepto se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a la Empresa Eléctrica de San Marcos como distribuidor de energía eléctrica. La calidad del servicio comercial es evaluada en períodos continuos de seis meses, sobre la base de dos aspectos: la calidad del servicio comercial del distribuidor y la calidad de la atención al cliente.

5.6.1 Antecedentes

La Empresa no cuenta con un control para evaluar la calidad del servicio comercial que presta ni de la atención al cliente.

5.6.2 Objeto de la evaluación

El objetivo de la medición de la calidad del servicio comercial es el de garantizar que se preste al cliente una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin detrimento de la calidad del servicio eléctrico de distribución. Para cumplir con estos indicadores la Empresa debe adquirir como propias las obligaciones, como distribuidor, indicadas en las NTSD y las relacionadas a la atención al cliente respecto a los aspectos que le afectan de manera individual.

5.6.3 Indicadores del servicio comercial

a. Los índices o indicadores de la calidad del servicio comercial de la Empresa como distribuidor son los siguientes:

i. Porcentaje de reclamos o quejas, R(%)

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

Donde:

Ra: Número total de reclamos o quejas recibidos.

Nu: Número total de clientes.

ii. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas (TPPR), este se mide desde el momento en que el cliente presenta el reclamo o queja, con la documentación necesaria, hasta el momento en que el cliente recibe respuesta del reclamo o queja presentada.

$$TPPR = \sum Tai / Ra$$

Tai: tiempo, en días, para resolver el reclamo o queja i.

iii. Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica, calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica.

iv. Falta de notificación de interrupciones programadas, debiendo hacerse del conocimiento de los clientes por medio de la respectiva publicación en el diario de mayor circulación y por los medios más directos y al alcance del cliente.

b. Índices de calidad de atención al cliente:

i. Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que no requieren modificación en la red.

ii. Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que requieren modificación en la red.

iii. Reconexiones.

iv. Facturación errónea.

5.6.4 Tolerancias a los indicadores del servicio comercial

- a.** Tolerancia a los indicadores de la calidad del servicio comercial de la Empresa como distribuidor son:
- i. Porcentaje de reclamos o quejas, R (%)
Etapa de régimen, $R \leq 5\%$
 - ii. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas (TPPR)
Etapa de régimen, $TPPR \leq 10$ días
 - iii. La precisión de la medición del consumo de energía eléctrica definida como admisible y se la discrimina de acuerdo a la potencia del cliente:
Clientes con potencias de hasta 11 kW, error máximo de la medición 3% y clientes con potencias superiores a 11 kW, error máximo de la medición 2%
 - iv. Falta de notificación de interrupciones programadas, 48 horas antes del inicio de la interrupción.
- b.** Tolerancia a los índices de calidad de atención al cliente:
- i. Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que no requieren modificación en la red, 30 días máximo.
 - ii. Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que requieren modificación en la red, 4 meses máximo.
 - iii. Reconexiones, superada la causa que motivo el corte del servicio eléctrico la Empresa está obligada a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de 24 horas.
 - iv. Los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la próxima factura emitida.

5.6.5 Propuesta para la evaluación y control

La propuesta para la evaluación y control del servicio comercial prestado se plantea en las normativas de control y evaluación del servicio comercial y sus procedimientos específicos para la Empresa, en los que se detalla un sistema de control de solicitudes y reclamos, que tenga como objetivo disponer de un sistema auditable que permita como mínimo: La recepción y trámite de nuevas solicitudes para la presentación del servicio eléctrico de distribución, la recepción y trámite de reclamos o quejas de los clientes.

6. EVALUACIÓN DE TIERRAS FÍSICAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

6.1 Antecedentes y Generalidades

La resistencia de tierra es la resistencia del suelo al paso de la corriente eléctrica. Realmente la tierra es un conductor relativamente malo en comparación con conductores normales como el alambre de cobre, pero si el área para un camino de corriente es lo suficientemente grande, la resistencia puede ser bastante baja y la tierra puede convertirse en un buen conductor.

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos. El calibre del conductor de puesta a tierra no debe ser menor que el más grueso del sistema y nunca menor a calibre 8 AWG.

6.2 Justificación para la medición

Existe la simple y algo equivocada idea de una buena tierra para un sistema eléctrico es un electrodo enterrado en el suelo, con un cable conductor conectado este al circuito eléctrico. Esto puede ser o no un camino adecuado de baja resistencia para la corriente eléctrica para proteger al personal y al equipo.

Ya que en la Empresa no se hace una evaluación de las tierras utilizadas en la red de distribución se plantea evaluar las tomas a tierra existentes.

La medición de la resistencia de la tierra se hace en base a dos formas para dos importantes aplicaciones en campo:

- a. Determinar la efectividad de puestas a tierra y las conexiones que se emplean en los sistemas eléctricos.
- b. Determinar si es una buena tierra o de baja resistencia.

6.3 Factores que modifican la resistencia a tierra

Se consideran tres factores que pueden modificar los requerimientos del electrodo de tierra de un año a otro:

- a. El constante crecimiento y ampliaciones de la red de distribución. Tales cambios crean necesidades diferentes en el electrodo de tierra, lo que era una resistencia adecuadamente baja de tierra, puede convertirse en un estándar obsoleto.
- b. A medida que más tubería y ductos no metálicos se instalan bajo tierra, tales instalaciones se vuelven cada vez menos confiables y efectivas con conexiones a tierra de baja resistencia.
- c. En muchos lugares, el nivel freático desciende gradualmente. Aproximadamente en un año, los sistemas de electrodos a tierra que eran efectivos pueden terminar en tierra seca de alta resistencia.

Estos factores enfatizan la importancia de un programa periódico y continuo de prueba de resistencia de tierra ya que continuamente se dan los cambios mencionados, además anualmente en el Municipio de San Marcos se acentúan claramente dos estaciones, invierno y verano, con los cambios en los mantos freáticos que esto implica.

6.4 Importancia de una buena puesta a tierra

La importancia radica en que esta opere correctamente con una apropiada continuidad del servicio, un comportamiento seguro de los sistemas de protección y garantizar el nivel de seguridad del personal. Además tienen como finalidad eliminar las diferencias de potencial peligrosas y permitir el paso a tierra de las corrientes de falla o la descarga de origen atmosférico.

6.5 Objetivos de la puesta a tierra

- a. Conducir a tierra todas las corrientes anormales.
- b. Evitar que aparezcan tensiones peligrosas para el personal de la Empresa o ajeno a esta.
- c. Permitir que la protección contra descargas electroatmosféricas despeje la falla ocurrida en esta de forma inmediata.
- d. Dispersar rápidamente las elevadas corrientes evitando sobretensiones internas y externas.

6.6 ¿Por qué se conecta a tierra el sistema de distribución?

Para limitar tensiones debido a:

- Rayos
- Sobretensiones
- Contactos indirectos frente a falla de aislamiento
- Estabilizar la tensión durante operaciones normales de maniobra

6.7 Descripción de la trayectoria e impedancia

La trayectoria de la puesta a tierra debe ser: Intencionalmente aterrizada, ser permanente, ser continua, tener amplia capacidad para conducir en forma segura cualquier corriente de falla, ser una trayectoria de baja impedancia.

La impedancia debe ser mantenida en un valor bajo por tres razones: Limitar la tensión a tierra, facilitar la operación de los equipos de protección, conducir a tierra corrientes indeseables que causan ruidos lo mismo que corrientes estáticas y de fuga.

6.8 Tipos de puesta a tierra utilizados

Estas se clasifican según la interrelación que tienen con el neutro del sistema de distribución:

- a.** Sistema con neutro aislado, en este el neutro real o virtual flota con tensión propia sobre tierra.
 - Las tensiones están referidas a tierra a través de las capacitancias parásitas.
 - El retorno de corriente de fallas monofásica a tierra es de pequeña intensidad.
 - El sistema no presenta seguridad, pero es confiable.
- b.** Sistema eléctrico con neutro a tierra, el neutro real o punto de referencia y la tierra están sólidamente conectados, siendo este el de mayor aplicación en la red de distribución de la Empresa.
 - Las tensiones están referidas a tierra directamente a través del neutro puesto a tierra.
 - El retorno de corrientes de falla es de gran intensidad.
 - El sistema presenta seguridad, pero no confiabilidad.

6.9 Valores de resistencia aceptados

El Código Eléctrico Nacional, Sección 250-84 establece que a un solo electrodo con resistencia a tierra mayor que 25 ohms, debe aumentarse un electrodo adicional.

Se recomienda que las tierras con un solo electrodo se prueben cuando se instalen y en forma periódica posteriormente.

No se puede decir con exactitud cual debe ser el valor máximo de resistencia a tierra.

Para sistemas específicos y en lugares definidos las especificaciones se ajustan frecuentemente, algunos requieren 5 ohms como máximo otros no aceptan mas de 3 ohms y en algunos casos se requieren resistencias tan bajas como una fracción de ohm.

6.10 Naturaleza de un electrodo a tierra

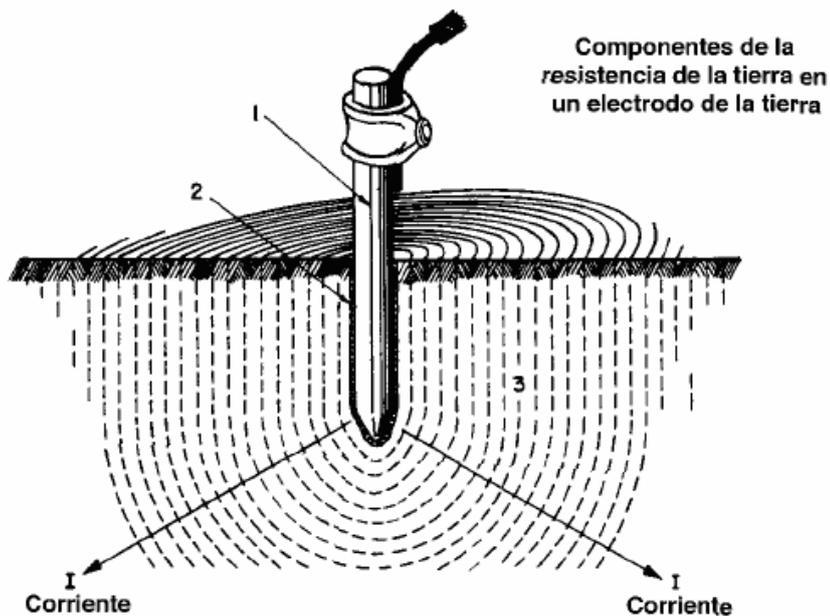
Se utiliza como electrodo varillas de coperwel de 5/8" * 8' de largo, conectadas por medio de conductor de cobre #4 AWG.

La resistencia a corriente a través de estos electrodos de tierra realmente tiene tres componentes:

- a. Resistencia del electrodo. Las varillas utilizadas como electrodo son de tamaño o sección transversal suficiente que su resistencia es una parte despreciable de la resistencia total.
- b. Resistencia de contacto del electrodo a tierra. Su valor es mucho menor de lo que se puede pensar si el electrodo esta libre de pintura o grasa y la tierra esta compacta firmemente la resistencia de contacto es despreciable.
- c. Resistencia de la tierra circundante. La capa de tierra más cercana al electrodo tiene el área de superficie más pequeña y por lo tanto ofrece la mayor resistencia, la siguiente capa de tierra es algo más grande en área y ofrece menor resistencia y así sucesivamente. Se alcanza por último, una distancia del electrodo donde la inclusión de capa de tierras adicionales no aumente significativamente a la resistencia de la tierra que rodea el electrodo.

Generalmente la resistencia de la tierra circundante es la más grande de los tres componentes que forman la resistencia de una conexión a tierra.

Figura 20. Componentes de la resistencia de tierra

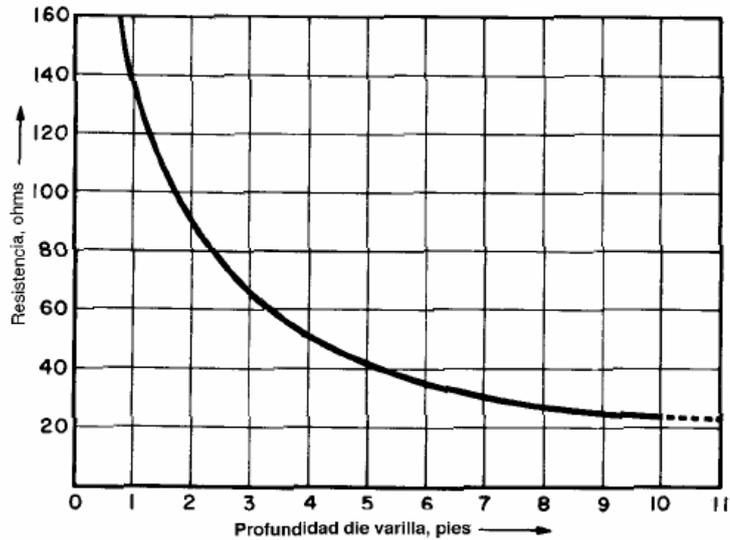


6.11 Cómo mejorar la resistencia a tierra

Cuando se encuentra que la resistencia del electrodo a tierra no es suficientemente baja existen varias formas para mejorarla:

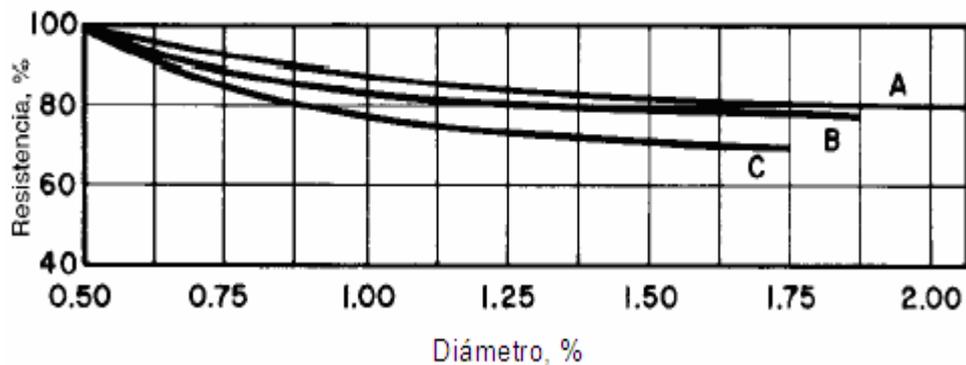
- a. Variar las dimensiones del electrodo. Enterrando una varilla mas larga dentro de la tierra decrece materialmente su resistencia, al doblar la longitud de la varilla reduce la resistencia aproximadamente 40%.

Figura 21. Longitud del electrodo Vs. resistencia



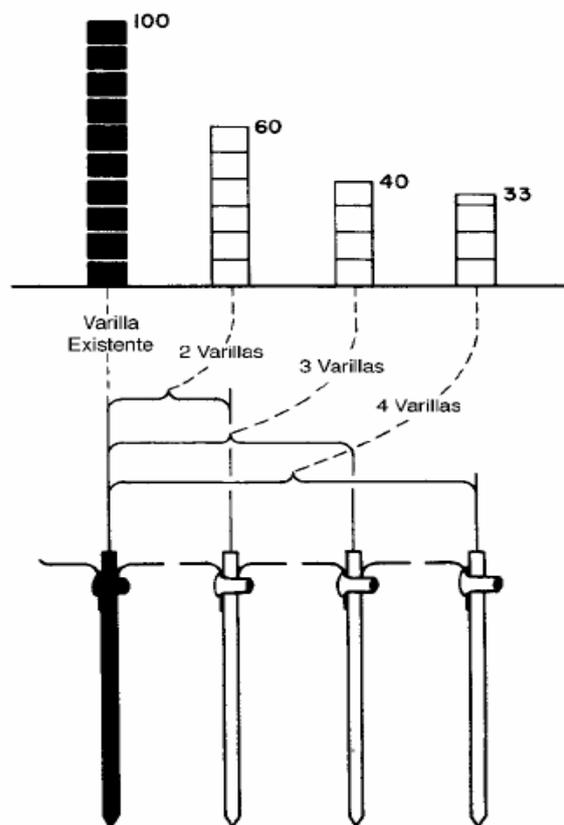
También se puede pensar que incrementando el diámetro del electrodo disminuye la resistencia, lo hace pero solo un poco. Para la misma profundidad doblar el diámetro de la varilla reduce la resistencia solo 10%. Por esta razón normalmente solo se considera incrementar el diámetro de la varilla si tiene que clavarla en terreno duro.

Figura 22. Diámetro del electrodo Vs. resistencia



- b. Uso de múltiples varillas. Dos varillas bien espaciadas enterradas en la tierra proporcionan caminos paralelos. La regla para dos resistencias en la paralelo no se aplica exactamente, ya que la resistencia resultante no es la mitad de la resistencia de la varilla individual (suponiendo que sean del mismo tamaño y profundidad). Realmente la reducción en la resistencia de dos varillas de características iguales es alrededor de 40%, si se emplean tres varillas la reducción es 60%, y si se emplean cuatro es 66%.

Figura 23. Electrodo en paralelo Vs. resistencia

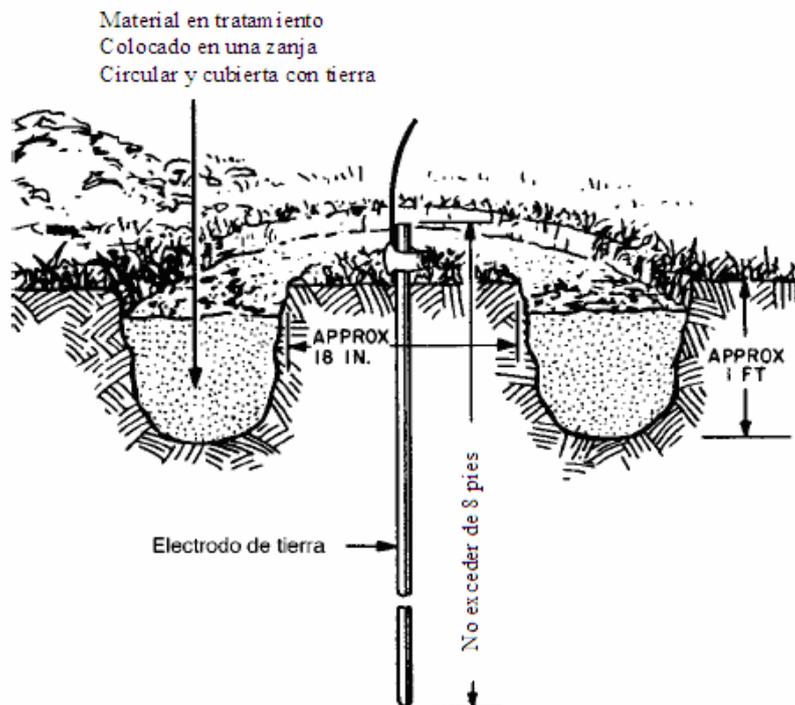


Cuando se emplean múltiples varillas para obtener una reducción de la resistencia importante estas deben espaciarse más que la longitud de su inmersión (8').

Para evitar la saturación en la disminución de la resistencia con el aumento de electrodos en paralelo debe evaluarse si se justifica económicamente. Una recomendación práctica es no poner más de 6 electrodos en paralelo.

- c. Tratamiento del suelo. El tratamiento químico del suelo es un buen modo para mejorar la resistencia a tierra cuando no se pueden enterrar más profundamente los electrodos de tierra (a causa de roca dura subyacente, por ejemplo). El sulfato de magnesio, sulfato de cobre, y sal de roca ordinaria son materiales no corrosivos adecuados. El sulfato de magnesio es menos corrosivo, pero la sal de roca es más barata y hace el trabajo si se aplica en una zanja excavada alrededor del electrodo. El tratamiento químico no es un modo permanente de mejorar la resistencia a tierra, ya que los químicos son deslavados gradualmente por la lluvia y drenaje natural a través del suelo.

Figura 24. Tratamiento del suelo, puesta a tierra

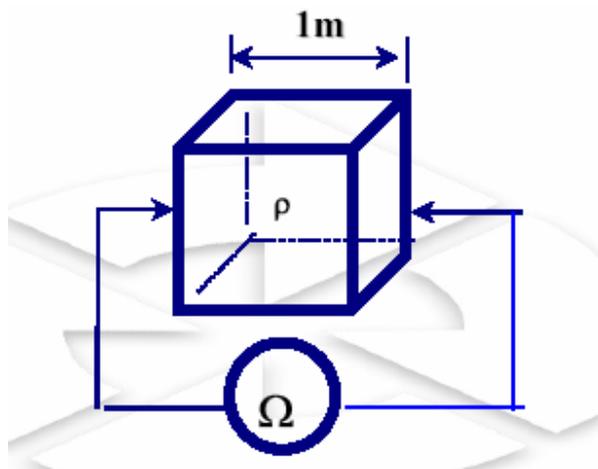


El tratamiento químico también tiene la ventaja de reducir la variación estacional en la resistencia que resulta del mojado periódico y secado del suelo, sin embargo solo debe considerar este método cuando los electrodos múltiples o profundos no sean prácticos.

6.12 Resistividad del terreno

La resistividad de los suelos se expresa en ohm-m, que corresponde a la resistencia que presenta un cubo de 1 metro cúbico de suelo entre sus paredes laterales o aristas y se representa por la letra griega ρ .

Figura 25. Resistividad de 1 metro cúbico de terreno



La resistividad del terreno depende de su naturaleza, estratificación o capas de distinta composición, contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno también se ve afectado por las variaciones estacionales. A medida que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena y esta mayor resistividad que la arcilla.

6.13 Resistencia de puesta a tierra

Una forma de determinar teóricamente la resistencia de puesta a tierra es por analogía con la capacitancia a tierra del sistema de electrodos, la cual está basada en el hecho de que el flujo de corriente a tierra de un sistema de electrodos tienen la misma trayectoria como la emisión de flujo eléctrico similar de conductores teniendo cargas aisladas, entonces:

$$R = \rho/2\pi(1/C)$$

Donde C es la capacitancia del sistema de electrodos considerando su imagen con respecto a la superficie de la tierra. Considerando un electrodo de longitud L y radio a y la capacitancia dada por:

$$C = L / (\ln 4L/a - 1)$$

$$R = \rho/2\pi L (\ln 4L/a - 1)$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno (Ω -m)

L: Longitud del electrodo en metros

a: Radio del electrodo en metros

R: Resistencia en Ω

6.14 Condiciones de diseño de una puesta a tierra

Los componentes de la puesta a tierra se dimensionan con distintos criterios según sea su función. Los conductores se dimensionan con respecto a la mayor corriente que por ellos puede circular y los dispersores para la mayor corriente que pueden drenar.

La corriente conducida por cada elemento de la red de tierra surge de determinar las distintas corrientes de falla, generalmente entre la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica se encuentra el mayor valor.

En el diseño de la puesta a tierra de la red se toma en cuenta:

- La protección contra descargas atmosféricas
- La seguridad de las personas
- La protección del equipamiento

6.15 Puesta a tierra en la red de distribución

En la red de distribución se utiliza de las siguientes maneras la toma o puesta de tierra, clasificadas según su utilización:

- Puesta a tierra de servicio y seguridad, es la conexión del neutro a tierra hecha en forma directa o a través de una impedancia, que limita las corrientes de falla monofásicas.

La puesta a tierra de servicio puede llevar permanentemente a tierra una cierta corriente, atribuida a las capacitancias de líneas de distribución distintas de una fase a otra o desequilibradas.

El objetivo de la puesta a tierra de seguridad es la protección de las personas de recibir una descarga eléctrica por fallas de aislamiento o cortocircuitos. Con esta finalidad todas las canalizaciones metálicas, soportes, estructuras, gabinetes, tableros y en general toda estructura metálica conductora que por accidente pueda quedar bajo tensión debe ser conectada a tierra.

- Puesta a tierra de centros de transformación, los centros de transformación presentan corrientes a drenar de valores medianamente importantes y se utilizan con la finalidad de tener un punto de referencia bien definido para el voltaje deservicio.
- Pararrayos, los daños causados a los equipos eléctricos de origen atmosférico son debidos a descargas locales de rayos, las descargas directas en la red y edificios por fortuna se consideran raras.
- Remates en baja tensión.

6.16 Evaluación de las tomas a tierra

La forma de medición de las tomas de tierra se efectuó a través de un muestreo y por medio de un megger de gancho que es un aparato de inducción que tiene como finalidad medir la resistencia de tierra, obteniendo los siguientes resultados en un total de 115 mediciones realizadas en las puestas a tierra de transformadores de distribución, pararrayos y el aterrizaje de remates de la red, en baja tensión por medio del anclaje.

Tabla XXXVIII. Mediciones de las tomas de tierra

<i>Descripción</i>	<i>Num. de Mediciones</i>
Totales	115
Transformadores	38
Remates	2
Pararrayos	74

Tomando como limite para una adecuada puesta a tierra 25Ω :

Tabla XXXIX. Mediciones sobre el límite ($R > 25\Omega$)

<i>Descripción</i>	$R \leq 25\Omega$	$R > 25\Omega$
Mediciones	97	18
Ω Promedio	4,66	49,58

Los datos detallados para cada uno de las mediciones realizadas en los distintos tipos de tomas de tierra son:

Tabla XL. División de las mediciones según su utilización

<i>Descripción</i>	<i>Transformador</i>		<i>Remate</i>		<i>Pararrayos</i>	
	$R \leq 25\Omega$	$R > 25\Omega$	$R \leq 25\Omega$	$R > 25\Omega$	$R \leq 25\Omega$	$R > 25\Omega$
Mediciones	36	3	0	2	61	13
Ω Promedio	5,32	45,34	0,00	44,85	4,27	51,28

Los resultados de las mediciones indican que existe un porcentaje considerable de tomas de tierra con un valor de resistencia mayor a 25Ω (18 mediciones, representando un 15.65 % de las mediciones realizadas). La mayor deficiencia se nota claramente en las tomas de tierra de los pararrayos ya que esto tienen 13 mediciones con un promedio de 51.28Ω , el cual es un valor muy elevado.

Las tomas de tierra a través de los anclajes en los distintos remates de la red no es sistema adecuado de conexión a tierra ya que presenta elevados valores de resistencia (44.85Ω Promedio).

Es recomendable el mejoramiento de las puestas a tierra por medio de los siguientes procedimientos básicos para realizar un mejoramiento de las propiedades conductivas de las tomas de tierra dependiendo del largo del electrodo:

- a.** Electrodo hasta 3 mts. Este método tiene como ventajas su bajo costo, facilidad y su rapidez de instalación. Puede ser aplicado en cualquier tipo de instalación eléctrica, principalmente donde se dispone de espacio físico reducido y valores elevados de resistividad del terreno. Abrir un pozo alrededor del electrodo de aproximadamente 80 cm. de diámetro y como mínimo de 80 cm. de profundidad; aunque conviene que sea lo más profundo posible. Quitar de la tierra retirada del pozo, toda piedra que pudiera existir y tratar de desmenuzar cualquier terrón grande. Mezclar en partes iguales la bentonita con la tierra recién tratada procurando formar una mezcla lo más uniforme posible. Colocar en el pozo la mezcla anteriormente descrita hasta rellenar unas tres cuartas partes de este. A continuación agregar agua, agitar la mezcla del pozo por medio de un elemento adecuado teniendo la precaución de no golpear el electrodo. Reponer el resto del suelo inicialmente retirado y compactar ligeramente.

b. Electrodo de más de 3 mts. Realizar una perforación con profundidad de 0,50 mts mayor que el largo total de los electrodos a instalar, con un diámetro de 0,20 mts. Mezclar la bentonita en partes iguales con yeso y rellenar la perforación, enterrar las jabalinas y a continuación humedecer la mezcla vertiendo agua en forma lenta preferentemente sobre la jabalina.

A continuación se procede a realizar la conexión del conductor con el electrodo siendo recomendable para unirlos emplear soldaduras cuproaluminotermicas.

7. PROPUESTA DE REESTRUCTURACIÓN DE LA ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVO-TÉCNICA

7.1 Antecedentes y Generalidades

En la Empresa se cuenta con una estructura organizacional constituida por el Gerente General, Jefes Técnico y Administrativo, 8 empleados permanentes de oficina: entre los que se encuentran 1 cajero, 1 recepcionista, 2 contadores, 3 lectores, 1 encargado de computo; 1 conserje; 14 empleados de campo o linieros y 1 encargado de bodega.

7.2 Justificación para la reestructuración organizacional

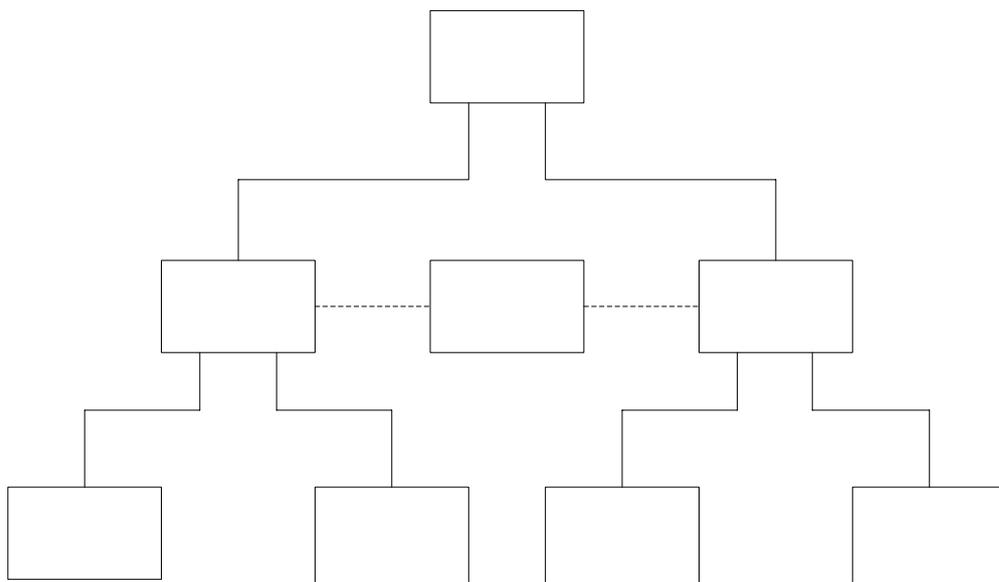
La justificación de una reestructuración en la organización radica en que esta se encuentra en constante crecimiento, tanto en extensión de la red como número de clientes, y no se cuenta con una estructura que ataque la problemática que representa este constante crecimiento, el cual implica mayores controles, mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos así como las acciones correctivas cotidianas. Se considera inexistente la división del trabajo para lograr los objetivos de una forma mas pronta y económica, no se da la especialización y capacitación del empleado en tecnología y técnicas modernas para realizar de manera adecuada su trabajo.

7.3 Propuesta de reestructuración

La estructura de organización administrativa-técnica debe contar con el personal adecuado según las necesidades del cargo que desempeñe, además de contar con una organización de forma que se creen los canales adecuados para la evaluación y tratamiento de las acciones a realizar para suministrar energía eléctrica con altos niveles de calidad.

A nivel de las jerarquías de mando se propone estructura en base al diagrama jerárquico siguiente:

Figura 26. Estructura organizativa administrativo-técnica



Siendo el gerente general la persona que lleva la gestión administrativa de la Empresa, además de dirigir y controlar para la consecución de los objetivos de corto y largo plazo.

Gerente General

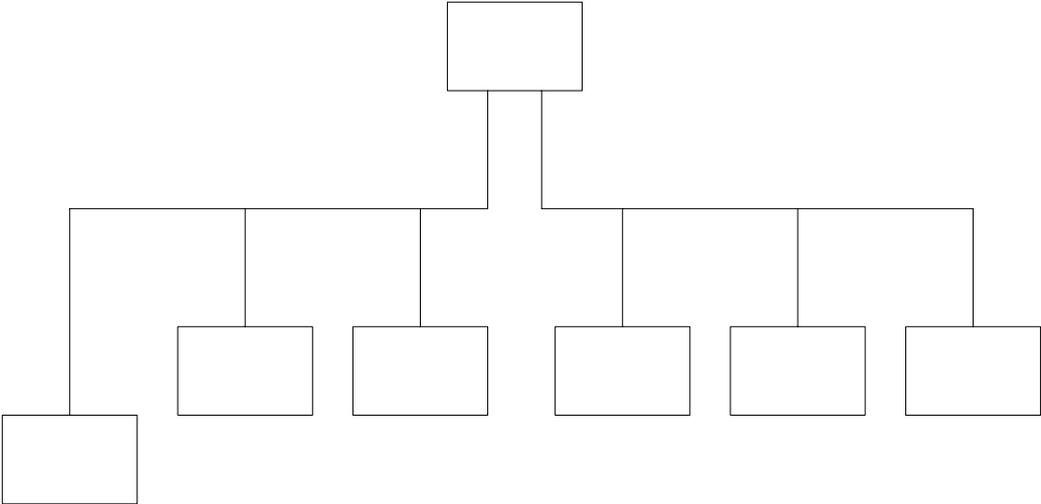
En el nivel jerárquico abajo de la gerencia general se encuentran dos mandos bien definidos el departamento comercial y el departamento técnico, además de la asesoría administrativo-técnicas, que como su nombre lo indica se ocupa de sugerir y recomendar en cuanto a las cuestiones administrativo-técnicas.

Jefe Comercial

**Asesor Técnico
Administrativo**

El jefe comercial se encarga de la gestión comercial, que no es más que planificar, controlar y dirigir las actividades a realizar en cuanto al ciclo comercial (lectura-facturación-cobro) y de cualquier anomalía o contingencia que pudiera ocurrir en el mismo; así como el encargado de la gestión administrativa en cuanto a la utilización adecuada y pronta de los insumos que se necesiten. Cuenta bajo sus órdenes con personal establecido para actividades administrativas (contabilidad, cobro, cómputo, seguridad y aseo), así como personal con actividades comerciales (atención al cliente, lectura de medidores, técnicos comerciales encargados resolver contingencias del ciclo comercial); distribuidos según el siguiente diagrama:

Figura 27. Estructura organizativa del Departamento Comercial



En la siguiente tabla se detallan el número de empleados y las funciones a desempeñar según el grupo de trabajo, de los empleados que deben conformar el departamento comercial:

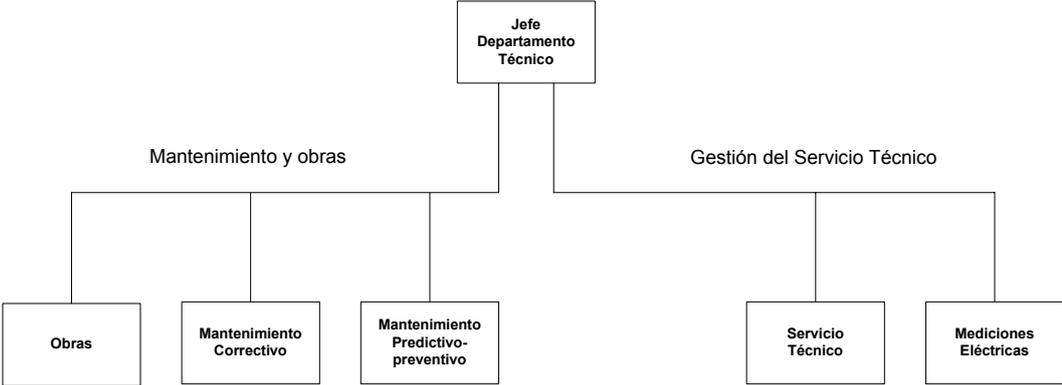
Tabla XLI. Empleados y funciones del Departamento Comercial

Grupo de Trabajo		Número de Empleados	Funciones
Jefe Comercial		1	Planificar, dirigir y controlar la gestión administrativa y comercial
Gestión Administrativa	Seguridad y Aseo	2	Seguridad y aseo de las instalaciones
	Computo	1	Mantenimiento y actividades relacionadas con el equipo de computo
	Cobro	2	Cobro de los cargos y consumos de energía y potencia facturados a los clientes
	Contabilidad	2	Realizar la contabilidad
Gestión Comercial	Atención al Cliente	2	Agente telefónico encargado de atención al cliente vía teléfono y personal. Agente comercial encargado de realizar las gestiones del ciclo comercial
	Lectores	4	Lectura de medidores de energía eléctrica
	Técnico Comercial	2	Resolver problemas técnicos relacionados con la gestión comercial
TOTAL DE EMPLEADOS			16

El jefe del departamento técnico es la persona con mando superior al personal técnico o de campo encargado de la gestión de mantenimiento y obras por medio del personal dedicado al mantenimiento predictivo-preventivo, correctivo y el personal encargado de construcción de nuevas obras o secciones de la red así como modificación en las ya existentes.

El jefe del departamento técnico está encargado también del control y dirección de la gestión del servicio técnico del personal destinado a la solución inmediata de cualquier contingencia en cuanto a la continuidad en el suministro de energía eléctrica, también del personal encargado de mediciones eléctricas en la red de distribución.

Figura 28. Estructura organizativa del Departamento Técnico



En la siguiente tabla se enumeran el número de empleados y las funciones a desempeñar según el grupo de trabajo, de los empleados del departamento técnico:

Tabla XLII. Empleados y funciones del Departamento Técnico

Grupo de trabajo		Número de empleados	Funciones
Jefe Técnico		1	Planificar, dirigir y controlar la gestión técnica, mantenimiento y obras
Mantenimiento y Obras	Mantenimiento correctivo y obras	4	Actividades relacionadas con el mantenimiento correctivo y la ejecución de obras nuevas o modificación de las ya existentes
	Mantenimiento predictivo preventivo	4	Actividades relacionadas con el mantenimiento predictivo y correctivo
Gestión Servicio Técnico	Servicio Técnico	2	Realizar las acciones necesarias para el restablecimiento del fluido de energía eléctrica al momento de ocurrir una falla
	Mediciones Eléctricas	2	Realizar las mediciones eléctricas necesarias para el control de calidad, calibrar medidores
TOTAL DE EMPLEADOS			13

Por lo que el total de empleados con los que se debe contar para un adecuado control y eficiente funcionamiento es de 30 incluyendo el gerente general.

8. RENTABILIDAD POR PUNTO DE ENTREGA, EN EL 1ER SEMESTRE DEL 2006

8.1 Antecedentes

La Empresa comercializa energía eléctrica en los siguientes puntos de entrega: Punto de entrega 302 (ciudad San Marcos), punto de entrega 318 (Aldea Los Puentes Serchil), punto de entrega 319 (Aldea Llano la Guardia) que es compra al I.N.D.E.; punto de entrega D.E.O.C.S.A (Ixcamal) energía que se compra a D.E.O.C.S.A.

8.2 kWh y valor a la compra por punto

A continuación se desglosan la energía comprada en el primer semestre del 2006, expresado en valores de kWh y quetzales, en los puntos de entrega correspondientes al I.N.D.E. y a D.E.O.C.S.A.:

Tabla XLIII. Energía comprada por punto de entrega

Mes	Punto 302 comprado	Punto 318 comprado	Punto 319 comprado	DEOCSA comprado
ENE	1,142,628.02	25,478.90	12,189.63	7,365.00
FEB	1,044,312.00	22,582.79	10,989.62	5,908.00
MAR	1,173,511.16	24,417.24	12,046.81	2,857.00
ABR	1,139,413.51	23,495.52	11,273.19	5,725.00
MAY	1,141,409.53	23,619.73	11,276.35	5,575.00
JUN	1,099,312.26	23,490.51	11,440.99	5,797.00

Tabla XLIV. Valor de la compra de energía por punto

Mes	DEOCSA comprado	INDE comprado
ENE	Q9,878.00	Q528,462.02
FEB	Q8,274.00	Q503,442.38
MAR	Q3,984.00	Q536,231.60
ABR	Q7,854.00	Q529,150.50
MAY	Q9,096.00	Q550,715.27
JUN	Q10,914.00	Q522,999.04

8.3 kWh y valor de la facturación al cliente por punto

En las siguientes tablas se desprende la energía facturada a los clientes de la Empresa en el primer semestre del 2006, expresado en valores de kWh y quetzales, en los puntos de entrega correspondientes al I.N.D.E. y a D.E.O.C.S.A.:

Tabla XLV. Energía facturada por punto

Mes	Punto 302 Facturado	Punto 318 Facturado	Punto 319 Facturado	DEOCSA Facturado
ENE	807,697.00	14,195.00	10,348.00	3,556.00
FEB	787,223.00	13,537.00	10,724.00	3,124.00
MAR	908,794.00	16,049.00	11,787.00	3,454.00
ABR	896,900.00	17,009.00	13,536.00	3,876.00
MAY	849,557.00	12,976.00	9,383.00	2,921.00
JUN	773,385.00	12,848.00	9,776.00	3,230.00

Tabla LLL. Valor de la facturación de energía por punto

Mes	Punto 302 Facturado	Punto 318 Facturado	Punto 319 Facturado	DEOCSA Facturado
ENE	Q738,751.39	Q15,563.88	Q11,218.52	Q3,598.73
FEB	Q714,482.74	Q15,039.93	Q11,511.66	Q3,267.07
MAR	Q798,414.46	Q17,113.59	Q12,349.95	Q3,528.97
ABR	Q862,222.64	Q17,638.39	Q13,675.76	Q3,787.91
MAY	Q807,641.74	Q14,349.48	Q10,391.12	Q3,052.00
JUN	Q762,646.71	Q14,245.07	Q10,680.21	Q3,284.38

8.4 Comparación de lo comprado contra lo facturado

Al comparar la energía comprada por parte de la Empresa tanto al I.N.D.E. como a D.E.O.C.S.A. contra lo facturado en los puntos de entrega correspondientes se debe tomar en cuenta que los días de compra de energía no son lo iguales a los vendidos ya que la medición de compra se realizan por medidores electrónicos con fecha y hora exacta de cada mes, mientras que los días facturados dependen de los días leídos.

Tabla XLII. Comparación de compra Vs. facturación

Facturado	Comprado	%
Q769,132.52	Q538,340.02	142.87%
Q744,301.40	Q511,716.38	145.45%
Q831,406.97	Q540,215.60	153.90%
Q897,324.70	Q537,004.50	167.10%
Q835,434.34	Q559,811.27	149.23%
Q790,856.37	Q533,913.04	148.12%
TOTAL		
Q4,868,456.30	Q3,221,000.81	151.15%

En esta comparación se observa que lo facturado es mayor que el valor monetario de la energía comprada en cada mes, siendo el ingreso semestral de Q1,647,455.49, sin incluir esto los gastos de operación y funcionamiento.

En el periodo de análisis se encuentra que la Empresa factura a sus clientes un 151.15% del monto de la energía comprada, lo que indica que ingresa una ganancia de 51.15% de este valor.

Tabla XLIII. Comparación en kWh de la compra Vs. facturación

Mes	Facturado	Comprado
ENE	835,796.00	1,187,661.55
FEB	814,608.00	1,083,792.41
MAR	940,084.00	1,212,832.21
ABR	931,321.00	1,179,907.22
MAY	874,837.00	1,181,880.61
JUN	799,239.00	1,140,040.76

El resultado de esta comparación indica que el 74.37% de la energía comprada es facturada como consumo de energía hacia los clientes, ya que de un total de 6,986,114.76 kWh comprados, se facturan 5,195,885.00 kWh. Se tiene entonces un 25.64% de pérdidas técnicas y no técnicas, según la siguiente gráfica.

Figura 29. kWh realmente utilizados y perdidos



8.5 Rentabilidad por punto de entrega

Es de gran importancia el análisis de rentabilidad total y por punto ya que en base a los resultados del mismo se forman criterios para la toma de decisiones en cuanto a la problemática de cada uno.

A continuación se encuentran los valores de energía facturada y comprada por punto de entrega y el porcentaje que representan los kWh comprados respecto de los facturados.

Tabla XLIV. Energía facturada respecto de la comprada por punto.

Punto	kWh facturado	kWh comprado	%
Punto 302	5,023,556.00	6,740,586.48	74.53%
Punto 318	86,614.00	143,084.69	60.53%
Punto 319	65,554.00	69,216.59	94.71%
DEOCSA	20,161.00	33,227.00	60.68%

La tabla anterior indica que en los puntos 318 y DEOCSA, tienen un porcentaje elevado de energía no suministrada o pérdida, de 60.53 y 60.68 % respectivamente, en el punto 302 el 74.53% de la energía comprada es facturada y en el punto 319 el 94.71%. Lo que indica que en la red de distribución de la Empresa el bloque de energía tiene pérdidas técnicas y no técnicas de un valor muy elevado.

Las afirmaciones anteriores expresadas en quetzales se ven reflejadas en la siguiente tabla

Tabla XLV. Vetas de energía respecto de la compra.

PUNTOS	Facturado	Comprado	%
INDE	Q3,171,000.81	Q4,847,937.24	152.88%
DEOCSA	Q50,000.00	Q20,519.06	41.04%

Esta tabla nos indica que en los puntos de entrega pertenecientes al INDE (puntos 302, 318 y 319) la Empresa incrementa el valor de la energía comprada a este en un 52.88%, mientras que en el punto DEOCSA se disminuye el valor de la energía comprada en el período en un valor de 41.04%

La rentabilidad del primer semestre del 2006 expresada como un valor monetario en quetzales se indica en la tabla siguiente, en esta se representan el valor de ingresos por compra de energía de los clientes hacia la Empresa y los egresos por compra de energía al INDE y DEOCSA en sus distintos puntos de entrega:

Tabla XLVI. Rentabilidad en el 1er semestre del 2006

INGRESO	EGRESO	%
Q4,099,425.65	Q3,166,511.84	129.46%

La anterior tabla nos indica se tienen ganancias del 29.46% respecto de los egresos por compra de energía y potencia.

CONCLUSIONES

1. A la Empresa Eléctrica de san Marcos se le vende energía y potencia eléctrica por medio de 4 puntos de entrega, a través de su red de distribución, esta se encarga de distribuir y vender la energía. Esta cuenta con 6,598 clientes reconocidos hasta finales del mes de diciembre del 2005, 61.53% se consideran urbanos y el resto rurales, de los cuales 89.53% son residenciales 6.74% son comerciales y el resto entre consumos propios, bombeo de agua, industrial, gubernamental.
2. El factor de carga mensual promedio del año 2005 de 0.337, que es un factor de carga bajo por lo que es recomendable llevar a cabo acciones para tratar de reducir la demanda máxima de la Empresa, con el consecuente aumento del indicador anterior.
El factor de potencia mensual de la EEMSM en el punto de entrega 302 es mayor de 0.9, siendo esto debido a la ausencia de cargas netamente inductivas, por lo que no se requiere corrección. La EEMSM tiene desbalance de corrientes que sobrepasan el 10% requerido por el INDE, por lo que se debe realizar una campaña de balance de conexión de los transformadores de distribución por ramal en la red de distribución.
3. Las tarifas que se aplican en la EEMSM son BTS con un 99.6% de la totalidad de clientes y el restante 0.4% con BTDfp y MTDfp. En la EEMSM no se aplican adecuadamente el pliego tarifario vigente, ya que no se toman en cuenta parámetros como la potencia contratada, no se llevan campañas de control de los ciclos de carga, no existe una normativa de acometidas y estandarización de los medidores utilizados en la medición de energía eléctrica.

4. El control de los indicadores de calidad del servicio técnico no se hace de forma adecuada ya que no se logra obtener la información requerida. En cuanto al control de los indicadores de calidad del servicio comercial es inexistente.
5. La EEMSM no tiene problemas de regulación en media tensión, ya que los conductores utilizados para la distribución primaria tienen una densidad de conducción y transporte adecuados, no así la regulación de voltaje en baja tensión, ya que un aproximado del 25% de los transformadores se encuentran saturados, ya que no se lleva un adecuado control de la carga conectada a ellos.
6. En la EEMSM no se realizan mediciones y no se cuenta con un método técnico bien definido para el tratamiento y mejora de las tomas a tierra, y los resultados de la evaluación indican claramente con un 15.65 % de las mediciones sobre el límite, además se realizan prácticas inadecuadas, ya que utilizan los anclajes en los remates de las líneas de distribución como tomas de tierra, y estos representan altas resistencias.
6. La evaluación de la organización administrativo-técnica no es la adecuada, ya que no tiene bien definidas las funciones y responsabilidades de cada puesto y no existe la división en el trabajo. Además no existen procesos de capacitación continua para el personal

RECOMENDACIONES

1. Ya que el factor de carga de la Empresa Eléctrica es muy bajo ($fc=0.337$), se recomienda modificar los ciclos de trabajo por medio de la aplicación de motivaciones en cuanto a una adecuada utilización de las opciones tarifarias para redefinirlos.
2. Es necesario llevar un control adecuado sobre el desbalance de corrientes ya que no se aplica ningún tipo de procedimiento de medición y control de las cargas conectadas en cada ramal y subramal de la red de distribución, con el fin de reducir esta problemática.
3. Se debe invertir en aparatos de medición adecuados para controlar los parámetros eléctricos como lo son factor de potencia, desbalance de corriente en suministros trifásicos, resistencias a tierra, regulación de voltaje; con los que se pueda controlar los indicadores de calidad del servicio de distribución.
4. Invertir en la red de distribución secundaria, ya sea aumentando la capacidad instalada, aumento en la capacidad de conducción, sectorizaciones, ya que la evaluación de la regulación de voltaje en baja tensión arroja como resultado que el 25% de los transformadores existentes tienen problemas de caída de voltaje y estas son debido a la saturación de los mismos ya que no se cuenta con un control adecuado de los suministros conectados en cada centro de transformación.

5. Implementar un sistema informático que cuente con los requisitos mínimos en cuanto a seguridad y confiabilidad para el control del servicio técnico y comercial de la Empresa, y que además sea versátil y de fácil acceso a la información para la toma adecuada de decisiones.
6. Existe la necesidad de mejorar las resistencias a tierra de la red de distribución ya que un 15.65% de ellas no tienen un valor adecuado, además se deben utilizar y capacitar al personal sobre los métodos adecuados para la mejora de las mismas ya que los utilizados no son eficientes ni económicos.
7. Estandarizar y cumplir con una normativa de acometidas ya que estas no se realizan de manera uniforme.
8. Es de cuantiosa importancia la puesta en marcha de controles y planes para la recuperación de energía ya que existen pérdidas de energía del orden del 40% en la red de distribución, lo que genera que solo el 29.46% sobre el valor de la energía comprada sea facturada.
9. Hay que reestructurar la organización administrativo-técnica ya que existen tiempos ociosos en el personal, no hay división del trabajo y no existen los canales adecuados para la pronta realización del trabajo. Además no existe una inversión importante en tecnología ni en capacitación del personal.

BIBLIOGRAFÍA

1. FINK Donald, WAYNE Bety. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** Editorial McGraw-Hill. México. 1995.
2. HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. **Diseño de Sistemas Eléctricos.** México: Editorial Limusa. 2004. 482 pp.
3. HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. **El ABC de la calidad de la energía eléctrica.** Editorial Limusa. México. 2002. 263 pp.
4. HARPER ENRIQUEZ, Gilberto. **Instrumentos eléctricos.** Editorial Limusa. México. 1994.
5. COMISIÓN NACIONAL ENERGÍA ELÉCTRICA. **Ley General de Electricidad y su Reglamento.** Guatemala.
6. COMISIÓN NACIONAL ENERGÍA ELÉCTRICA. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).** Guatemala. 1999
7. COMISIÓN NACIONAL ENERGÍA ELÉCTRICA. **Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.**

APÉNDICE

APÉNDICE A

Normativa de solicitud de suministro

A-1 Objeto

Definir cuales y como serán las actividades a realizar para la adecuada atención y resolución de las solicitudes de nuevos suministros de energía eléctrica, o ampliaciones y modificaciones en los mismos por los clientes y proyectistas. Definir y determinar los plazos y cálculos de las garantías del proceso para su adecuado cumplimiento.

A-2 Ámbito

Tendrá una aplicación obligatoria dirigida a la totalidad de solicitudes que se realicen para suministros existentes y futuros localizados dentro del área de concepción.

A-3 Desarrollo

A-3.1 Clasificación de Solicitudes de Suministro

Las solicitudes de suministro se clasifican atendiendo a los siguientes criterios:

- Según la localización del suministro
- Según se Trate o no de un Nuevo Suministro
- Según la Naturaleza de la Solicitud
- Según el Tipo de Tensión
- Según el Tipo de Instalación
- Según la Duración del Contrato de Suministro
- Según el número de solicitantes que concurren

A-3.2 Atención de las solicitudes de suministro

La atención de las solicitudes de suministro se canalizará a través del agente comercial. La forma de realizar la solicitud es única y exclusivamente en persona por parte del interesado o persona que lo represente.

Todas las solicitudes de suministro recibidas se recogen en el módulo correspondiente del sistema de gestión comercial y al solicitante se le entregará un documento con los datos registrados, la fecha de su Solicitud y un número de referencia.

Para resolver una Solicitud de suministro deben darse las siguientes condiciones:

La Empresa tiene que estar en disposición de poder suministrar energía eléctrica con las condiciones y características solicitadas en el punto de suministro.

Para que se cumplan las condiciones mencionadas se deben haber realizado los siguientes trámites:

- Solicitud de informe técnico-económico de las instalaciones de extensión.
- Comunicación al cliente del alcance y costo de la obra a realizar.
- Realización de las obras de extensión de línea una vez firmado el contrato o convenio de pago de la contribución por extensión o modificación a la red.

El Cliente tiene que disponer de unas instalaciones receptoras adecuadas a las condiciones y características solicitadas, es decir, debe:

- Existir un tipo de instalación adecuado al tipo de Solicitud realizada.
- Reunir las condiciones de seguridad exigidas en la reglamentación eléctrica interna y por la Comisión al respecto.
- Haber facilitado a la Empresa toda la información y documentación especificada en los reglamentos.

A-3.3 Verificación de las Instalaciones.

Para que se cumplan las condiciones mencionadas se deben haber realizado los siguientes trámites:

- Verificación de las instalaciones de enlace.
- Verificación de las instalaciones receptoras del cliente (Instalaciones Internas).
- Verificación de la potencia instalada/contratada.
- Verificación e instalación del equipo de medida y control.

Las instalaciones de enlace y receptoras se verificarán:

- Siempre y cuando se trate de nuevos suministros.
- Cuando se produzcan modificaciones en el suministro respecto a la potencia instalada, o a la tensión del servicio.

La verificación la realiza el personal de Servicio Técnico, siempre antes de contratar la nueva potencia o dar servicio con la nueva tensión.

A-4 Atención al cliente

La atención que reciba el Cliente en las Oficinas deberá reunir los requisitos siguientes:

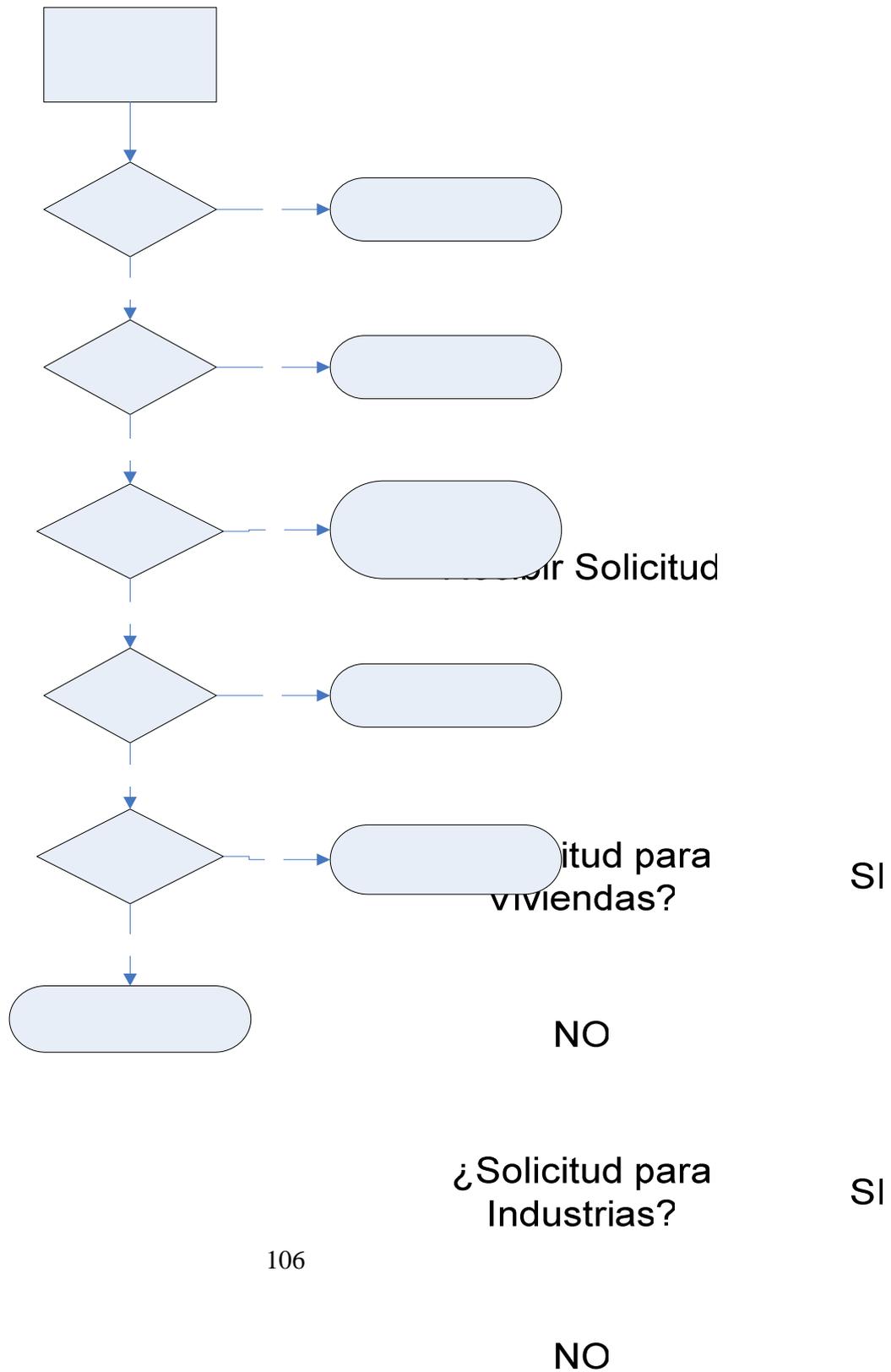
- De forma personalizada.
- Con amabilidad.
- Con agilidad.
- Con continuidad.

A-5 Reclamaciones

Las reclamaciones formuladas por los Clientes son un índice de la eficiencia del proceso, y de su grado de satisfacción. Se refiere fundamentalmente a:

- La atención prestada.
- Tardanzas o demoras.
- Costos repercutidos.

Figura 30. Diagrama de flujo, solicitud de suministro



APÉNDICE B

Normativa de corte y reconexión.

B-1 Objeto

Describir y enumerar las operaciones a seguir para el adecuado tratamiento y solución de los cortes y reconexiones de energía eléctrica, según las distintas causas de los mismos, tomando en cuenta los plazos de tiempo establecidos, además definir y delimitar las operaciones que requieran seguimiento para dar información al cliente del mismo.

B-2 Ámbito

Este será de aplicación conjunta con la jefatura de los departamentos técnico y comercial, desde la plena identificación de los clientes moroso, o clientes con motivos plenamente identificados que conlleven el corte del suministro. Así como también el control de las solicitudes de reconexión, siempre y cuando se haya solventado la acción que originó el corte.

B-3 Desarrollo

B-3.1 Responsabilidades

Jefe Departamento Comercial

- Coordinar y auditar los cambios de estado del proceso de corte y reconexión de suministros.
- Conjuntamente con el departamento técnico, crear y validar el archivo de clientes pendientes de corte especificando la razón del mismo.
- Velar por la ejecución del corte así como la efectividad del mismo.
- Controlar el proceso de corte y reconexión de forma que se cumpla con los intervalos de tiempo.
- Realizar y dar seguimiento a los cambios de estados.

Jefe departamento técnico

- Resolver órdenes de corte.
- Resolver órdenes de reconexión.
- Revisar diariamente las solicitudes de reconexión.
- Realizar y dar seguimiento a los cambios de estado:

Agente comercial

- Generar órdenes de corte a partir del archivo de clientes pendientes de corte.
- Desarrollar y explicar al cliente la totalidad de la deuda, el detalle de la misma, o el motivo que originó el corte y la forma de solucionarla.
- Generar órdenes de reconexión, siempre y cuando el cliente haya solventado la deuda o motivo que originó el corte.
- Registrar datos y dar seguimiento sobre las diferentes actividades del expediente de corte y reconexión e informar al cliente sobre los distintos estados por los que pasa el expediente si este los requiriera.
- Realizar y dar seguimiento a los cambios de estado.

B-3.2 Garantías del Proceso

La jefatura del departamento comercial es quien controla el procedimiento de corte y reconexión para su resolución según los niveles de responsabilidad internos.

B-3.3 Actividades

Tabla XLVII. Actividades para corte de suministro

No. Act.	Resp.	Descripción
10	Depto. Comercial	Conjuntamente con el Departamento Técnico realizar la planificación de cortes mensuales. Generar Archivo de clientes pendientes de corte clasificados por motivo/causa del corte, incluyendo el detalle del monto de la deuda, datos del suministro y del cliente.
20	Agente / Comercial	Establecer que Ordenes de corte se generarán en base al archivo de clientes pendientes de corte siguiendo la planificación establecida en la actividad 10
30	Agente / Comercial	Crear expediente asignando a cada uno el estado PENDIENTE DE CORTE para cada cliente identificado como pendiente de corte.
40	Agente / Comercial	Ingresar los datos internos, Identificación del Suministro, Ubicación del suministro y los datos de la deuda, indicados todos estos en la Orden de Corte .
50	Depto. Técnico	Validar cada una de las órdenes de corte y planificar la ejecución de las órdenes de corte del mes. Describir al Departamento Comercial cuales, cuantas órdenes y que día se ejecutarán.
60	Agente / Comercial	Cambiar de estado los expedientes con Orden de Corte válida, establecido por el Departamento Técnico de PENDIENTE DE CORTE a CORTE VALIDO .
70	Depto. Técnico	El Departamento Técnico debe delegar/controlar la ejecución de las Ordenes de Corte, según el Procedimiento: Ejecución de las Ordenes de Corte , a través del Servicio Técnico. a) Si no se ejecuta el corte, pasar a la actividad 80 b) Si se ejecuta el corte, pasar a la actividad
80	Agente / Comercial	Identificar las órdenes de corte no ejecutadas, verificando que se incluya la causa o motivo de la negativa de la ejecución del corte descrito por el Servicio Técnico.
90	Agente / Comercial	Almacenar en el expediente el motivo o causa que originó la negativa en la ejecución de la Orden de Corte .
100	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de CORTE VALIDO a CORTE NO EJECUTADO y trasladar los expedientes con los cortes no ejecutados al Departamento Comercial.
110	Depto. Comercial	Juzgar si tiene validez la causa/motivo que originó la negativa de la ejecución del corte: a) Si es válida la negativa del corte, pasar a la act. 120 b) No es válida la negativa del corte, pasar a la act. 130

No. Act.	Resp.	Descripción
120	Agente / Comercial	Identificar/Almacenar el motivo/causa de la negativa del corte y cambiar de estado el expediente de CORTE NO EJECUTADO a CORTE NO VALIDO. Fin del Procedimiento
130	Agente / Comercial	Generar Nueva Orden de Corte, indicado el motivo/causa en el atraso de la ejecución del Corte. Tomando en cuenta que no se debe cambiar la fecha en que se originó la primera Orden de Corte.
140	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de CORTE NO EJECUTADO a CORTE VALIDO. Pasar a la actividad 70 (Delegar/Controlar Orden de Corte por parte del Depto. Técnico)
150	Depto. Comercial	Recibir e identificar la Orden de Corte ejecutada por el Servicio Técnico. Corroborando que se encuentren los datos de control de la orden.
160	Agente / Comercial	Recibir/Pedir copia de la Orden de Corte del Departamento Técnico, después de ejecutada la orden. Identificar/Almacenar los datos de los cortes realizados.
170	Agente / Comercial	Identificar y Almacenar los datos de control de la orden, incluidos en la Orden de Corte que han sido ejecutadas, por el Servicio Técnico.
180	Agente / Comercial	Cambiar de estado del expediente de CORTE VALIDO a CORTE EJECUTADO.
190	Depto. Comercial	Determinar y Calcular las garantías del proceso de corte del Suministro, definidas en la Normativa de Corte y Reconexión, las que luego servirán para evaluar la efectividad del proceso de corte. FIN DEL PROCEDIMIENTO DE CORTE.

Tabla XLVIII. Actividades para reconexión de suministro

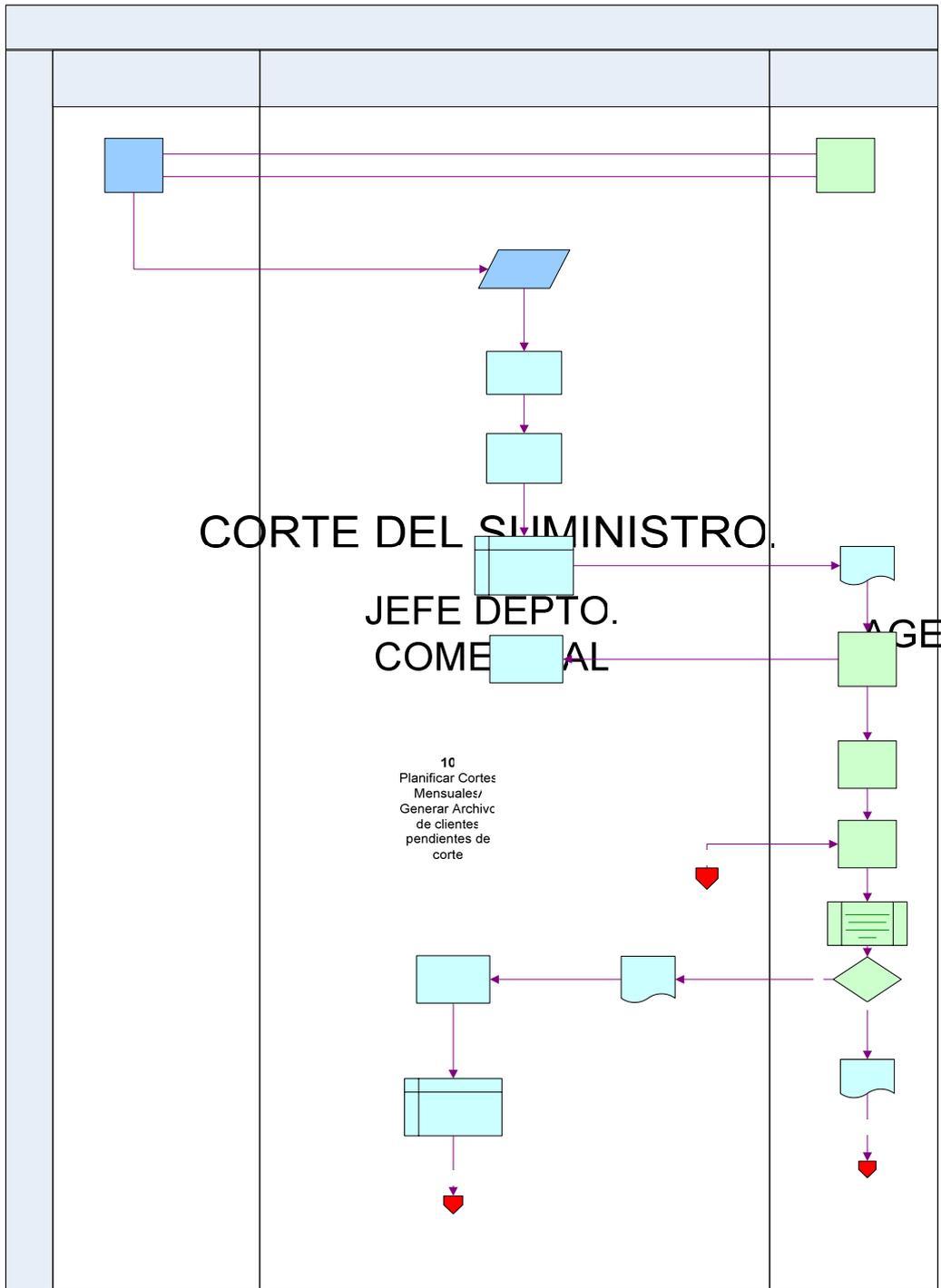
No. Act.	Resp.	Descripción
10	Agente / Comercial	Recibir/Atender la solicitud de reconexión del suministro, por parte del cliente interesado en realizar la reconexión del servicio.
20	Agente / Comercial	Identificar el Número de Orden de Corte que originó la ejecución del corte en el suministro específico.
30	Agente / Comercial	Cambiar de estado el expediente de CORTE EJECUTADO a RECONEXIÓN PENDIENTE .
40	Agente / Comercial	Desarrollar y corroborar el monto de la deuda del cliente, y la causa que originó el corte del suministro.
50	Agente / Comercial	Indicar al cliente que debe realizar el pago de la deuda con el agente de cobro. Juzgar y definir si el cliente está o no de acuerdo con pago del monto y la causa del corte. a) Si está de acuerdo con el pago de la deuda, pasar a la act. 60. b) No paga la deuda, indicar que debe pagar la deuda. Fin del Procedimiento.
60	Agente / Cobro	Cobrar la deuda pendiente, según lo indicado en la Orden de Corte correspondiente, verificar el monto de esta deuda con lo indicado en el sistema. Indicar al cliente que debe trasladarse con el comprobante de pago (emitido por el agente de cobro) hacia el Agente Comercial para continuar el procedimiento de reconexión.
70	Agente / Comercial	Generar orden de reconexión (Ingresar los Datos Internos de la Orden, Identificación del Suministro, y Ubicación del Suministro), y los respectivos expedientes.
80	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente, de RECONEXIÓN PENDIENTE a RECONEXIÓN SOLVENTE .
90	Depto. Técnico	Validar Orden de Reconexión . Indicar al Agente Comercial cuantas y cuales órdenes de reconexión fueron validadas.

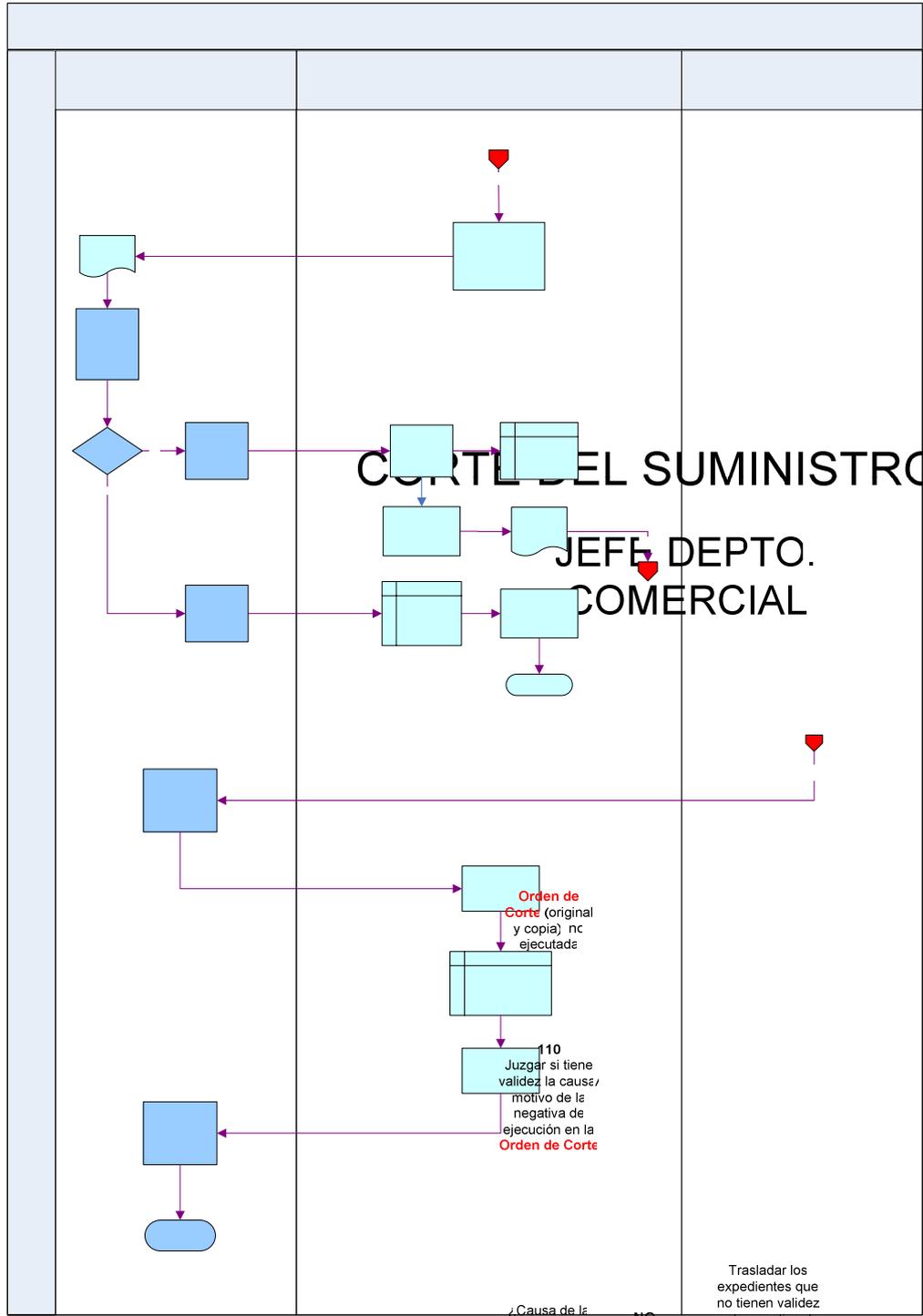
No. Act.	Resp.	Descripción
100	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de RECONEXIÓN SOLVENTE a RECONEXIÓN VÁLIDA.
110	Depto. Técnico	Controlar/Ejecutar órdenes de reconexión, a través del Servicio Técnico, utilizando el Procedimiento: Ejecución de las órdenes de Reconexión.
120	Depto. Técnico	Verificar si se ejecutó o no la Orden de Reconexión. a) No se ejecutó la reconexión, pasar a la actividad 130 b) Si se ejecutó la reconexión, pasar a la actividad 230
130	Agente / Comercial	Identificar/Almacenar reconexiones no ejecutadas con causa/motivo que originaron la negativa en la ejecución de la Orden de Reconexión.
140	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de RECONEXIÓN VÁLIDA a RECONEXIÓN NO EJECUTADA. Trasladar las Órdenes de Reconexión no realizadas al Departamento Comercial.
150	Depto. Comercial	Juzgar si tiene validez la causa/motivo, que originó la negativa en la ejecución de la Orden de Reconexión: a) Si tiene validez la negativa en la reconexión, pasar a la actividad 160 b) No tiene validez la negativa en la reconexión, pasar a la actividad 180
160	Depto. Comercial	Trasladar las órdenes de reconexión no realizadas al Agente Comercial indicando que si tiene validez la causa de la negativa (previo análisis).
170	Agente / Comercial	Identificar/Almacenar el motivo/causa de la negativa en la ejecución de la Orden de Reconexión.
180	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de RECONEXIÓN NO EJECUTADA a RECONEXIÓN NO VÁLIDA
190	Agente / Comercial	Notificar al cliente las razones por las cuales la ejecución de la reconexión no es válida. Fin del Procedimiento
200	Depto. Comercial	Trasladar las órdenes de reconexión no realizadas al Agente Comercial indicando que no tiene validez la causa de la negativa (previo análisis).

No. Act.	Resp.	Descripción
210	Agente / Comercial	Generar nueva Orden de Reconexión , y Anular la Orden no Ejecutada. Ingresando en la Nueva orden el motivo por el cual no se ejecutó la orden de reconexión en primera instancia, llevando también el control de la fecha en que se originó la orden no ejecutada.
220	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de RECONEXIÓN NO EJECUTADA a RECONEXIÓN VÁLIDA . Pasar a la actividad 100
230	Depto. Comercial	Recibir e identificar la Orden de Reconexión ejecutada por el Servicio Técnico. Corroborando que se encuentren los datos de control de la orden.
240	Agente / Comercial	Recibir/Pedir copia de la Orden de Reconexión del Departamento Técnico. Identificar/Almacenar la totalidad de datos de las reconexiones ejecutadas,
250	Agente / Comercial	Cambiar el estado del expediente de RECONEXIÓN VÁLIDA a RECONEXIÓN EJECUTADA Trasladar el archivo conteniendo la totalidad de datos de las órdenes ejecutadas (diariamente) al Departamento Técnico.
260	Depto. Comercial	Determinar/Calcular las garantías del proceso de reconexión, definidas en la Normativa de corte y reconexión, las que luego servirán para evaluar la efectividad del proceso de reconexión. Fin del Procedimiento

B-3.4 DIAGRAMA DE FLUJO

Figura 31. Diagrama de flujo, corte de suministro





CORTE DEL SUMINISTRO

JEFE DEPTO. COMERCIAL

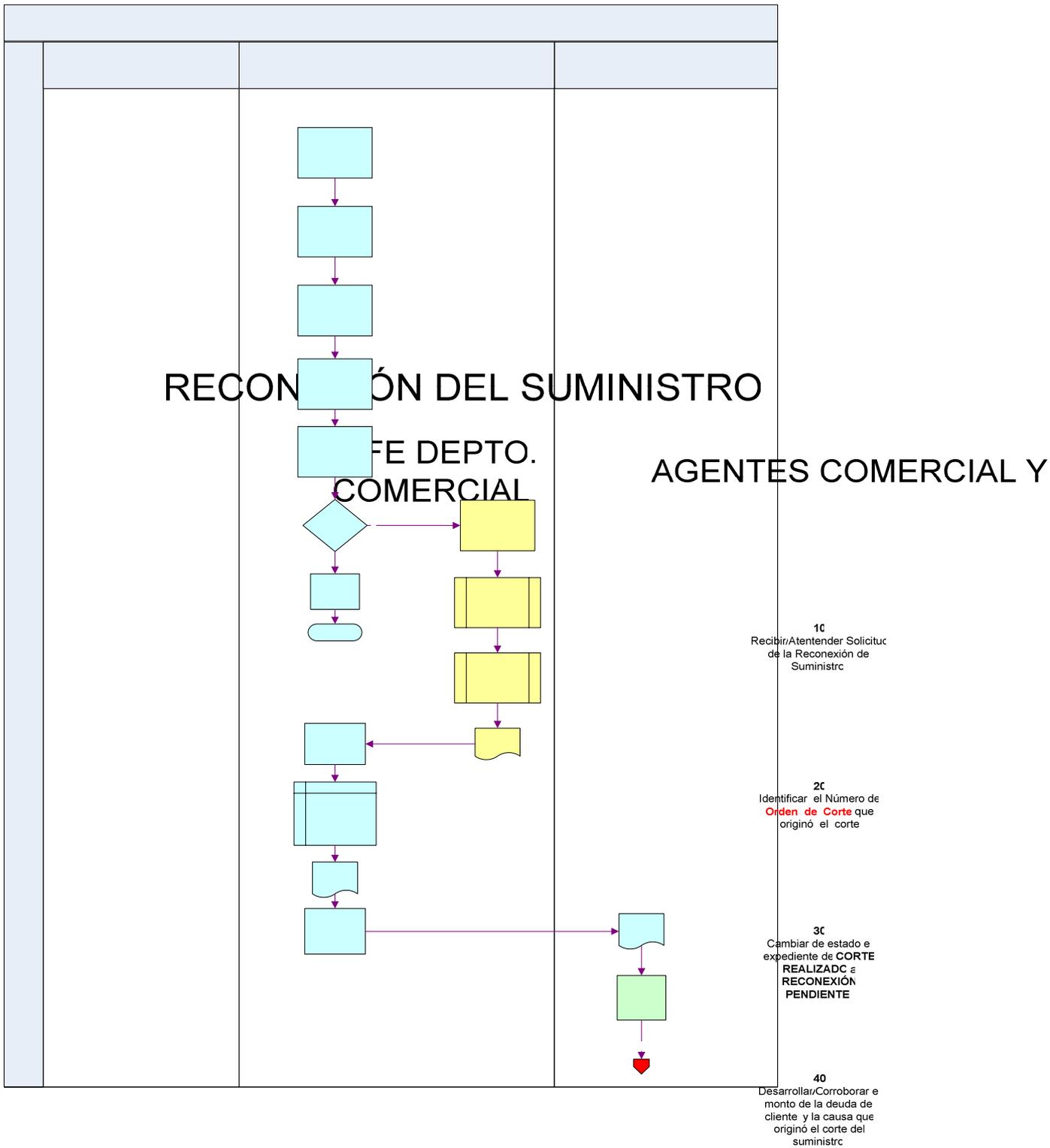
AGENTE

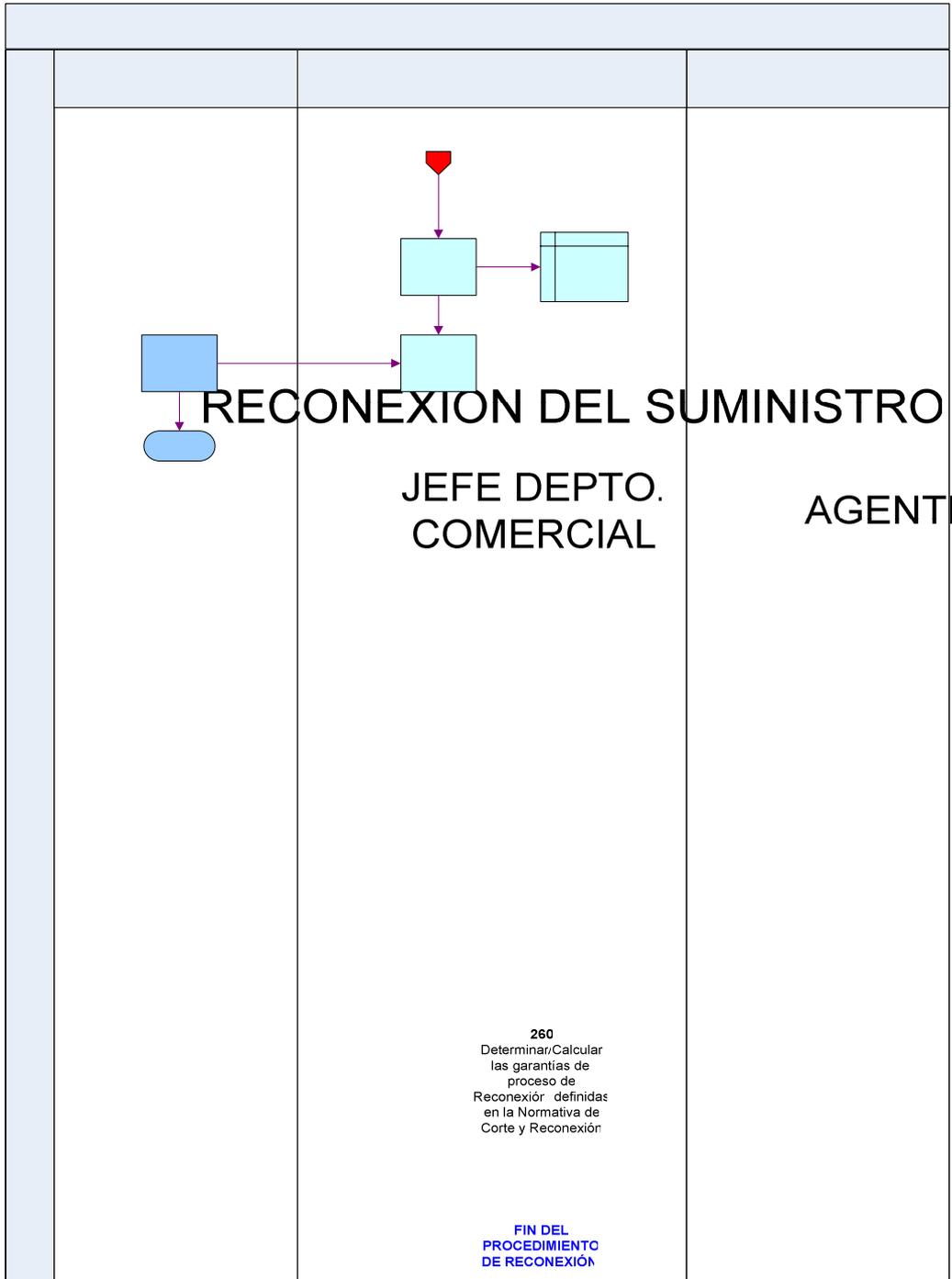
¿Causa de la negativa valida? NO

Trasladar los expedientes que no tienen validez en la negativa de corte indicando la causa de la misma

S

Figura 32. Diagrama de flujo, reconexión de suministro





APÉNDICE C
Normativa de atención al cliente
(Consultas e Información de Tramites).

C-1 Objeto

Describir los pasos a realizar para la adecuada atención de consultas realizadas por los clientes y proporcionar la información referente a algún trámite específico.

C-2 Ámbito

Esta es aplicada por el agente comercial en turno, así como por el encargado de recepciones telefónicas (Agente telefónico), y es auditado por el departamento comercial.

C-3 Desarrollo

Es de mucha importancia que toda solicitud de información o consulta sea atendida de forma inmediata, eficiente y proporcionando la información coherente, ya que uno de los principales objetivos es satisfacer las necesidades del cliente en la calidad de atención y en los servicios prestados.

C-4 Responsabilidades

Agentes comercial/telefónico

- Atender y analizar las consultas realizadas por el cliente.
- Proporcionar la información requerida respecto de consultas o de las acciones a realizar para efectuar un trámite específico.

C-5 Actividades

Tabla IL. Actividades para atención al cliente

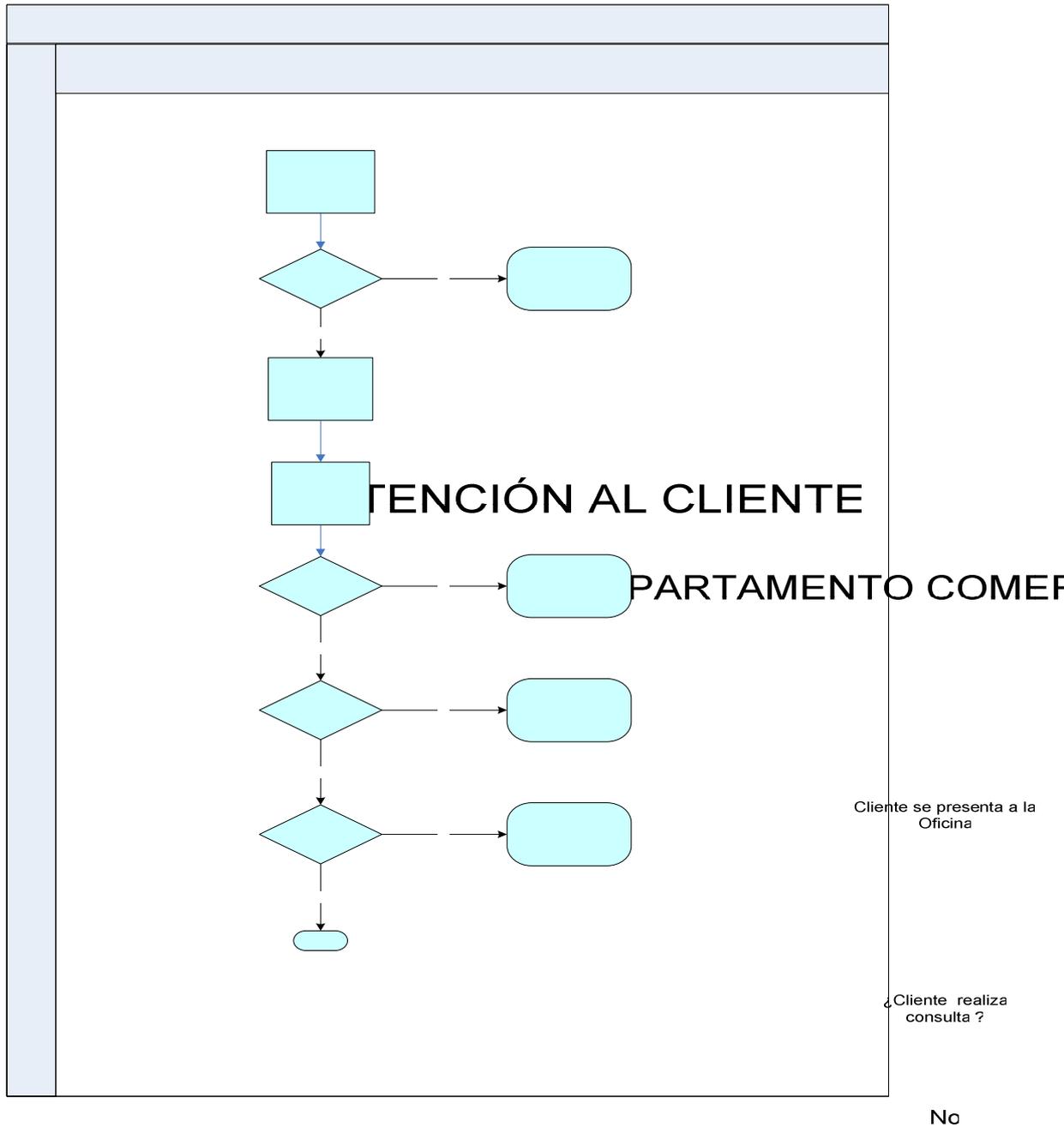
No. Act.	Resp.	Descripción
10	Agente Comercial/ Telefónico	Recibir solicitud de consulta o información de trámites: a) Si es una consulta de suministro, pasar a la actividad 20. b) Si es una solicitud de información de trámites, pasar a la actividad 40.
20	Agente Comercial/ Telefónico	Preguntar al Cliente el tipo de información que desea consultar.
30	Agente Comercial/ Telefónico	Comunicar al Cliente de forma coherente y eficiente la información solicitada. Fin del Procedimiento
40	Agente Comercial/ Telefónico	Preguntar al Cliente el tipo de trámite que desea realizar: a) Si desea información de contrato de suministro eventual, pasar a la act. 50. b) Si desea información de contrato de suministro, pasar a la act. 60. c) Si desea información de cambio de titular de contrato, pasar a la act. 70. d) Si desea información de baja voluntaria de contrato, pasar a la act. 80. e) Si desea información de cómo realizar un proyecto de electrificación, pasar a la act. 90. f) Si desea información de solicitud de suministro, pasar a la act. 100.
50	Agente Comercial/ Telefónico	Informar al Cliente los requisitos necesarios para la contratación de un suministro eventual: _ Se realizan con una duración hasta 60 días con opción a renovación por 30 días más _ Para los suministros con potencia contratada mayor a 11 kW se instalarán aparatos de medida (por que el Cliente así lo solicite o por interés de la Empresa) _ Solicitud de Suministro, indicando que es un servicio Eventual. _ Identificación del Solicitante. Fin del Procedimiento Nota: En los casos de luz para feria informar al Cliente que debe cancelar por adelantado y en efectivo.

No. Act.	Resp.	Descripción
60	Agente Comercial/ Telefónico	Consultar si el suministro ha sido contratado anteriormente: a) Si el suministro no ha sido contratado anteriormente, pasar a la actividad 100 b) Si el suministro ha sido contratado anteriormente, pasar a la actividad 110.
70	Agente Comercial/ Telefónico	<p>Informar al Cliente los requisitos necesarios para el cambio de titular de contrato (cambio de cuenta):</p> <ul style="list-style-type: none"> _ No debe tener deuda pendiente, Solvente en el Pago de Energía. _ Cédula de identidad personal y fotocopia de la misma. _ Autorización del titular anterior. _ Documentación que acredite la residencia del nuevo titular en el lugar del suministro (Fotocopia de Escritura) _ Boleto de Ornato del año en Curso. _ IUSI al día. _ N.I.T. si corresponde. _ Pago a la Empresa por el monto autorizado y vigente por Cambio de Cuenta. <p><u>Fin del Procedimiento</u></p> <p>Nota: En el caso de no poder presentar la documentación indicada, no se le realizará el cambio de titular del contrato.</p>
80	Agente Comercial/ Telefónico	<p>Informar al Cliente los requisitos necesarios para la baja voluntaria de contrato:</p> <ul style="list-style-type: none"> _ Carta de solicitud de baja voluntaria de contrato, indicando el motivo y aceptación del mismo de la baja. _ No tener deuda de ningún tipo con la Empresa. <p>Nota: La baja de un contrato ha de ser solicitada por:</p> <ul style="list-style-type: none"> _ Titular del contrato (deberá presentar documentación que los identifique como tal). _ Titular del pago que acredite haber pagado los recibos durante un año. _ Representante Legal debidamente acreditado (deberá presentar una autorización firmada con una copia de su cédula). <p><u>Fin del Procedimiento</u></p>

No. Act.	Resp.	Descripción
90	Agente Comercial/ Teléfono	<p>Informar al Cliente los requisitos necesarios para incluir comunidades en un proyecto de Electrificación:</p> <ul style="list-style-type: none"> _ Carta de solicitud de servicio para la comunidad. _ Planos. _ Listado de futuros clientes, que contenga nombre, identificación y teléfono (si tienen). <p>Fin del Procedimiento</p>
100	Agente Comercial/ Teléfono	<p>Informar al Cliente que es necesario verificar la factibilidad del suministro que solicita</p>
110	Agente Comercial/ Teléfono	<p>Partiendo que se tiene la factibilidad del servicio se le indica al Cliente los requisitos necesarios para realizar la solicitud del suministro:</p> <ul style="list-style-type: none"> _ Requisitos Legales _ Requisitos Técnicos <p>Fin del Procedimiento</p>

C-6 Diagrama de Flujo

Figura 33. Diagrama de flujo, atención al cliente



APÉNDICE D
Normativa de solución y control de solicitudes de
reclamos y quejas.

D-1 Objeto

El presente anexo tiene por objeto establecer el procedimiento por medio del cual la Empresa recibe, tramita, resuelve y da a conocer el resultado o solución a los clientes que formalicen por medio de una petición de reclamos o quejas en torno al servicio de distribución de energía eléctrica, garantizándoles protección efectiva de sus intereses económicos y calidad del servicio recibido brindando el mecanismo que permita un tramite y control del mismo. Asimismo garantizar el tratamiento y solución de reclamos y quejas de los clientes con respecto al sistema de distribución de energía eléctrica. Creando los medios para realizar el control y evaluación de los Índices de calidad del servicio comercial.

D-2 Ámbito

Este procedimiento es de ingerencia tanto del departamento comercial como técnico, iniciando sus actividades en la recepción del reclamo o queja por parte del agente comercial/telefónico asentado por el cliente o interesado. Prosiguiendo con la evaluación del reclamo por el canal adecuado y realizando las acciones necesarias para ello y por último su solución, adjuntando a un expediente toda la documentación del tratamiento del reclamo y notificación al cliente de la solución del mismo.

D-4 Recepción de reclamos

El cliente puede presentar sus reclamos en la oficina de la Empresa; ya sea personalmente, de forma escrita, por correo electrónico, o a través de otros medios que se ponga a su disposición. Para ello debe indicar: Número de identificación única del suministro, número de medidor del suministro, número de la última factura, datos del cliente, propietario del suministro, dirección del suministro, datos de la persona que hace el reclamo.

Tabla L. Tipos de reclamo y sus divisiones

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL			CALIDAD DEL SERVICIO DE TECNICO	CALIDAD DE PRODUCTO
por inconvenientes en la facturación	por mal funcionamiento del medidor	por mala calidad de servicio comercial	por calidad del servicio técnico	por calidad del producto
Exceso de consumo. Bajo consumo. Pago no aplicado. No leen el medidor. Cobro de otros cargos de la facturación. Otros.	Reclamaciones por avería equipo de activa. Reclamaciones por avería equipo de Reactiva. Reclamaciones por avería reloj. Reclamaciones por avería equipo de demanda o maxímetro. Reclamaciones por vidrio roto en medidor. Otros.	Reclamaciones por: Incumplimiento de plazos comerciales. No entrega de factura. Por error en datos del Cliente. Por retraso en conexión-reconexión. Por suspensión del servicio por error. Por atención al Cliente deficiente. Por personal incompetente.	Reclamaciones por interrupción del suministro (masiva o individual). Interrupciones en el alumbrado público	Nivel de tensión. Perturbaciones, oscilaciones rápidas de tensión o frecuencia. Interferencia en sistemas de comunicación. Otros

D-5 Procedimiento de reclamo

El proceso de los reclamos puede presentarse de las siguientes formas: personalmente, verbalmente, por escrito, por teléfono, fax, correo electrónico. La Empresa, recibe y registra los reclamos que se le presenten asignándoles un número de ingreso, registrando todos los reclamos, a efecto de llevar un control desde su ingreso hasta su solución y respuesta final al cliente. Pudiendo en este proceso las Jefaturas Comercial y Técnica auditar las etapas del proceso de un Reclamo específico.

El Cliente tiene derecho a solicitar el número de registro de su reclamo y a acceder directamente al expediente en cualquier estado o actividad del procedimiento y solicitar copias de los documentos presentados si fuera el caso.

La Empresa tiene tres (03) días para resolver el reclamo presentado por el Cliente, pudiendo declararlo fundado o infundado (procedente o improcedente, respectivamente).

APÉNDICE E
Normativa de control de calidad del servicio técnico.
(Evaluación en la continuidad del
servicio de energía eléctrica).

E-1 Objeto

Describir los pasos a realizar para el adecuada control, tratamiento y evaluación de la calidad del servicio técnico, la que es evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a sus clientes.

E-2 Ámbito

Este es aplicado por el agente comercial en turno, así como por el encargado de recepciones telefónicas (Agente telefónico), siendo controlada por el departamento técnico, ejecutada por el servicio técnico y auditada por el departamento comercial.

E-3 Proceso

E-3.1 Generalidades

Calidad del servicio técnico, esta ligada a la continuidad (que no haya interrupciones, largas, breves, muy breves - huecos de tensión). La calidad del servicio técnico involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro

La calidad del servicio técnico se evalúa de acuerdo a la frecuencia de interrupciones y a la duración de cada una de ellas en función de los siguientes indicadores:

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

Para la determinación de los indicadores de calidad del servicio técnico se computan todas las interrupciones superiores a tres minutos que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún cliente o al conjunto de ellos, ya sea que las mismas sean programadas o imprevistas. No se computarán para el cálculo las interrupciones inferiores e iguales a 3 minutos (Huecos de tensión).

La calidad del servicio técnico es evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK) y tiempo total de interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y tiempo de interrupción por usuario (TIU).

E-3.2 Responsabilidades

Agentes comercial/telefónico

- Atender y realizar las acciones necesarias sobre los requerimientos, en cuanto a la calidad del servicio técnico.
- Proporcionar la información requerida respecto de consultas o de las acciones a realizar para efectuar un trámite específico.

Departamento técnico

- Dirigir y controlar las acciones necesarias para el adecuado tratamiento de eventualidades relacionadas con el servicio técnico.
- Realizar y planificar las actividades a realizar en la red de distribución con el fin de hacer eficiente la red con respecto a los criterios relacionados con el servicio técnico.
- Analizar los datos que se originen en la gestión del servicio técnico para identificar focos de incidencias y definir las acciones a realizar para reducir o minimizar estos.

Departamento comercial

- Conjuntamente con el departamento técnico planificar las actividades a realizar (mantenimientos, obras, etc.) en la red de distribución con el fin de optimizar la calidad del servicio técnico.

E-4 Desarrollo

Para poder determinar los indicadores de calidad del servicio técnico se debe tener la adecuada información de la correspondiente interrupción, hora de inicio y fin de la misma, los clientes y equipos afectados incluyendo su relación y ubicación con la red de distribución, así como de los equipos operados para normalizar el servicio.

E-4.1 Datos necesarios para el control.

Para llevar este control se debe contar con los datos de las interrupciones de la red y con el esquema de alimentación de cada cliente en baja y media tensión de forma tal de posibilitar la identificación de los clientes afectados ante cada falla de suministro. Se debe tener información sobre los equipos e instalaciones que le abastecen a cada cliente con el siguiente nivel de agregación:

- Centros de transformación MT/BT y clientes en MT
- Alimentador MT
- Subestación AT/MT y clientes en AT
- Red de AT
- Alimentador BT

Los datos técnicos de los centros de transformación, con información de la totalidad de los centros AT/MT y MT/BT que estuvieron en servicio en algún momento durante el semestre.

Datos técnicos de los clientes de la Empresa, que tienen como objetivo primordial adecuar y facilitar el control individual y global del servicio técnico.

Información total de instalaciones para red normal, en la que se describe las instalaciones de la red de distribución para la pronta y adecuada identificación de la interrupción y sus áreas afectadas.

Para discriminar los alimentadores en función de la zona a la que abastecen se considera zona urbana aquella en la que existe división manzanas de la tierra y como rural aquella en la que no existe tal división. Además para efectos del cómputo de las interrupciones del alumbrado público, las luminarias deben estar asociadas a cada salida de baja tensión del centro de transformación MT/BT, con su correspondiente potencia.

E-4.2 Información a controlar.

En esta información se encuentran descritos los datos mínimos necesarios para realizar un adecuado control del servicio técnico.

Información sobre todas las interrupciones, incluidas aquellas menores a 3 minutos, según los siguientes aspectos:

- Identificación de la interrupción.
- Tipo de sistema afectado (AT, MT o BT).
- Origen de la interrupción respecto a la Empresa (interna, externa).
- Tipo de interrupción (forzada, programada).
- Fecha y hora exactas de inicio de la interrupción.
- Identificación del elemento de red origen de la interrupción.
- Descripción del elemento de red origen de la interrupción (Interruptor, fusible, etc.).
- Subestación AT/MT, número de transformador y número de barra MT desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.
- Código asignado a la interrupción.
- Descripción del motivo de la interrupción.

Información sobre las reposiciones con los siguientes datos:

- Identificación de la interrupción.
- Identificación de la reposición.
- Fecha y hora exacta de la reposición.
- Duración en horas y minutos para cada interrupción.
- Elemento maniobrado o actividades realizadas para reposición.
- Descripción del elemento de red que dio origen a la reposición.
- Subestación AT/MT, número de transformador y número de barra MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.
- Número de circuito de MT desde donde se alimenta el elemento maniobrado para la reposición.

Información de la totalidad de centros AT/MT y MT/BT afectados por la interrupción, según los siguientes datos:

- Identificación de la interrupción.
- Identificación de la reposición.
- Número de centro AT/MT o MT/BT.
- kVA instalados del transformador repuesto.
- Tipo de red afectada (rural o urbana).

Información para todos los clientes afectados para la totalidad de interrupciones con las siguientes características:

- Identificación de la interrupción.
- Identificación de la reposición.
- Número de identificación única del suministro.
- Tensión de alimentación del suministro (BT, MT o AT).
- Tipo de red en la que se encuentra conectado el suministro (urbano o rural).

Información de los clientes que deben ser excluidos o dados de baja para el análisis del servicio técnico por motivos comerciales (suministro suspendido por: morosidad, fraude, etc.), con los siguientes datos:

- Identificación particular para cada interrupción.
- Identificación de la reposición.
- Número de identificación única del suministro.
- Motivo de la baja del cliente (suministro suspendido por: morosidad, fraude, etc.).

E-4.3 Criterios de asignación de interrupciones

A los efectos del seguimiento de indicadores globales de calidad por parte de la Comisión, los clientes conectados en AT o MT son considerados como equivalentes a la potencia del banco de transformación del cliente.

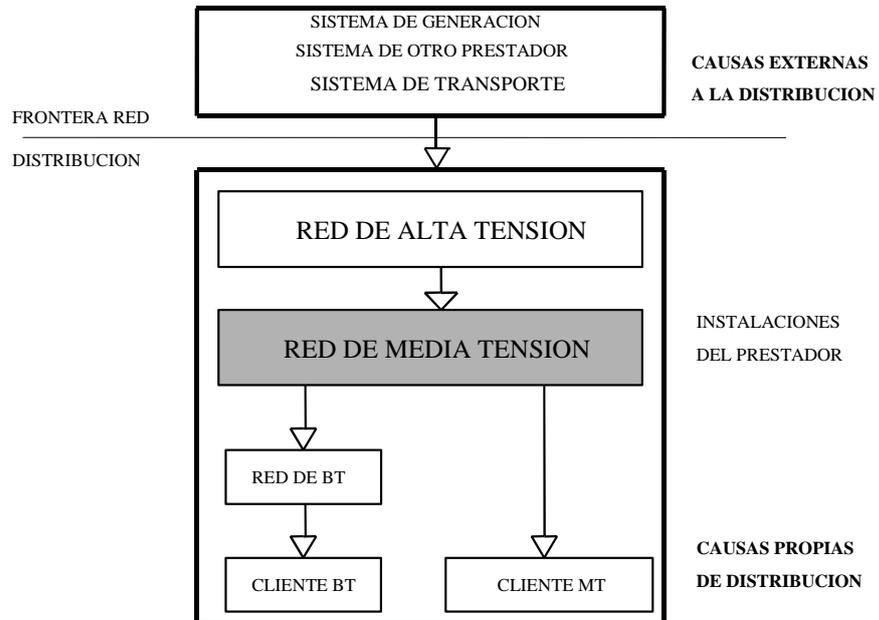
Las interrupciones relacionadas con servicios de clientes en situación de corte de suministro ordenado por la Empresa como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas no se consideran para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio técnico.

E-4.4 Determinación de los indicadores

Para la determinación de los indicadores se computan todas las interrupciones que afecten la red de media tensión, independientemente si la causa inicial proviene de las propias instalaciones de la Empresa o si su origen es externo al mismo, ya sea que provenga de la instalación de un cliente de media o baja tensión, de otro prestador del servicio de distribución o transmisión, o del sistema de generación.

Los límites de la red sobre la cuál se calcularán los indicadores son por un lado la terminal del alimentador MT en la subestación AT/MT y por el otro los bornes BT del transformador de MT/BT.

Figura 34. Límites de la red de distribución



En la determinación de los indicadores se debe discriminar por causa que originó la interrupción, agrupándose en causas propias de distribución (causas internas) y causas externas a la distribución (causas externas), entendiéndose por estas últimas a todas las interrupciones originadas en las instalaciones de otro prestador del servicio de distribución, transporte o las referentes al sistema de generación.

Se indica a continuación un listado por causa de la interrupción.

Tabla LI. Causas de interrupciones

Propias de Distribución	Forzadas	Climáticas Ambientales Terceros Sistema propio de Transporte en AT Propias Red MT Red de BT Cliente MT Otras
	Programadas	Mantenimiento Ampliaciones Maniobras Otras
Externas a la Distribución		Otro prestador de Distribución Otro prestador de Transporte Sistema de Generación Restricción de carga Otras

Cada interrupción se deberá computar para el cálculo de los indicadores considerando los tiempos parciales o totales que estuvieron fuera de servicio las instalaciones afectadas hasta normalizar totalmente el suministro.

Se considerará como *primera reposición* a la primera maniobra sobre la red afectada por una interrupción que permite restablecer el servicio en parte o la totalidad de la misma. Se considerará como *última reposición* a la operación sobre la red afectada por una interrupción que permite restablecer el servicio a todo el conjunto de clientes afectados.

E-4.5 Información que resulta.

Es la información que es resultado del control de los aspectos determinados para el control del servicio técnico y es objeto de análisis con el objetivo de planificar la mejora de los indicadores relacionados.

Indicadores Individuales para cada cliente:

- Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU).
- Tiempo de interrupción por usuario (TIU).

Indicadores globales:

- Indicador FMIK sin fuerza mayor, para red urbana.
- Indicador TTIK sin fuerza mayor, para red rural.
- Indicador FMIK, para red urbana.
- Indicador TTIK, para red rural.

E-4.6 ACTIVIDADES

Tabla LII. Actividades para el control del servicio técnico

Act. No	Responsable	Descripción
10	Agente Comercial/ Agente Telefónico	Recibir la información de que existe o existió una interrupción ya sea por fuentes internas o externas a la Empresa
20	Servicio Técnico Depto Técnico	Identificar y anotar, describiendo las instalaciones afectadas por la interrupción en tratamiento
30	Departamento Técnico	Corroborar que se haya hecho adecuadamente la descripción de la interrupción
40	Agente Comercial/ Agente Telefónico	Introducir al sistema la información de la interrupción, previa depuración realizada por el Departamento Técnico
50	Departamento Técnico	Dirigir y controlar las acciones a realizar para la reposición de la interrupción
60	Servicio Técnico	Ejecutar las acciones para la reposición de la interrupción
70	Departamento Técnico	Verificar si la Interrupción fue repuesta adecuadamente a) La interrupción no fue repuesta, pasar a la actividad 80. b) La interrupción no fue repuesta, pasar a la actividad 90,
80	Departamento Técnico	Analizar, dirigir y controlar las acciones a realizar para la reposición de la interrupción, pasar a la actividad 60
90	Agente Comercial/ Agente Telefónico	Ingresar los datos de la descripción de la reposición de la interrupción
100	Agente Comercial/ Agente Telefónico	Generar reporte diario de interrupciones con la descripción total del área de la red afectada así como los clientes,
110	Departamento Técnico	Analizar los datos para planificar las acciones a realizar para mejoras del Servicio Comercial. Fin del Procedimiento.

APÉNDICE F

Normativa control de calidad del producto suministrado. (Regulación de la tensión en MT y BT).

F-1 Objeto

La presente metodología tiene por objeto definir las circunstancias para poder llevar a cabo la gestión de la calidad del producto suministrado, describir los pasos a realizar para el adecuada control, tratamiento y evaluación por parte de la Empresa a su red de, la cual es evaluada en función de la caída de voltaje permisible en los suministros de energía eléctrica medidos en un periodo de control mensual.

F-2 Ámbito

Este es analizado, aplicado y controlado por el departamento Técnico, ejecutada por el servicio Técnico y auditada por el departamento comercial de la Empresa.

F-3 Responsabilidades

Agentes comercial/telefónico

- Atender y realizar las acciones necesarias sobre los requerimientos realizados por el cliente en cuanto a reclamos por mala calidad en el producto suministrado.
- Proporcionar la información requerida respecto de consultas o de las acciones a realizar para efectuar un trámite específico.

Departamento técnico

- Dirigir y controlar las acciones necesarias para el control interno y a causa de reclamos sobre mala regulación voltaje en la red de distribución.
- Realizar y planificar las actividades a realizar en la red de distribución con el fin de hacer eficiente la red.
- Analizar los datos que se originen en la gestión de la medición del producto suministrado, para identificar sectores con problemática y definir las acciones a realizar para reducir o minimizar las causas que originan estos.

Departamento comercial

- Conjuntamente con el departamento técnico planificar las actividades a realizar en la red de distribución con el fin de mejorar la calidad del producto suministrado.

F-4 Desarrollo

Para poder determinar los indicadores de calidad del producto suministrado se deben realizar mediciones programadas en distintos puntos de la red, definiendo los puntos críticos para la red primaria y secundaria dependiendo de criterios que puedan influir en la caída de tensión como el largo de la línea, kVA/Km., número de clientes conectados, etc. Además se deben tomar en cuenta los datos obtenidos por mediciones realizadas a causa de reclamos de clientes por mala calidad del producto técnico.

F-4.1 Criterios para control de la regulación de voltaje en media tensión

En general cuando la carga es máxima la tensión en el sistema de subtransmisión es mínima y en el transformador de distribución se presenta la caída máxima. Para un transformador en el extremo final del alimentador la tensión será mínima. Para el control de la regulación de voltaje en media tensión se deben tomar en cuenta los ramales de media tensión o puntos críticos definidos en base a selección de parámetros que afecten o estén íntimamente ligados con las caídas de voltaje, como lo son:

- ✓ Ramales con relación de kVA/Km.
- ✓ Ramales de mayor longitud.
- ✓ Ramales con mayor número de transformadores conectados al mismo.

F-4.2 Criterios para control de la regulación de voltaje en baja tensión

En el diseño de redes eléctricas secundarias es necesario tomar en cuenta parámetros generales y técnicos para poder hacer una eficiente evaluación de la misma, con el fin de garantizar un óptimo voltaje a cada cliente tanto al momento que se instalará la red como al transcurso de los años.

Como parámetros generales se entiende aquellos criterios establecidos por la Empresa. En cuanto a los parámetros técnicos a analizar en el sistema de distribución secundario se calculan los diferentes voltajes en cada nodo de la red para apegarse a ciertos valores máximos de caídas de voltaje permisibles para que dicha red pueda considerarse como eficiente.

Además del voltaje también debe observarse que después de varios años de servicio el transformador no presente una sobrecarga que pueda ser perjudicial al mismo.

El control se basa en los resultados de las mediciones realizadas y de los indicadores del tipo global sobre la totalidad de las campañas de medición efectuadas en diversos puntos de la red de baja tensión.

Para lograr lo anterior se debe tomar en cuenta las diferentes contribuciones de corrientes de cada cliente conectado al sistema, por lo que básicamente se tiene una fuente de voltaje y múltiples cargas complejas en diferentes ramales conectados a el.

Para analizar los puntos críticos con una caída de voltaje mayor se toman como parámetros de ponderación los siguientes:

- ✓ Transformadores con un número de suministros elevados.
- ✓ Tramos de baja tensión con longitudes demasiado grandes (mayores a 200 metros).
- ✓ Calibre del conductor por medio del cual se realiza la distribución secundaria.

APÉNDICE G

Criterios de selección de medidores de energía eléctrica, según la potencia contratada.

Ya que en la Empresa no se cuenta con una estandarización del tipo de medidor a utilizar según el tipo de tarifa utilizada se propone la siguiente descripción para elegir el tipo de medidor.

- Potencia instalada menor a 15 kVA
 - o Servicio monofásico
 - o Servicio trifásico
- Potencia instalada mayor o igual a 15 kVA y menor o igual a 50 kVA
 - o Servicio monofásico
 - o Servicio trifásico
- Potencia instalada mayor de 50 kVA y menor o igual a 150 kVA
 - o Servicio trifásico
- Potencia instalada mayor a 150 kVA
 - o Servicio Trifásico

Figura 37. Medidor 3F, potencia inst. (0,15] 15 kVA, 4

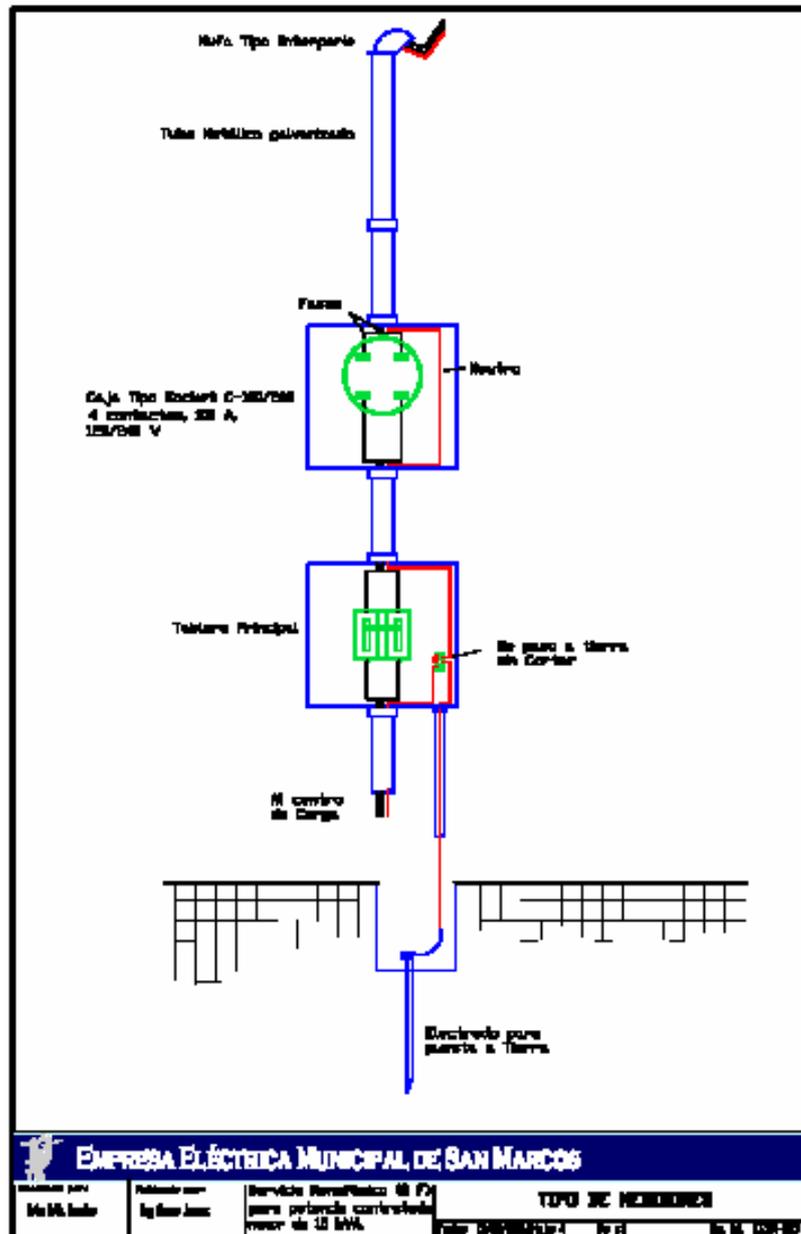
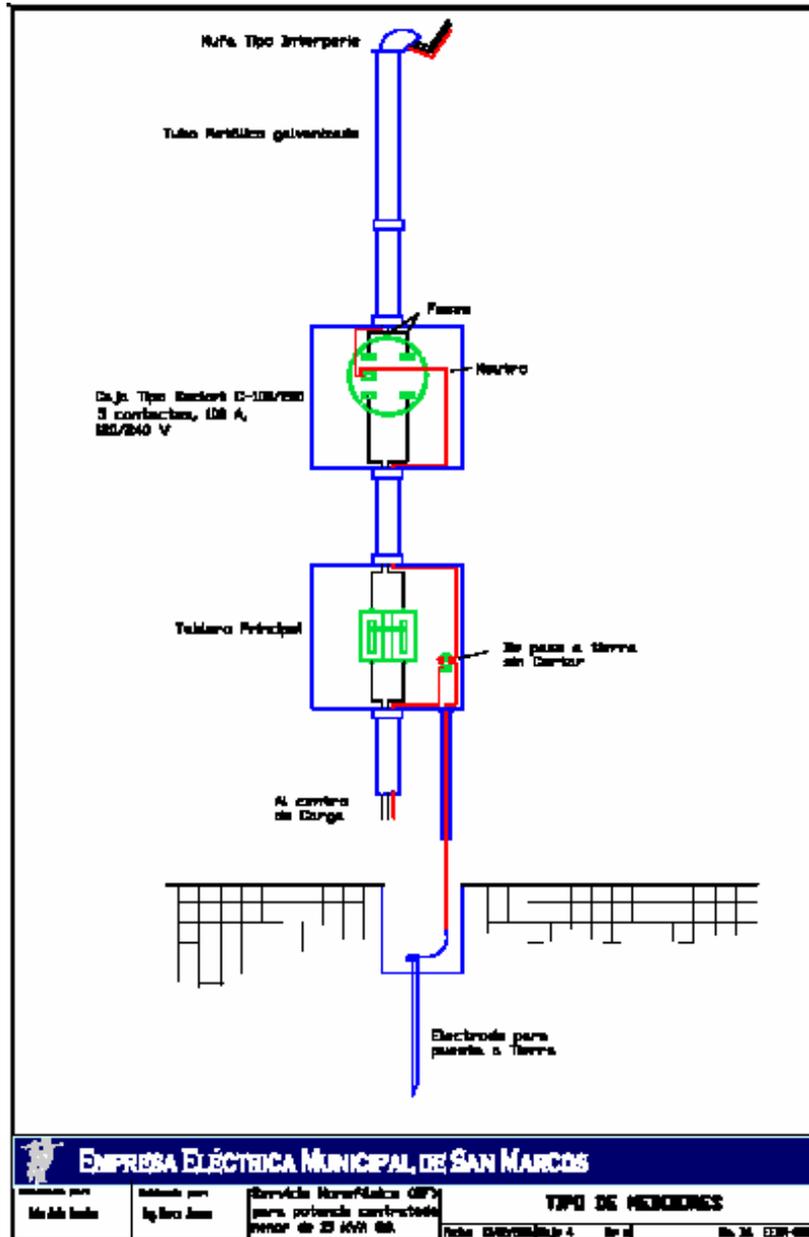


Figura 38. Medidor 3F, potencia inst. (0,15] 15 kVA, 5 conectores



G-2 Potencia Instalada mayor o igual a 15 kVA y menor o igual a 50 kVA

Tabla LIII. Descripción medidor 1F, potencia inst. [15, 50] kVA

Tipo de Servicio:	Doble Monofásico (240 Voltios).
Tipo de Medición:	Medida directa en baja tensión.
Medidor:	Tipo: Electrónico Servicio: Doble Monofásico Hilos: 3 Conexión: Tipo socket, forma 2S Tensión: 240 V Frecuencia: 60 Hz Intensidad: Clase 200 Precisión: 0.5 ANSI Medición: Energía activa. Maxímetro: Sí Integrador: Display de 6 dígitos. Comunicación: Puerto óptico IEC 61107 Memoria másica: No Tarifas: Simple tarifa.
Propiedad:	El medidor es propiedad de la Distribuidora.
Observaciones:	1. Caja socket clase 200 conectada a tierra independiente de la fuente (la resistencia de la tierra debe ser menor o igual a 8 ohmios). 2. La instalación del equipo de medida debe hacerse al límite de la propiedad. 3. Sólo se acepta una medida por suministro. 4. La acometida debe ser aérea calibre 2/0 AWG de aluminio. La longitud máxima permitida es de 40 m medidos desde el centro de transformación hasta el punto de ubicación del medidor.

Figura 39. Medidor 1F, potencia instalada [15, 50] kVA

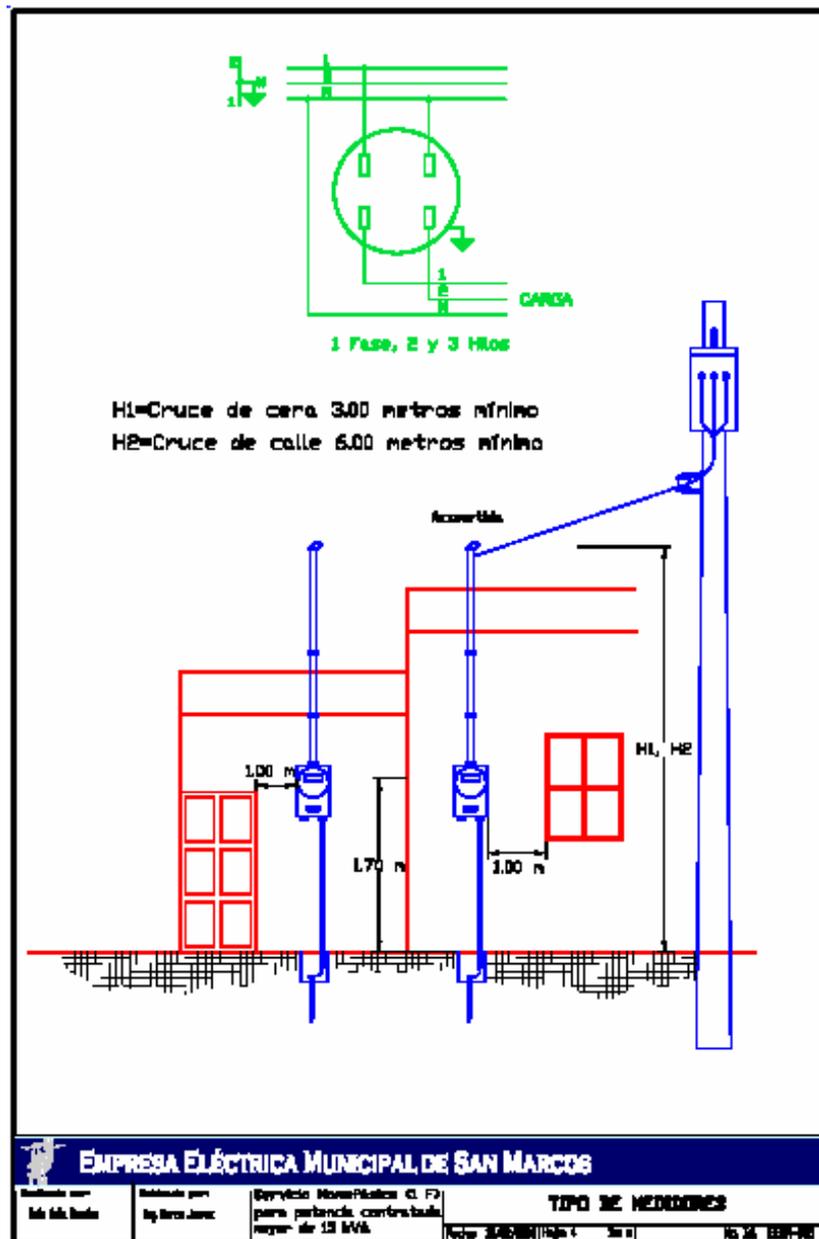
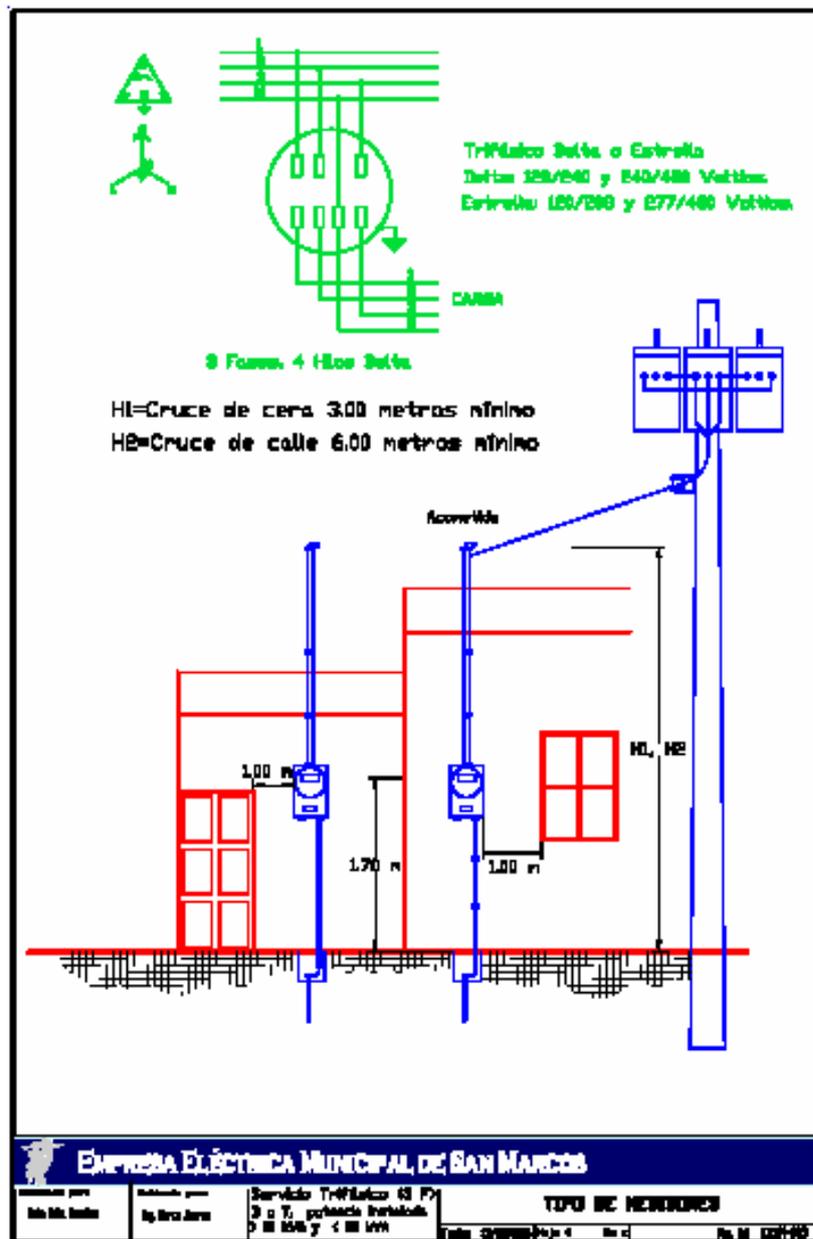


Tabla LIV. Descripción medidor 3F, potencia inst. [15, 50] kVA

Tipo de Servicio:	Trifásico Delta o Estrella Delta: 120/240 y 240/480 Voltios. Estrella: 120/208 y 277/480 Voltios.
Medidor:	Tipo: Electrónico Servicio: Trifásico Delta o Estrella Hilos: 4 Conexión: Tipo Socket, forma 14S/15 S/16S Tensión: 120/480 V. Multirango. Frecuencia: 60 Hz Intensidad: Clase 200 Precisión: 0.5 ANSI Medición: Energía activa y reactiva 4 cuadrantes. Maxímetro: Sí Integrador: Display de 6 dígitos. Comunicación: Puerto óptico IEC 61107 Memoria másica: Sí Tarifas: Multitarifa
Propiedad:	El medidor es propiedad de la Distribuidora.
Observaciones:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Caja socket clase 200 conectada a tierra, independiente de la fuente (la resistencia de la tierra debe ser menor o igual a 8 ohmios). 2. La instalación del equipo de medida debe hacerse al límite de la propiedad. 3. Sólo se acepta una medida por suministro. 4. La acometida debe ser aérea calibre 2/0 AWG de aluminio. La longitud máxima permitida es de 40 m medidos desde el centro de transformación hasta el punto de ubicación del medidor.

Figura 40. Medidor 3F, potencia instalada [15, 50] kVA



G-3 Potencia Instalada mayor de 50 kVA y menor o igual a 150 kVA

Tabla LV. Descripción medidor 3F, potencia inst. (50,150] kVA

Tipo de Servicio:	Trifásico Delta o Estrella Delta: 120/240 y 240/480 Voltios. Estrella: 120/208 y 277/480 Voltios.
Medidor:	Tipo: Electrónico Servicio: Trifásico Delta o Estrella Hilos: 4 Conexión: Tipo Socket, forma 8S/9 S Tensión: 120/480 V. Multirango. Frecuencia: 60 Hz Intensidad: Clase 20 Precisión: 0.5 ANSI Medición: Energía activa y reactiva 4 cuadrantes. Maxímetro: Sí Integrador: Display de 6 dígitos. Comunicación: Puerto óptico IEC 61107 Memoria másica: Sí Tarifas: Multitarifa Modem: No
Propiedad:	a. Si la potencia contratada es <100 kW, la Empresa proporciona el medidor y será propietaria. b. Si la potencia contratada es ≥100 kW, la Empresa proporciona el medidor y el cliente es el propietario este debe abonar el costo del mismo a la Empresa.
Observaciones:	1. La caja para medidor socket clase 20 debe poseer regletero precintable para comprobación. 2. Debe poseer tierra física independiente de la fuente (su resistencia debe ser ≤ 8 ohmios) 3. La instalación del equipo de medida debe hacerse al límite de la propiedad. 4. Sólo se acepta una medida por suministro. 5. Fusible a instalar en MT debe ser de 10 A. 6. La acometida debe ser aérea y acorde a la potencia del centro de transformación. La longitud máxima permitida es de 40 m medidos desde el centro de transformación hasta el punto de ubicación del medidor. 7. La caja/armario para los transformadores de intensidad debe quedar protegida de la intemperie.

Selección de relación de transformación de corriente:

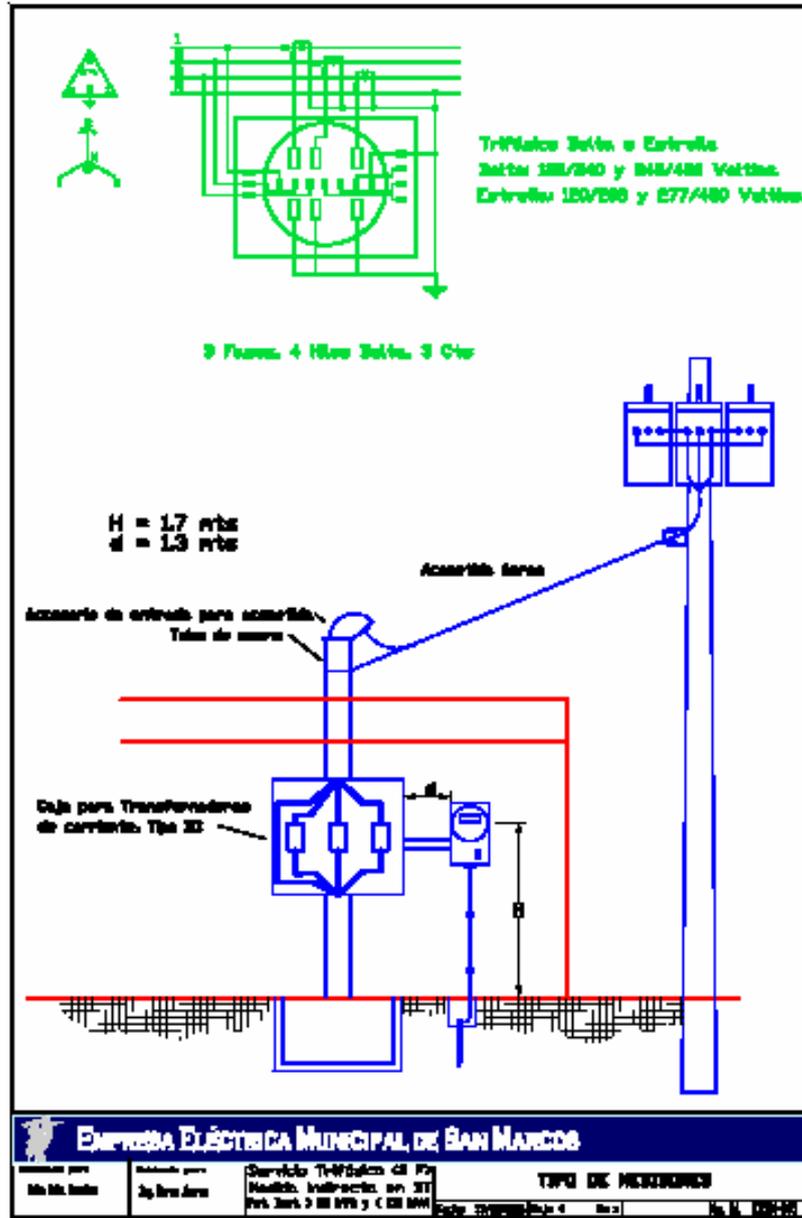
Tabla LVI. Relación de transformación, de corriente medidor, potencia instalada (50,150] kVA

<i>Tipo de transformador</i>	<i>TOROIDAL</i>			
<i>Relación</i>	<i>Protección a utilizar en BT por el cliente (Imax. del Flip-on)</i>	<i>Potencia máx. a contratar (kW)</i>	<i>Potencia min. a contratar (kW)</i>	<i>Potencia Instalada</i>
200/5	200 A	80	40	Menor a 100 kVA
300/5	300 A	120	80	Entre 100 y 150kVA

Tabla LVII. Código decolores para tensión y corriente

<i>ROJO</i>	<i>FASE 1</i>
<i>AMARILLO</i>	<i>FASE 2</i>
<i>AZUL</i>	<i>FASE 3</i>
<i>VERDE</i>	<i>NEUTRO O TIERRA</i>

Figura 41. Medidor 3F, potencia inst. (50,150] kVA



G-4 Potencia Instalada mayor a 150 kVA

Tabla LVIII. Descripción medidor 3F, potencia instalada mayor de 150 kVA

Tipo de Servicio:	Trifásico Estrella
Tipo de Medición:	Medida indirecta en Media Tensión.
Medidor:	Tipo: Electrónico Servicio: Trifásico Delta o Estrella Hilos: 4 Conexión: Tipo Socket, forma 8S/9 S Tensión: 120/480 V. Multirango. Frecuencia: 60 Hz Intensidad: Clase 20 Precisión: 0.5 ANSI Medición: Energía activa y reactiva 4 cuadrantes. Maxímetro: Sí Integrador: Display de 6 dígitos. Comunicación: Puerto óptico IEC 61107 Memoria másica: Sí Tarifas: Multitarifa Modem: Si
Propiedad:	a. Todo el equipo de medida es propiedad del cliente. b. El medidor será proporcionado por la Empresa y lo cobrará al cliente.
Observaciones:	1. Caja para medidor socket clase 20 debe tener un regletero precintable para comprobación. 2. La medición debe poseer tierra física independiente de la fuente (su resistencia debe ser ≤ 8 ohmios) 3. La medición debe montarse sobre una estructura ubicada al límite o fuera de la propiedad del cliente. 4. Sólo se acepta una medida por suministro. 5. Todo proyecto de instalación de equipo de medida debe adjuntar los siguientes documentos: Estudio de carga, características de los equipos de medida, planos de ubicación y de diseño de la medida. 6. En la base de la estructura que soporta la medida, se debe colocar una capa de pedrín de 10 cm de espesor sobre la superficie del suelo para evitar el crecimiento de vegetación.

Selección de relación de transformadores de medida.

Tabla LIX. Relación de transformación, medidor 3F, potencia instalada mayor de 150 kVA

Potencia Instalada (kVA)		De	150	201	301	501	751	
		a	200	300	500	750	1000	
Mínima potencia a contratar (kW)			120	160	240	400	600	
Máxima potencia a contratar (kW)			160	240	400	600	800	
Selección de la relación de transformación	Tensión nominal de la Red kV	13.8	T.T.	7200/120				
				25 VA Clase 0.5				
		T.I.	10/5	15/5	20/5	30/5	40/5	
			25 VA Clase 0.5					
	FUSIBLE	10	15	20	30	40		
	34.5	T.T.	20125/115					
			25 VA Clase 0.5					
		T.I.	5/5	5/5	10/5	15/5	20/5	
		25 VA Clase 0.5						
FUSIBLE	10	10	10	15	25			

T.I = Transformador de Intensidad. T.T = Transformador de Corriente.

Figura 42. Medidor 3F, potencia instalada mayor de 150 kVA

