



100
2^{es.}

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"CUAUTITLAN"

"TRABAJO REALIZADO EN LA
MEDICION DE ENERGIA ELECTRICA
DE LA ZONA TUXTLA DE C.F.E."

M E M O R I A
DE DESEMPEÑO PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO
ELECTRICISTA

PRESENTA

Raúl Rivas Borges

ASESOR

Ing. Esteban Corona Escamilla

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEXICO.

JULIO DE 1998.

264538



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

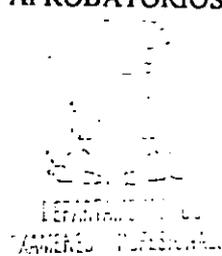


UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES CUAUTITLAN

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS



DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN
PRESENTE

ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la

Memoria de Desempeño Profesional: "Trabajo realizado en la medición de energía eléctrica de la Zona Tuxtla de C.F.E."

que presenta el pasante: Rivas Borges Raúl
con número de cuenta: 7227380-5 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista.

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

A T E N T A M E N T E.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 9 de Junio de 199 8

PRESIDENTE Ing. Juan Contreras Espinosa

VOCAL Ing. Alfonso Rodríguez Contreras

SECRETARIO Ing. Esteban Corona Escamilla

PRIMER SUPLENTE Ing. Oscar Cervantes Torres

SEGUNDO SUPLENTE Ing. Anselmo Angoa Torres

(Firma)
(Firma)
(Firma)
(Firma)
(Firma)

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Que me brindó la oportunidad de superarme con una formación profesional.

- Al Ing. Esteban Corona Escamilla:

Por su apoyo y contribución para la realización de este trabajo.

DEDICATORIAS

- En memoria de mis padres:

Yolanda Borges Torres (q.e.p.d.)
Raúl Rivas Gómez (q.e.p.d.)

Que con su esfuerzo, cariño y orientación fueron los iniciadores de este trabajo.

- Con amor y cariño a mi esposa e hijos:

Ruth Gen Márquez
Raúl, Ana Ruth y
R. Alberto.

- A mi hermana y sobrina:

Ma. Luisa y Karla.
con Afecto.

- A mi abuelo:

Moisés Borges Escobar (q.e.p.d.)
con Respeto.

INDICE

PRESENTACIÓN

ANTECEDENTES DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I.- Desempeño profesional en el periodo de Agosto a Diciembre de 1994.

I.1.- Cambio de adscripción.

I.2.- Pérdidas de energía eléctrica.

I.3.- Programa de pruebas a servicios de facturación importante.

I.4.- Recuperación de ajustes generados en los Programas de Pruebas de 1993 y 1994.

I.5.- Abatimiento de 6,200 servicios directos (sin wathorímetro) en la zona.

CAPITULO II.- Desempeño profesional en 1995.

II.1.- Tiempo promedio de conexión.

II.2.- Estudios realizados para la determinación de las pérdidas eléctricas en la zona.

II.3.- Programa de pruebas en Baja Tensión.

II.4.- 2° Torneo divisional de productividad para el personal de campo.

CAPITULO III.- Desempeño profesional en 1996.

III.1.- Nueva Estructura Tarifaria en usuarios de Media Tensión.

III.2.- Uso racional de la energía..

III.3.- El horario de Verano como opción de ahorro de energía eléctrica.

III.4.- Programa de Calidad a la Facturación.

CAPITULO IV.- Desempeño profesional en 1997.

IV.1.- Estándares de Calidad.

IV.2.- Resultados obtenidos con los medidores tipo Quantum y Alfa.

Conclusiones.

Presentación

La exposición de este trabajo, consta de 4 capítulos que contienen diferentes actividades laborales que se desarrollan en un departamento de medición y servicios de la Comisión Federal de Electricidad, que comprende el periodo de Agosto de 1994 a Marzo de 1997, tiempo durante el cual he ocupado la Jefatura de dicho departamento en la zona Tuxtla.

En este periodo específico de trabajo se relatarán algunos de los acontecimientos de mayor relevancia e interés, con el objeto de no elaborar una narración muy extensa; detallando las experiencias adquiridas ya sea como testigo o protagonista.

El capítulo 1 contiene los antecedentes de mi cambio de adscripción de la zona san Cristóbal a la zona Tuxtla y las actividades que representaban mayor problema de rezago, que por su importancia requerían de una especial y prioritaria atención, así como el tratamiento brindado y los resultados obtenidos a fines de 1994.

En lo que concierne a pérdidas de energía eléctrica, se comentarán los trabajos realizados para encontrar el valor real de este índice, y las acciones realizadas para abatir el rezago en la recuperación de ajustes de los programas 1993/94, así como los resultados al término del programa de pruebas a servicios de facturación importante.

Por último se hace mención de las estrategias tomadas para lograr instalar medición a los servicios directos existentes en la zona.

En el capítulo II se presentan los valores de tiempo promedio de conexión a nuevos servicios tanto a nivel zona como a nivel de agencias comerciales, y las acciones que se debían programar para su reducción.

Relativo a las pérdidas eléctricas, se mostraran los resultados del análisis hecho y las propuestas para su disminución, comentando los criterios tomados para la elaboración del programa de pruebas en baja tensión, incluyendo las experiencias del 2o torneo para la productividad del personal de campo.

Capítulo III, en esta sección se exponen las nuevas disposiciones tarifarias así como las modificaciones que empezaron a realizarse en 1996 a los equipos de pulsos por este motivo, platicando las experiencias del congreso nacional para el uso racional de la energía, así como las acciones aplicadas por el nuevo horario de verano, que fue implementado este año, y los avances existentes en la calidad a la facturación.

Capítulo IV, en esta sección de la memoria que abarca los tres primeros meses de 1997 se comentarán los estándares de calidad implantados en la zona para brindar una mejor atención al consumidor, relatando por último las experiencias obtenidas con los medidores multifunción tipo Quantum y Alfa.

Antecedentes de la Energía Eléctrica en México

Los inicios de la electrificación en México se remontan al año de 1879, cuando se instaló la primera planta generadora de energía eléctrica con capacidad de 1.8 KW, la cual dio servicio a una fábrica de hilados y tejidos en León, Guanajuato, introducida por Hyser y Portillo, siendo su uso totalmente particular

Para el año de 1881 apareció como servicio público en la ciudad de México, cuando la compañía Siemens y Halske instaló las primeras 40 lámparas de arco (sistema Brush), que llegarían a desplazar en 1890 el alumbrado público a base de aceite de nabo, que estuvo en servicio un siglo. En ese año la compañía mexicana de gas y luz eléctrica se hizo cargo del alumbrado público y residencial en la ciudad de México.

En 1882 don Carlos Pacheco, Ministro de Porfirio Díaz, obtiene la primacía como usuario de la energía eléctrica para suministro particular en la ciudad de México, en su mansión de la calle Humbolt número 5, teniendo por carga 70 lámparas de 16 bujías.

Para 1889 en el mineral de Batopilas, Chihuahua, Alejandro R. Shepard acopló a los molinos de trituración, 2 generadores movidos por turbinas hidroeléctricas con capacidad de 22 a 38 kw, siendo la primera hidroeléctrica instalada en el país. Durante 1895 el francés Arnold Vequié adquiere la concesión para aprovechar los recursos hidráulicos del río de Necaxa, pero más tarde los transfirió a la Mexican Light and Power Co., fundándose la compañía explotadora de las fuerzas hidroeléctricas de San Ildefonso S.A., propiedad de Ernesto Pugibet.

En 1896 la compañía Siemens y Halske instalan la planta termoeléctrica de Nonoalco, en el Distrito Federal.

Para el año 1900 existían en el país 177 plantas de energía eléctrica, destinadas para la producción de diversos artículos, siendo las más utilizadas para :

- *Fabricación de hilados y tejidos*
- *molinos*
- *Fábrica textil*
- *Minería*
- *Fábrica de Papel*
- *Fábrica de Yute*
- *Fábrica de sombreros*
- *uso cuprífero*

Los excedentes de la energía que producían era un lucro adicional para las empresas propietarias de plantas eléctricas, la cual vendían a negociantes que no contaban con un capital suficiente para comprar un generador propio, o para servicios municipales de alumbrado, debido a que ya se contaba con 528 focos en la ciudad de México y alumbrados de residencias particulares.

El crecimiento eléctrico en la nación únicamente se vio frenado durante la revolución, volviéndose a reactivar hasta 1917 con las nuevas legislaciones. Sin embargo, las compañías generadoras siguieron en manos de los capitales extranjeros, siendo su principal destino el comercial.

Hasta el año de 1933 el Congreso de la Unión autoriza al Ejecutivo Federal para constituir la C.F.E. y el 29 de diciembre del mismo año, el presidente Abelardo L. Rodríguez expide el decreto que pone las bases para la posterior creación de la C.F.E., precisando que “tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro con la finalidad de obtener un costo mínimo, y la mayor eficiencia posible en beneficio de los intereses generales”, publicado en el diario oficial del 20 de enero de 1934.

El 30 de diciembre de 1936 se expide el decreto por el cual el H. Congreso de la Unión, concede al Ejecutivo Federal facultades extraordinarias para legislar en materia de Industria Eléctrica; contándose ya con este decreto y con las facultades otorgadas al Ejecutivo Federal, el 12 de febrero de 1937 se crea el acuerdo que ordena la creación inmediata de la Comisión Federal de Electricidad, publicándose en el diario oficial del 2 de marzo de 1937, mismo que fue modificado el 15 de abril del mismo año, en su base primera del decreto original para la Constitución misma.

Con fecha 14 de agosto de 1937, desde Mérida, Yucatán, el Presidente General Lázaro Cárdenas del Río con base a las facultades que le concedió el Congreso de la Unión, para legislar en materia de industria eléctrica y con fundamento en el decreto que autoriza la creación de la C.F.E., promulga la ley que la ratifica y consolida, publicada en el diario oficial del 24 de agosto de 1937, con el objeto de lograr una mayor unidad de acción y rapidez en la planeación y ejecución de las obras correspondientes al sector eléctrico.

La C.F.E. es un organismo oficial descentralizado, acordándose también que la Secretaría de la Economía Nacional procediera a organizar la C.F.E. estableciendo sus bases y programas de trabajo.

Con estos sucesos se inicia la historia de este organismo, cuyos comienzos fueron modestos, con una partida inicial de 50,000 pesos anuales, dentro del presupuesto de la secretaria de la economía nacional.

En forma provisional tanto el Vocal Ejecutivo, Ing. Carlos Ramírez Ulloa, y el Secretario, Ing. Héctor Martínez D´meza, despacharon en la secretaria particular de la subsecretaría de la economía nacional, siendo sus primeras oficinas un despacho alquilado de 6 x 4

metros, en la Av. 20 de noviembre número 35 - 206, en la ciudad de México. Instalándose posteriormente en tres habitaciones de una casa del callejón de 5 de mayo; y desde éste lugar se empezaron a planear y dirigir las primeras obras para el suministro de energía eléctrica en diferentes partes de la República, siendo algunas de las primeras las que a continuación se relacionan en forma cronológica :

En 1938 entra la primera planta instalada por la C.F.E., "la Teloloapan" en Teloloapan, Guerrero, tipo combustión interna de 64 kw. En este mismo año se inicia la construcción de la hidroeléctrica XIA, en Chicomezuchil, Oaxaca y que se terminó el 9 de noviembre de 1939, siendo la primera hidroeléctrica construida por C.F.E. y que alumbró parte de la sierra, incluyendo Guelatao, cuna de Benito Juárez, fue también la que generó el primer KWH hidráulico. En el mismo año de 1938, también se inició la primera obra relevante, la construcción de la planta hidroeléctrica Ixtapantongo en el estado de México, para el aprovechamiento del río Tilostoc, y que posteriormente formaría parte del sistema hidroeléctrico Miguel Alemán, el cual constituyó la más importante realización de C.F.E. en su arranque. Esta planta fue notable debido al ingenioso y técnicamente inobjetable aprovechamiento del agua empleando turbinas Francis para una caída de 318 mts., fuera de lo común en su época.

Otras obras importantes al inicio de C.F.E. fueron:

<i>AÑO</i>	<i>TIPO</i>	<i>N O M B R E</i>	<i>LOCALIZACIÓN</i>
1940	Hidroeléctrica	Bartolinas	Talambaro, Michoacán
1941	Hidroeléctrica	Jumatán	Tepic, Nayarit
1941	Termoeléctrica	Mérida	Yucatán (no construida por CFE)
1942	Hidroeléctrica	Caracuaro	Caracuaro, Michoacán
1942	Hidroeléctrica	Granados	Villamar, Michoacán
1943	Hidroeléctrica	Cointzio	Morelia Michoacán

Otros sucesos importantes como consecuencia de la creación de la C.F.E. fue la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica que fue publicada en el diario oficial del 11 de febrero de 1939. También al contarse con varios cientos de trabajadores, quienes fueron incorporados al disfrute de prestaciones que otorgaba el estatuto jurídico de los trabajadores del estado por acuerdo del presidente General Lázaro Cárdenas, naciendo así el primer Sindicato Nacional de Electricistas hoy SUTERM.

En 1952 se empezaron a constituir las juntas estatales de electrificación, con la participación de C.F.E., gobiernos locales y medios rurales, cuya actividad sería la de intervenir y resolver cuando procediera en las actividades de electrificación que emprendieran instituciones oficiales, semioficiales o particulares.

En este mismo año el presidente Miguel Alemán expide el reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas Eléctricas y Gas, publicado en el diario oficial del 2 de octubre de 1952.

La institución continuó creciendo y en 1960 la C.F.E. tenía el 54% de la capacidad instalada en el país para el servicio público de energía eléctrica.

Al principio C.F.E. vendía el fluido a empresas privadas y que estas revendían; sin embargo, ya C.F.E. distribuía a su mercado aproximadamente de un 25% del total generado.

Con las negociaciones financieras iniciadas en abril de 1960, se inicia la nacionalización de la industria eléctrica, con la compra de empresas que tenían a su cargo el suministro de energía eléctrica, al adquirir el gobierno en 52 millones de dólares el 90% de las acciones de la Mexican Light and Power Co (Compañía Mexicana de Luz y Fuerza), se comprometió a saldar los pasivos de esa empresa, que eran de 78 millones de dólares, pasando a su poder las acciones de la American and Foreign Power Co (Impulsora de Empresas Eléctricas), mediante el pago de 70 millones de dólares.

Después de cerrar las operaciones comprometieron a las empresas a invertir en México el dinero recibido, evitando así una excesiva exportación de divisas. Con la compra de la compañía mexicana de luz y fuerza motriz y sus filiales, adquirió 19 plantas generadoras que atendían al Distrito Federal, Puebla, Estado de México, Michoacán, Morelos e Hidalgo.

El sistema de generación y distribución de esta empresa pasó totalmente a ser dominio de la nación, igualmente la impulsora de empresas eléctricas, quedando organizada en 6 divisiones. A fines e 1960 una vez que adquirió el estado mexicano los bienes de las empresas afiliadas a la compañía impulsora, así como la mayoría de acciones de la compañía mexicana de luz y fuerza y subsidiarias, el sector eléctrico empezó a desarrollar un intenso trabajo de integración y organización, al iniciarse esta etapa de integración se tenían las siguientes capacidades de operación :

C.F.E.	1 485,000 kw
CIA.LUZ Y FUERZA	586,000 kw
CIA.IMPULSORA	<u>337,000 kw</u>
TOTAL NACIONAL	2 408,000 kw

El presidente Adolfo López Mateos en su informe del 1° de septiembre de 1960, relató los pasos para llegar a la nacionalización de la industria eléctrica y anunció que "como culminación de este proceso de reivindicación, inspirado en el más puro patriotismo, promoveré la adición del artículo 27 Constitucional para que, como en el caso de los

combustibles señalados en el párrafo sexto de este precepto, no se otorguen concesiones a particulares para la prestación del servicio público de Energía eléctrica”.

A partir de estos sucesos el crecimiento de la C.F.E. ha sido constante en todo el país, bajo la dirección de una empresa Mexicana, alcanzando en 1994 los siguientes valores de potencia instalada en (MW) y generaciones anuales de energía eléctrica por tipo de planta, con la cual se proporcionaba servicio a un total de 14'796,842 consumidores, distribuidos en el país, con las siguientes tarifas :

<u>TARIFAS</u>	<u>TIPO DE SERVICIO</u>	<u>USUARIOS</u>
01	Doméstico	6,206,394
1A	Doméstico con temp. mínima en verano de 25° c.	2,290,838
1B	Doméstico con temp. mínima en verano de 28° c.	2,598,364
1C	Doméstico con temp. mínima en verano de 30° c.	1,312,563
1D	Doméstico con temp. mínima en verano de 31° c.	2,166,514
02	Servicio general hasta 25 kw de demanda	6,659
03	Servicio general con demanda superior a 25 kw	799
05	Alumbrado público (D.F. Guadalajara, Monterrey)	4,010
5A	Alumbrado público (resto del país)	51,374
06	Bombeo de aguas potables o negras Serv. público	19,539
07	Temporal	411
09	Bombeo de aguas para riego agrícola	79,452
OM	Ordinaria general media tensión de 1000 kw o más	58,693
HM	Horaria general media tensión arriba de 1000 kw	911
HS	Horaria general alta tensión nivel subtransmisión	190
HSL	Horaria gral. alta tensión nivel subtransmisión larga duración	100 10
HT	Horaria general alta tensión nivel transmisión	21
HTL	Horaria general alta tensión nivel transmisión larga duración	

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

POTENCIA REAL INSTALADA / GENERACION ANUAL

	MW	PARTICIPACION	GWH	PARTICIPACION
HIDROELECTRICAS	8848	28.74%	19058	14.79%
TERMOELECTRICAS	21928	71.24%	109752	85.20%
VAPOR	13050	42.40%	71535	55.53%
CICLO COMBINADO	1898	6.16%	8861	6.87%
TURBOGAS.	1403	4.55%	347	0.26%
COMBUSTION INTERNA	149	0.48%	240	0.18%
GEOTERMoeLECTRICA	753	2.44%	5374	4.17%
DUAL	2100	6.82%	7207	5.59%
CARBOELECTRICA	1900	6.17%	12126	9.41%
NUCLEOELECTRICA	675	2.19%	4062	3.15%
EOLOELECTRICA	2	0.00%	4	0.00%
TOTAL	30778	100%	128814	100%

Introducción

Para la prestación del servicio eléctrico la C.F.E. ha estructurado 13 divisiones de distribución en el país, las cuales se encuentran formadas por diferentes zonas de trabajo cuyo número variará en función de las requeridas para brindar un servicio adecuado. Contando estas a su vez con diferentes agencias comerciales y subagencias para el cobro de la energía vendida.

En nuestro caso, el trabajo se desarrolla en la zona Tuxtla dependiente de la división de distribución sureste cuya área de responsabilidad comprende los estados de Oaxaca, Chiapas y Tabasco, estando conformado el estado de Chiapas por tres zonas de distribución las cuales son : zona Tuxtla, zona San Cristóbal y zona Tapachula, teniéndose los siguientes datos básicos en la estructura de la zona Tuxtla :

• Extensión	33530 KM ²
• Número de usuarios	260767
• Kilómetros de línea (13.8 kv.)	5487 KM.
• Número de subestaciones	13
• Agencias comerciales	14
• Servicios con tarifa horaria	16
• Demanda máxima	192 MW

Siendo una de las actividades importantes realizar una correcta medición de la energía eléctrica dentro de sus diferentes procesos, con el objeto de poder contar con la información confiable que no únicamente nos permita sacar los balances internos, sino que nos ayude a tomar decisiones adecuadas en la planeación de diferentes obras de infraestructura con las cuales se pueda proporcionar un servicio continuo y de calidad, así como evaluar el crecimiento anual de la demanda en usuarios y poder realizar los presupuestos de inversiones para la compra de equipos de medición necesarios en su comercialización.

En este último punto se debe contemplar la adquisición de Watthorímetros, Varhorímetros, y Wathhorímetros con registro de demanda máxima, en sus diferentes capacidades de corriente, voltaje y número de fases que con una correcta calibración nos permita asegurar la registración correcta de la energía entregada en el proceso de facturación con los diferentes usuarios que se tienen contratados en las tarifas vigentes, ya que ésto adquiere una importancia relevante al depender de ésta situación se generen posibles daños económicos a los consumidores o empresa suministradora, en caso de no realizarse correctamente.

La ejecución de los programas de pruebas a servicios, nos permite detectar y corregir oportunamente los daños en los equipos de medición, además de que con el uso de las tarifas horarias en los usuarios grandes, se han obtenido beneficios como:

- a) La posibilidad de disminuir los costos de consumo y demanda por parte del usuario.*
- b) Disminuir gastos de infraestructura para la C.F.E.*
- c) Contar con equipos de medición en estado sólido con un menor porcentaje de error.*
- d) Aprovechar las plantas generadoras en horarios fuera de la demanda máxima.*
- e) Acercamiento entre la empresa y los consumidores.*

En este último punto, el motivo del acercamiento se ha debido a las reuniones que se han hecho con estos usuarios para darles a conocer los beneficios económicos que podrían obtener al reducir sus actividades dentro del horario de punta y trasladarlos preferentemente a los periodos de base e intermedio, así como darles a conocer la secuencia de parámetros eléctricos que se muestran en el display de los medidores lo cual les ayudaría a llevar sus controles internos.

Con la implantación del horario de verano en nuestro país, se había calculado un ahorro anual de 1300 millones de KWH y una reducción en la demanda de 529 MW, situaciones que hubo necesidad de dar a conocer dentro de la empresa, siendo valores que posteriormente serían confirmados.

Referente a los trabajos para la reducción de pérdidas eléctricas, este valor representa uno de los de mayor relevancia, el cual se controla a nivel zonas, siendo importante su continua disminución con trabajos específicos que contemplen las consideradas técnicas y no técnicas, así como su clasificación por niveles de voltaje para poder visualizar las causas que tienen mayor aportación al problema de pérdidas.

Por último, en la memoria se incluyen algunos programas que tienen por objeto, independientemente del beneficio económico que pudiera tener la institución, crear una mejor imagen de la C.F.E., ya que en su desarrollo se tiene contacto directo con el público, que en su mayoría son consumidores pertenecientes a las tarifas domésticas y comerciales.

C. F. E.

DIVISIÓN SURESTE - ZONA TUXTLA AGENCIAS INTEGRANTES DE LA ZONA

	N O M B R E	CLAVE
1	Tuxtla poniente	A
2	Chiapa de Corzo	B
3	La Garza	C
4	Benito Juárez	D
5	Ocozocoautla	E
6	Suchiapa	F
7	Tuxtla centro	G
8	Villaflores	H
9	Soyaló	J
10	Copainalá	K
11	Pichucalco	L1
12	Reforma	L2
13	Cintalapa	P
14	Ortíz Rubio	S
15	Mal paso	T
16	Simojovel	U

I.- DESEMPEÑO PROFESIONAL 1994.

I.1 Cambio de Adscripción

A inicios del mes de agosto de 1994, se me ofreció ocupar la Jefatura del Departamento de Medición y Servicios de la zona Tuxtla, debido a que ésta quedaría vacante, lo cual representaba la oportunidad de regresar a una capital de estado, donde se tenían diferentes problemáticas que atender, así como salir de la ciudad de San Cristóbal de las Casas, pensando en una mayor seguridad de la familia.

Al aceptar el movimiento, se me indicó que como última actividad en la zona San Cristóbal, realizara una guardia de aproximadamente 12 horas, previas a las elecciones presidenciales que se llevarían a cabo en ese año, la cual transcurrió sin novedades relevantes.

Lo anterior también representaba la conclusión de ocho meses de trabajo, que se habían caracterizado por una serie de variantes a los esquemas tradicionales de trabajo, apoyo a la milicia y a diferentes organizaciones; todo esto provocado por el levantamiento armado en el estado de Chiapas, situación que nos hizo vivir en condiciones diferentes a las que habíamos tenido en la C.F.E. como era la de brindar el servicio de energía eléctrica bajo un ambiente de este tipo.

Dentro de las acciones prioritarias a desarrollar en la nueva zona, se me había instruido darle una atención especial a los siguientes conceptos:

- *Pérdidas de Energía eléctrica*
- *Término del Programa de Pruebas a Servicios de Facturación Importante*
- *Recuperación de ajustes generados en los programas de inspección de 1993 y 1994.*
- *Abatimiento de 6,200 servicios directos en la zona.*

teniendo que corregir el índice de pérdidas en forma inmediata, presentando un informe de lo detectado, así como cerrar los programas de pruebas y recuperación de ajustes, a más tardar en diciembre del mismo año.

Relativo a los trabajos de abatimiento a los 6,200 usuarios directos, se realizarían vía contratismo con el objeto de darle mayor celeridad a este trabajo.

1.2 Pérdidas de Energía eléctrica

A Fines de 1994 la zona Tuxtla presentaba en su índice de pérdidas un valor porcentual del 13.32 % con una energía perdida de 85039 MWH, valores correspondientes al mes de agosto de 1994, siendo una de mis primeras misiones en la Zona, checar los motivos que originaban éste valor, así como implantar acciones que nos permitieran ir reduciendo éste indicador.

El comportamiento mensual que se había tenido durante 1994, mostraba un incremento en las pérdidas a partir del mes de febrero, lo que hacia necesario se hiciera una revisión sobre las posibles causas que pudieran haber influido.

Debido a que éste valor esta en función de la diferencia entre los conceptos de "Energía Recibida" y "Energía Entregada", era necesario revisar el estado de todos los equipos de medición que registraban mensualmente la energía recibida en la zona por parte de las áreas que la alimentaban, así como verificar, dentro del concepto de Energía Entregada las ventas en KWH hechas en el transcurso del año.

Los puntos de entrega y recepción de energía que se tenían considerados en la zona, eran 27, de los cuales 17 correspondían a la RTTSE, 4 a GENERACIÓN y los 6 restantes a intercambios con las zonas SAN CRISTÓBAL y VHSA.

Siendo importante ratificar en todos ellos su correcto funcionamiento para poder confirmar el correcto valor de la energía que se estaba recibiendo y descartarlos como posibles causas de un valor erróneo del índice de pérdidas.

En todos estos puntos existían equipos de medición en Consumo (KWH), Demanda (KW) y Reactivos (KVARH), alimentados en todos los casos por transformadores de instrumento (TP'S) y (TC'S); siendo importante dentro de las revisiones realizar pruebas de :

- Transformadores de Instrumento.
- Verificación de RTC y RTP
- Faséo
- Corroboración de los Multiplicadores.
- Prueba instantánea para determinar los KW y KVAR.

Al término de dos semanas finalizando el mes de octubre, se tenían los resultados de las pruebas efectuadas a todos los equipos, encontrando que todos se hallaban trabajando en forma correcta, lo cual nos indicaba que los valores de energía recibida en la zona eran correctos.

La otra parte que se estaba revisando en coordinación con el Departamento Comercial, eran las ventas realizadas en el transcurso de 1994, para comprobar que toda la energía vendida se había tomado en cuenta, y no existieran omisiones de ciclos de facturación, esta actividad era totalmente administrativa y consistía, básicamente, en revisar agencia por agencia mensualmente desde enero de 1994, la oportuna y total comercialización de sus ciclos conciliándolos con sus pólizas respectivas donde se detallaría la energía vendida en KWH y número de usuarios.

Para lo anterior se seleccionaron a dos ingenieros del Programa de Pruebas en Baja Tensión, para abocarse a esta revisión en el Departamento Comercial.

De la revisión hecha a las pólizas emitidas en forma mensual, se concluyó que se tenía cuantificado en el departamento comercial el total de la energía vendida en el año, siendo mínimas las diferencias con lo programado. Sin embargo, la diferencia entre los valores oficiales de oficinas divisionales y los de zona era de 4,620 MWH, situación que podría estar impactando en el índice en un 0.8 %.

En la subgerencia comercial divisional nos confirmaban que la cifra que tenían correspondía a lo que les habíamos informado, no siendo posible su modificación hasta que se localizaran y especificaran las causas de la diferencia en caso de encontrarse.

COMPARATIVO EN CIFRAS DE ENERGÍA VENDIDA EN MWH A OCTUBRE DE 1994

MES	VENTAS DIVISIONALES MWH	VENTAS EN ZONA MWH
ENERO	46560	46620
FEBRERO	36426	36766
MARZO	39589	40928
ABRIL	41761	42586
MAYO	47260	47863
JUNIO	44796	45128
JULIO	46840	47120
AGOSTO	50520	50732
SEPTIEMBRE	49796	50112
OCTUBRE	46793	47106
TOTAL	450341	454961
DIFERENCIA		4620

Esta diferencia en menos por parte de la División, provocaba un incremento en el índice de pérdidas del 0.8 %, al no estarse cuantificando 4620 MWH vendidos.

Al tener confirmada, de nuestra parte, la energía vendida durante 1994 en el Área Comercial, quedaba únicamente pendiente la Administración de Zona por visitar para validar estos valores.

Al presentarme en la administración y exponerle el motivo de mi visita, el administrador me respondió que los problemas relacionados a las pérdidas de energía eléctrica no se corregían en ese lugar, ya que ellos simplemente capturaban la información que se les enviaba de los diferentes departamentos sugiriendome ir a otro lugar.

No pudiendo en ese momento insistir sobre esta problemática, por no conocer que tipo de documentación nos podría ayudar, opté por retirarme y acudir a otra oficina a recabar más información.

Lo anterior provocó que acudiera al Superintendente de Zona para exponerle mi inquietud, respecto a la revisión que pretendía realizar en la Administración sobre documentos que estuvieran relacionados con los valores que amparan la energía vendida, como última opción para la aclaración de estas diferencias, solicitando inmediatamente se presentara el contador de zona, a quien después de platicarle nuestro interés nos comentó que todos los días llegaban pólizas del área Comercial que amparaban: cantidad de usuarios, ventas en pesos, y relacionado a que se especificara también la energía vendida en KWH, sería cosa de confirmar revisando algunas pólizas conjuntamente ya que él no sabía si venía.

Al revisar las pólizas contables cargadas en su sistema de contabilidad "SICG", se pudo detectar que la mayoría si especificaba los datos de KWH vendidos, pero en algunos casos se había omitido este dato, y en otros su valor era erróneo, al no saber el capturista su significado.

Debido a lo anterior se realizó el análisis completo del año, que arrojó los 4620 KWH faltantes para poder elaborar nuevamente las pólizas con los datos correctos y de esta forma ser enviados a la Subgerencia Comercial para su reconsideración, lo que impactó en una reducción del 0.7% en el índice de pérdidas.

El haber analizado este problema de pérdidas en la zona Tuxtla, cuyo error nunca se pensó que sería encontrado en el área contable por la omisión y mal llenado de algunas pólizas, hizo necesario que en forma semanal se hicieran revisiones entre los jefes de

Departamento Comercial, Medición y Administración de Zona, con el objeto de ir evaluando :

- *La facturación correcta de todos los ciclos en las agencias.*
- *Conciliación entre los valores de pólizas comerciales-contables.*
- *Beneficio*

Con estas reuniones se pudo mejorar el control de este proceso, lo cual nos permitiría tener valores reales de pérdidas, apoyándose en un programa especial para la determinación de usuarios, ventas y productos por agencia y tarifa, independientemente de conocer su responsabilidad en el problema de pérdidas de energía eléctrica, cerrando en diciembre/94 con un índice de 13,19 % y una energía perdida de 86106 MWH.

Esta corrección del valor del índice de pérdidas nos permitiría llevar a cabo, durante 1995, el estudio de su comportamiento y el plan de acciones para su reducción sobre datos mas reales.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE
BALANCE DE ENERGIA

ZONA TUXTLA

MES	E. RECIBIDA		E. RECIBIDA		E. ENTREGADA		E. ENTREGADA		PERDIDAS	% PERD		AÑO: 1994
	MENSUAL	AÑO MOVIL	MENSUAL	AÑO MOVIL	MENSUAL	AÑO MOVIL	CON T-HS	SIN T-HS				
ENE	49,315,415	624,659,399	47,722,523	545,907,480	79,051,919	12.66	12.66	12.66	12.66			
FEB	48,718,364	626,864,719	37,541,831	531,203,886	95,660,833	15.26	15.26	15.26	15.26			
MAR	55,262,049	631,881,409	42,410,895	531,253,785	100,627,624	15.93	15.93	15.93	15.93			
ABR	54,035,194	635,480,019	44,079,732	527,574,072	107,905,947	16.98	16.98	16.98	16.98			
MAY	53,034,993	634,288,226	49,036,159	537,409,087	96,879,139	15.27	15.27	15.27	15.27			
JUN	56,492,642	634,448,079	46,097,670	534,966,633	99,481,446	15.68	15.68	15.68	15.68			
JUL	54,689,897	636,386,536	48,238,570	550,725,246	85,661,290	13.46	13.46	13.46	13.46			
AGO	55,035,894	638,255,980	51,800,414	553,216,119	85,039,861	13.32	13.32	13.32	13.32			
SEP	54,095,116	638,645,267	51,021,071	559,702,979	78,942,288	12.36	12.36	12.36	12.36			
OCT	60,070,491	643,967,113	48,122,535	565,534,922	78,432,191	12.18	12.18	12.18	12.18			
NOV	55,470,785	649,420,595	51,363,422	577,244,917	72,175,678	11.11	11.11	11.11	11.11			
DIC	56,728,801	652,949,641	49,408,196	566,843,018	86,106,623	13.19	13.19	13.19	13.19			

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS
 CEDULA DE LECTURAS
 PUNTO DE ENTREGA

CLAVE	MEDIDOR	TIPO	KWH	KW	KVARH
TGU-42010	03744	ACM-3710			
TGU-42020	04063	ACM-3710			
TGD-42010	07615	ACM-3710			
TGD-42020	07668	ACM-3710			
CIN-42010	40739	ACM-3720			
OCZ-42010	40545	ACM-3720			
OCZ-73490	R858C6	OPH-03 KITRON			
JUY-42010	R858C9	OPH-03 KITRON			
BBN-42060	3755	ACM-3710			
MPS-4040	06766	ACM-3710			
PEA-4010	085565	SANGAMO S3DS			
PEA-4010	318053	SANGAMO CYRS			
RFA-42010	328674	SANGAMO CYDP			
RFA-42010	106615	SANGAMO CYRS			
ANG-4010	295723	SANGAMO CYDP			
ANG-4010	264013	SANGAMO CYRP			
VID-5020	L154A1	QUANTUM			
TEA-5010	295786	SANGAMO CYDP			
TEA-5010	858616	SANGAMO CYRP			
IND-42010	580232	WESTINGHOUSE			
LMX-42010	R855C3	OPH-03 KITRON			
BCH-42010	981079	D4S-2M			
BCH-42010	314972	CYRS			
TGN-42010	40696	ACM-3720			
GIA-42010	40561	ACM-3720			
GIA-52010	R858C0	OPH-03 KITRON			
MPS-4020	06803	ACM-3710			
JUY-42010	R858C9	OPH-03 KITRON			
R.ACALA					
R.L.MATEOS					
NVO PEMEX					
R.VHSA					

1.3.- Programa de Pruebas a Servicios de Facturación Importante

En 1994 el consumo de Energía Eléctrica registrado por la C.F.E., se había clasificado para efectos de análisis del mercado eléctrico, en los siguientes sectores :

	TARIFAS
<i>Doméstico</i>	<i>(1, 1A, IB, IC, ID)</i>
<i>Comercial</i>	<i>(2, 3, 7)</i>
<i>Servicios</i>	<i>(5, 6)</i>
<i>Agrícola</i>	<i>(9)</i>
<i>Industrial</i>	<i>(OM, HM, HS, HT)</i>

Que de acuerdo a cifras de ese año, su comportamiento fue el mostrado en el cuadro de participación por sector en el mercado eléctrico de 1994 (pag.23), donde se puede apreciar que del total de usuarios facturados en el 0.39% del sector industrial se consumía más del 50% del total de la energía vendida, lo que hacía importante los "Programas de Pruebas a Usuarios de Facturación Importante" en forma constante, donde por lo menos sean revisados los equipos de medición 2 veces al año por servicio asegurando la venta correcta de este bloque de energía entregada.

Del Programa Anual para la Revisión de los 59,925 usuarios del sector industrial, en cada zona, se estructuran los programas de revisión, donde podrán añadirse usuarios de otros sectores que ha criterio de los departamentos de medición consideren conveniente.

A fines del mes de agosto de 1994, el avance de la zona Tuxtla en las pruebas a estos usuarios era del 77.95 %, teniendo el mayor rezago en los servicios tarifa OM, con 60 servicios.

Lo anterior representaba un avance general del 77.95%, restando 97 servicios pendientes de revisión, lo cual no debía presentar mayor problema, para la conclusión del programa en los 4 meses faltantes del año.

En las dos primeras semanas del mes de Septiembre de 1994, programé un curso para definir las pruebas y datos que se deberían obtener en las pruebas de éste tipo de servicios, con lo que podría ver también la forma en que se estaba trabajando, así como aclarar dudas y generalizar criterios a considerar en el desarrollo del programa.

El personal verificador para estos trabajos era de 8 elementos, de los cuales se tendría que tomar a los dos más capacitados, para tener un mayor avance y confiabilidad en las pruebas de campo. El curso básicamente fue de confirmación de conocimientos en el llenado de la Hoja de Inspección establecida para las pruebas de los equipos de medición que se tienen instalados en usuarios grandes, Siendo importante el llenado de datos y

pruebas hechas para evitar algún error que por lo general en estos casos es motivo de fuertes diferencias económicas.

Los 97 servicios pendientes de revisar clasificados por su tipo de medición instalada era :

TIPO	CANTIDAD DE SERVICIOS
Medidos en alta tensión sistema 3F - 3H	31
Medidos en baja tensión sistema 3F - 4H	26
Medidos con equipo autocontenidos	40
Total	97

resumen que nos ayudaría a llevar el correcto equipo de prueba en cada usuario, así como equipos de repuesto.

Al término del programa, en la segunda semana de noviembre de 1994, el resultado de las pruebas arrojó un total de 28 anomalías, de las cuales 14 requirieron ajuste por anomalías que no permitían el correcto funcionamiento del equipo de medición. Siendo el resumen por anomalías:

Servicios encontrados normales	69
Con demanda dañada	5
Con Varhorímetro frenado	4
Medidor roto	3
Numero de medidor erróneo	7
Medidor con bobina de potencial dañado	1
Equipos quemados	2
Con derivación antes de la medición	3
Medidor intervenido y frenado	3
Total	97

Este resultado fue comentado con el área Comercial, para que en lo sucesivo se disminuyeran a cero estos problemas, y de volverse a presentar cualquier anomalía que afectara la registración normal de los equipos, fuera notificada de inmediato para su corrección, evitando de esta forma cobros desfasados por estas causas.

En este año, a pesar de haber concluido el programa de pruebas se tenía la necesidad de armar el programa de 1995, incluyendo la totalidad de los usuarios considerados en el sector industrial de la zona, añadiendo un programa adicional que contemplara no únicamente la revisión de los servicios contratados, sino también la revisión de transformadores particulares fuera de control.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA

PARTICIPACION POR SECTOR EN EL MERCADO ELECTRICO 1994

SECTOR	VENTAS MWH	%	USUARIOS	%
DOMESTICO	21764	24	14574673	88.29
COMERCIAL	6342	7.02	7869	10.26
SERVICIOS	10189	11.3	74923	0.5
AGRICOLA	6475	7.18	79452	0.56
INDUSTRIAL	45547	50.5	59925	0.39
TOTAL	90317	100	14796842	100

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE
PROGRAMA DE PRUEBAS A SERVICIOS DE FACTURACIONES IMPORTANTES
ZONA TUXTLA

TARIFAS	SERVICIOS				% AVANCE
	EXISTENTES	PROGRAMADOS	REVIZADOS	PENDIENTES	
03	36	36	19	17	52.73
05	74	21	20	1	95.23
06	121	35	16	19	45.71
OM	336	336	276	60	82.14
HM	12	12	12	0	0
TOTAL	579	440	343	97	77.95

INFORMACION QUE DEBE SER CHECADA EN LAS INSPECCIONES A

SERVICIOS DE FACTURACION IMPORTANTE

- 1 Poner una X en el motivo de la visita
- 2 Nombre de la zona
- 3 Agencia a la que corresponde
- 4 Población donde se localiza el servicio
- 5 Nombre del consumidor
- 6 Dirección
- 7 Ciclo - Ruta - Folio - Agencia.
- 8 Número del contrato inicial
- 9 Carga conectada (Facturable)
- 10 Demanda contratada en vigor
- 11 Tarifa
- 12 Número de fases
- 13 Nombre del circuito que lo alimenta
- 14 Capacidad de la subestación particular
- 15 Clave de tensión
- 16 Datos históricos de Kwh, Kw y F.P. (1 año)
- 17 Datos tecnicos de los transformadores particulares
- 18 Factor de carga promedio (1 año)
- 19 Capacidad en HP del motor de máxima capacidad
- 20 Localización de los transformadores particulares
- 21 Existencia y capacidad de capacitores
- 22 Si existe generación propia anotar los Kw máximos
- 23 Números de sellos encontrados de protección
- 24 Después de la revisión visual, poner una X si requiere
- 25 Anotar una X en el tipo de Medición
- 26 Cantidad y marca de los TP'S y TC'S instalados
- 27 Datos de la RTP y RTC
- 28 Fecha de última lectura al servicio
- 29 Proceso de medición de demanda
- 30 Método para medir el F.P.
- 31 Datos de los medidores de Kwh (1, 2, 3)
- 32 Datos de los medidores de Kvarh (5, 6, 7)
- 33 Datos medidor de demanda (4)
- 34 Sellos encontrados en el Block de Pruebas
- 35 Secuencia de fases
- 36 Valores primarios de corriente
- 37 Valores secundarios de corriente y valores de burden
- 38 Voltajes tomados señalar una X
- 39 Valores del probador de TP'S
- 40 Valores por fase del Wattmetro
- 41 Valores por fase del factorimetro
- 42 Tablas para anotar las pruebas de cronómetro
- 43 Lecturas de ángulos entre voltaje y corriente

44	Diagrama fasorial
45	Valores de la RTC como resultado de la prueba
46	Datos del voltaje primario
47	Cálculo de la demanda instantánea (Kw) con Wattmetro
48	Cálculo de la demanda instantánea (Kw) con Cronómetro
49	Cálculo de demanda con valores de ángulo
50	Determinación del F.P. con factorímetro Kvar.
51	Determinación del F.P. con cronómetro Kvar.
52	Determinación del F.P. con ángulos
53	Chequeo visual de las conexiones en medidor Kwh.
54	Chequeo visual de las conexiones en Varhorímetro F.P.
55	Revisión general del estado del equipo
56	Número de revoluciones del medidor patrón
57	Demanda requerida en pruebas de demanda
58	Demanda obtenida con lectura
59	% de error entre la demanda obtenida y requerida
60	Datos de calibración en medidores
61	Números de sellos dejados al finalizar la inspección
62	Valor de la lectura dejada en demanda
63	Firma del usuario enterado
64	Datos del personal que ejecutó la prueba
65	Datos de quienes revisan los valores de inspección

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS

INSPECCION Y PRUEBA A EQUIPOS DE MEDICION No. 0240

PRUEBA POR

<input type="checkbox"/> NUEVO SERVICIO	<input type="checkbox"/> MODIFICACION
<input type="checkbox"/> PROGRAMA 1	<input type="checkbox"/> QUEJA
<input type="checkbox"/> ANOMALIA	<input type="checkbox"/> OTROS

ZONA: 2	AGENCIA: 3	POBLACION: 4
NOMBRE DEL CONSUMIDOR: 5		DIRECCION: 6
NUMERO DE CUENTA: 7		
NUMERO DE CONTRATO: 8	CARGA CONECTADA: 9 ()	DEM. CONTR. EN VIGOR: 10 ()
TARIFA: 11 ()	HILOS: 12 ()	CIRCUITO DE ENTREGA: 13 ()
CAPACIDAD DE LA S.E.: 14 KVA ()	CLAVE DE T.: 15 ()	

HISTORIAL DEL SERVICIO

CONSUMO	DEMANDA	F. P.	CONSUMO	DEMANDA	F. P.	CONSUMO	DEMANDA	F. P.
1			2			3		
4			5	16		6		
7			8			9		
10			11			12		

INSTALACIONES DEL CONSUMIDOR

TRANSFORMADOR		CAPACIDAD	PRIMARIO				SECUNDARIO				FACTOR DE CARGA PROMEDIO 18%	CAP. MAX MOTOR H.P.
FASES	CANTIDAD		CONEXION	VOLTAJE	FASES	HILOS	CONEXION	VOLTAJE	FASES	HILOS		
⊙		KVA					/				SUBESTACION INT. <input type="checkbox"/> 20 EXT. <input type="checkbox"/>	
⊙		KVA				17	/				CAPACITORES NO <input type="checkbox"/> 21 SI <input type="checkbox"/> KVARC	
⊙		KVA					/					
INSPECCIONES		ECM o TP's y TC's ATERRIZADOS <input type="checkbox"/>		RECEPCION DE ACOMETIDA <input type="checkbox"/>		GENERACION PROPIA		22 KW		KW		
OBSERVACIONES: 24		ACOMETIDA <input type="checkbox"/>		DUCTOS Y ALUMBRADOS DEL EQUIPO A LOS MEDIDORES <input type="checkbox"/>		SELLOS ENCONTRADOS		GABINETE MED.: 23		GABINETE TC's: 23		
								E. C. M.				

MEDIDO CON EQUIPO COMPACTO TP's y TC's SEPARADOS 25 TC's EN BAJA TENSION MEDIDORES A. C.

TP	CANTIDAD: 26	CODIGO	RELACION	RELACIONES DE PLACA: 27
TC	CANTIDAD:	CODIGO	RELACION	RELACIONES DE PLACA:
	MARCA:			RELACION UTILIZADA:

FECHA ULTIMA LECTURA	7	PROCESO MED. DE DEM	-7	METODO MED. F. P.	30	TIPO MED. SEC. I	
SECUENCIA	1		3		6		7
NUMERO DE MEDIDOR							
CODIGO DE MEDIDOR	28		29				
CODIGO DE LOTE							
CARATULAS							
MULTIPLICADOR							
ULTIMA LECTURA							
LECTURA ACTUAL							
FASES - ELEMENTOS	31				32		
HILOS - CONEXION							
AMPERES: (CLASE)							
VOLTS							
MARCA							
TIPO							
Rs							
Rt							
Kh - Rk							
Kr - RWNC							
TAPA DE CONEX. SELLOS ENCT.							
MEDIDOR DE DEMANDA SECUENCIA 4	33	Ra. DE MEDIDOR		CODIGO DE MED.		CODIGO DE LOTE	
		RANGO DE DEM.		MULTIPLICADOR		LECTURA ENCONT.	
MARCA:		PERIODO		Kw	VOLTS= V.	DEMANDA	
TIPO:	RA			KWC		SELLOS ENCONT.	
OBSERVACIONES:							

1.4.- Recuperación de ajustes en los Programas de Prueba en baja tensión 1993- 1994.

Antecedentes

Anualmente se llevan a cabo programas de inspección a los servicios de diferentes tarifas en baja tensión(1,1A,1B,02,03,07), con el propósito de corregir problemas de fallas de medición, errores de facturación y usos ilícitos, resultando además que en algunos casos se requiere cobrar la energía que no se cuantifica, por los motivos arriba expuestos, siendo necesario elaborar ajustes a la facturación, los cuales son presentados a los consumidores, donde se hace un reporte breve que diga la causa del cobro siendo necesario se aclare en nuestras oficinas.

Estos cobros se deben hacer a la brevedad posible para que una vez corregida la anomalía que no permitía la medición al 100% de la energía proporcionada, también se recupere el ajuste respectivo.

En el caso de la zona Tuxtla, el total de rezago en la recuperación de ajustes era de un total de 123 servicios, correspondientes a los programas de 1993 y 1994 de los cuales 21 eran de 1993 y el resto de 1994.

Al obtener el resumen general de ambos años se pudieron confirmar estos datos, ya que se tenía la situación mostrada los cuadros 1-4-1.

Lo anterior mostraba que había un total de 123 ajustes sin haberse recuperado con un monto de \$606,138.00.

Al reunirme con los ingenieros que tenían a su cargo este programa, y preguntarles el motivo de este rezago, mencionaron una serie de causas que supuestamente no les había permitido atender adecuadamente el programa; sin embargo, eran argumentos de poca validez para justificar esta situación, y lo que si se tenía que hacer en forma inmediata en el transcurso de los últimos 4 meses de 1994, era el cobro de los 123 ajustes pendientes.

Para esto se hicieron las siguientes modificaciones de trabajo :

- a) Se suspendería totalmente la revisión de servicios, ya que no tenía caso seguir inspeccionando si no se cobraban los ajustes generados.*
- b) Todas las acciones estarían enfocadas a revisar cuales ya habían liquidado, y depurar la relación de pendientes.*

PROGRAMA 1993	
<i>Servicios Programados</i>	3,866
<i>Inspecciones Realizadas</i>	1,930
<i>Anomalías Detectadas</i>	112
<i>Requirieron Ajustes</i>	91
<i>Ajustes Calculados</i>	91
<i>Importe Calculado</i>	309,520
<i>Ajustes Cobrados</i>	70
<i>Monto Cobrado</i>	266,134
<i>Servicios Pendientes de Cobro</i>	21
<i>Importe</i>	43,386

PROGRAMA 1994	
<i>Servicios Programados</i>	4,912
<i>Inspecciones Realizadas</i>	3,660
<i>Anomalías Detectadas</i>	290
<i>Requirieron Ajustes</i>	126
<i>Ajustes Calculados</i>	126
<i>Importe Calculado</i>	655,200
<i>Ajustes Cobrados</i>	24
<i>Monto Cobrado</i>	92,448
<i>Servicios Pendientes de Cobro</i>	102
<i>Importe</i>	562,752

c) *Obtener la relación de los usuarios pendientes de pago, para elaborar otro comunicado que les sería entregado nuevamente, como recordatorio de su adeudo.*

Una semana posterior a la entrega del segundo comunicado y con las listas actualizadas de adeudos, era procedente iniciar los cortes de servicios, trabajos que se iniciaron la tercera semana de septiembre de 1994.

Es importante señalar que antes de iniciar los cortes hubo necesidad de revisar las políticas que se habían considerado para el cálculo de los cobros, ya que un ajuste mal calculado, o el no existir una causa que lo hiciera procedente, podría afectar injustamente a un consumidor.

A pesar de haber tomado estas precauciones, se tenía la incertidumbre de la posibilidad de que se pudiera crear algún conflicto, no por el ajuste en sí, ya que se tenía el respaldo documental necesario, sino por el ambiente que se vivía en esos días en el estado, donde cualquier reclamo en contra de la C.F.E. era común.

Con apoyo de una atención al usuario por las mañanas y en la tarde para efectuar las aclaraciones necesarias a los usuarios, de este corte masivo, hubo respuesta favorable en la mayoría de los casos donde se dio facilidades en el pago a ciertos consumidores y de esta forma dar una imagen de apoyo para la solución de este problema.

Con esta acción implementada durante los últimos meses de 1994, se pudieron cerrar los programas de recuperación de ajustes de 1993/94, cobrando un total de 116 con 7 ajustes cancelados.

1.5.- Programa para el abatimiento de 6,200 servicios directos

Son conocidos como servicios directos aquellos que no cuentan con wathhorímetro instalado y su cobro se realiza en forma estimada, basada en el censo de carga.

La proliferación de este tipo de servicios fue provocada principalmente por una política que se llevo durante 5 años en la división sureste, donde se permitió el contratar en ciertas áreas rurales a usuarios monofásicos domésticos sin medidor, a quienes se les aplicó el cobro de una cuota fija.

Las estimaciones hechas en estos usuarios osciló entre los 70 y 90 KWH bimestrales en promedio, con unos cobros de 10 a 15 pesos, situación que llevó a la división sureste a tener un total de 126,000 usuarios directos a fines de 1990.

Las ventajas esperadas con esta política eran :

- *Disminuir los costos de inversión en nuevos servicios.*
- *Mayor aprovechamiento de lecturistas.*
- *De alguna forma atender las peticiones de comunidades sobre la aplicación de una cuota fija para el pago de energía eléctrica.*

En principio hubo una notable disminución en los gastos de inversión para los nuevos servicios, ya que en los módulos rurales de los presupuestos, el costo mayor pertenecía al equipo de medición.

En cuanto al personal destinado a la toma de lectura, quedó en posibilidad de tener más tiempo para atender otras poblaciones, al reducirse su campo de actividad. Sin embargo, con el paso del tiempo esta situación comenzó a presentar problemas que en muchos casos fueron ocasionados por el mal uso y abuso en la utilización de la energía eléctrica con actitudes como :

- *Reventa de energía al pasar un consumidor contratado luz a varias casas y entre todos pagar un solo recibo.*
- *Al no existir una cultura de ahorro de energía en nuestro país, en muchas poblaciones la luz permanecía prendida todo el día.*
- *Crecimiento del uso ilícito por falta de presencia de C.F.E.*

Circunstancias que técnicamente se tradujeron en problemas de :

- *Sectores fuera por sobrecarga*
- *incremento del índice de pérdidas*

y la inconformidad de usuarios al no estar de acuerdo en pagar lo mismo que algunos vecinos que ya contaban con más aparatos eléctricos. Esta situación nos daba la experiencia de que incluyendo las áreas rurales, la forma más conveniente de brindarles el servicio era instalándoles invariablemente, el medidor de energía eléctrica desde el principio, con lo cual se pondría freno al uso indebido de la energía eléctrica.

Desde 1990 se iniciaron los trabajos de instalación de medidores a los usuarios directos de la división, y en 1994 la zona Tuxtla contaba aún con 6,200 servicios directos pendientes de regularizar, los cuales se encontraban distribuidos principalmente en las agencias de Soyaló, Simojovel, Reforma y Pichucalco, con los siguientes valores :

<i>AGENCIA</i>	<i>TARIFA</i>	<i>USUARIOS DIRECTOS</i>
<i>Soyaló</i>	<i>1B</i>	<i>1.796</i>
<i>Simojovel</i>	<i>1C</i>	<i>1044</i>
<i>Reforma</i>	<i>1B</i>	<i>1.980</i>
<i>Pichucalco</i>	<i>1B</i>	<i>1.380</i>
	<i>TOTAL</i>	<i>6200</i>

En estas 4 agencias se tenían 6,200 usuarios que aún no contaban con medidor.

Para la instalación física del equipo se utilizaron los servicios de 2 contratistas que en reuniones previas al inicio de los trabajos les recomendé que vigilaran los siguientes aspectos :

- a) En todas las comunidades informar a las autoridades el motivo de su presencia.*
- b) Al identificarse, poner también en claro que los trabajos serían sin costo alguno.*
- c) En situaciones de negativa del usuario para instalar el equipo, dejarlo igual e informarme.*

Lo anterior con el objeto de evitar algún tipo de problema, principalmente en lugares cercanos al área de conflicto.

Los trabajos se iniciaron en el mes de octubre de 1994 alcanzando un avance a fines del mes de noviembre de 2,420 medidores instalados, lo que reducía a 3780 los servicios directos, habiéndose obtenido este avance en poblaciones dependientes de la agencia Reforma y Pichucalco, pero al entrar a las comunidades de las agencias de Simojovel, hubo una serie de negativas con la ejecución de estos trabajos, que frenó substancialmente el avance de estos trabajos, decidiéndose concluir las actividades en las dos primeras agencias donde no hubo negativas en la instalación de los medidores, llegando a finales de Diciembre a los resultados mostrados en la tabla siguiente :

<i>AGENCIA</i>	<i>MEDIDORES INSTALADOS</i>
<i>Soyaló</i>	<i>320</i>
<i>Simojovel</i>	<i>196</i>
<i>Reforma</i>	<i>1,720</i>
<i>Pichucalco</i>	<i>1,202</i>
<i>TOTAL</i>	<i>3,438</i>

cantidad que representaba un avance del 56 %, optándose por no continuar con estos trabajos para no exponer al personal contratista y de la empresa a una posible agresión en algún pueblo al no estar de acuerdo con esta actividad, siendo conveniente reanudar estos trabajos hasta 1995, posteriores a labores de convencimiento por parte de las agencias comerciales que nos permitieran llegar nuevamente a las comunidades e irlas regularizando, y estar en posibilidad de cumplir con el compromiso de la Zona de abatir totalmente los usuarios directos.

II.- DESEMPEÑO PROFESIONAL 1995.

II.1.- Tiempo Promedio de Conexión

A raíz de los cambios propuestos en la C.F.E., se dio mayor relevancia de atención a trabajos que por su naturaleza requerían de contacto directo con los usuarios, y evitar en lo posible la generación de inconformidades que pudieran provocar algún problema adicional a los ya existentes en el estado.

Debido a que la C.F.E. no deseaba ser parte detonante de algún conflicto, se estableció brindar especial atención a trabajos relacionados en :

- a) Minimizar las interrupciones de Energía Eléctrica.*
- b) Electrificación rural*
- c) Atención de quejas (altos consumos)*
- d) Tiempo promedio de conexión. (TPC)*

Siendo el TPC responsabilidad directa del departamento de medición y S., por lo tanto había necesidad de implementar las acciones necesarias para un control efectivo de este índice.

El tiempo promedio de conexión es un indicador que nos permite conocer, en promedio, los días en que se tarda en conectar las nuevas solicitudes de servicio que se generan en las agencias Comerciales de la zona, llevándose un control en forma urbana y rural, siendo los resultados alcanzados al mes de diciembre de 1994 en este renglón, los mostrados en los cuadros de las pags.(37y38), teniéndose el compromiso de reducir estos valores durante 1995, a 4.4 y 6.08 en el área urbana y rural, respectivamente.

Para poder ubicar las áreas de trabajo donde se implementarían las acciones y estar en posibilidad de disminuir estos valores, recurrimos a una gráfica de pareto que nos pudiera señalar los lugares con mayor aportación al problema, siendo la ciudad de Tuxtla Gutiérrez donde se tendrían que implementar las estrategias necesarias para la disminución del TPC.

Como medida inicial se llevaron a cabo dos reuniones con las agencias comerciales y "CCC" para indicarles claramente como se obtendría mes a mes este informe, concentrándolo al departamento de Medición, uniformizando el criterio de cálculo.

La forma de evaluación de este indicador se calcularía de acuerdo a lo indicado en la hoja (36).

Definición. Tiempo Promedio de Conexión (TPC).

OBJETO : *Proporcionar el tiempo promedio que tarda la suministradora para atender las solicitudes de energía eléctrica hechas en sus oficinas.*

UNIDAD : *Días.*

CLASIFICACIÓN : *Se deberán considerar los servicios por voltaje de operación y tarifa para su evaluación*

BAJA TENSIÓN : *Tarifas 01, 1A, 1B, 02, 03 y 07.*

MEDIA TENSIÓN : *Tarifas 05, 06, OM y HM.*

ALGORITMO : $TPC = \frac{DC}{TC}$

Donde :
TPC = Tiempo Promedio de Conexión.
TC = Total de Contratos elaborados al mes.
DC = Total de Días Calendario.

CONSIDERACIONES : *En el concepto "DC" no se deberán incluir los días sábados, domingos y días festivos que no trabaja el personal.*

En el cálculo se deberán incluir únicamente conexiones de primera visita.

Por otro lado, en el C.C.C. se hizo un análisis de las solicitudes elaboradas en los últimos tres meses de 1994 (octubre, noviembre y diciembre) con el objeto de ver qué causas tenían mayor incidencia en el desvío de las conexiones obteniéndose los siguientes resultados.

Mes de Octubre de 1994	
Total de solicitudes elaboradas	146
Conectadas en primera visita	98
Servicios no conectados en primera visita	21
Servicios no encontrados	6
Servicios a más de 50 m. de distancia.	3
Servicios sin preparación	3
Servicios sin interruptor	2
Cruza predios ajenos	4
Base cubierta con cemento.	5
Base enchufe sin terminales	1
falta de tiempo	3
Resumen :	
<ul style="list-style-type: none"> • Total de solicitudes elaboradas al mes 146 • Conectados en primera visita 98 • Porcentaje de rechazo 32.9 % 	

Mes de Noviembre de 1994	
Total de solicitudes elaboradas	126
Conectadas en primera visita	96
Servicios no encontrados	3
Servicios a más de 50 m. de distancia.	5
Conectados en segunda visita	11
Servicios sin interruptor	3
Base cubierta con cemento.	4
falta de tiempo	4
Resumen :	
<ul style="list-style-type: none"> • Total de solicitudes elaboradas al mes 126 • Conectados en primera visita 96 • Porcentaje de rechazo 23.8 % 	

<i>Mes de Diciembre de 1994</i>	
<i>Total de solicitudes elaboradas</i>	<i>169</i>
<i>Conectadas en primera visita</i>	<i>134</i>
<i>Conectados en segunda visita</i>	<i>10</i>
<i>Servicios no encontrados</i>	<i>7</i>
<i>Servicios a más de 50 m. de distancia.</i>	<i>8</i>
<i>Base cubierta con cemento.</i>	<i>6</i>
<i>falta de tiempo</i>	<i>4</i>
Resumen :	
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Total de solicitudes elaboradas al mes 169</i> • <i>Conectados en primera visita 134</i> • <i>Porcentaje de rechazo 20.7 %</i> 	

Resumen General <i>Causas que Generan Rechazo en la Conexión de Nuevos Servicios. Cuarto Trimestre de 1994</i>	
<i>Total de solicitudes elaboradas</i>	<i>441</i>
<i>Conectadas en primera visita</i>	<i>328</i>
<i>Conectados en segunda visita</i>	<i>42</i>
<i>Servicios no encontrados</i>	<i>16</i>
<i>Servicios a más de 50 m. de distancia.</i>	<i>16</i>
<i>Servicios sin preparación</i>	<i>3</i>
<i>Servicios sin interruptor</i>	<i>5</i>
<i>Cruza predios ajenos</i>	<i>5</i>
<i>Base cubierta con cemento.</i>	<i>15</i>
<i>Base enchufe sin terminales</i>	<i>1</i>
<i>falta de tiempo</i>	<i>11</i>
Resumen :	
<ul style="list-style-type: none"> • <i>Total de solicitudes elaboradas 441</i> • <i>Conectados en primera visita 328</i> • <i>Porcentaje de rechazo 25.6 %</i> 	

Del resultado obtenido en este muestreo realizado en el CCC, que representa el centro más importante en la conexión de servicios de la zona, se encontró que de 441 solicitudes elaboradas, 328 fueron conectadas en la primera visita que realizó el personal, brindando el servicio en forma inmediata, y 113 futuros consumidores se les visitó sin darles el servicio por diferentes anomalías, que provocaron pérdidas en las labores del personal, así como usuarios insatisfechos.

Para disminuir el índice de rechazo que nos permitiera alcanzar en 1995 los valores comprometidos, se tenían que llevar a cabo acciones como :

- 1. seminarios con casas eléctricas, contratistas, electricistas particulares etc., donde se les diera la información sobre las normas vigentes para recepción de acometida.*
- 2. Trabajos de rehabilitación en acometidas.*
- 3. Incrementar la información que se proporcionaba a los usuarios, cuando se presentaban en nuestras oficinas a elaborar las solicitudes.*

Con la implementación de éstas 3 acciones, se pretendió disminuir en cada caso las siguientes anomalías :

- Trabajos de rehabilitación en acometidas :*

Con estos trabajos se abatirían las quejas atendidas por el personal, en problemas de falso contacto y acometida averiada, las cuales al disminuir, darían más tiempo disponible para la atención a conexiones.

- Seminarios en normas para recepción de acometidas :*

Al organizarse estos seminarios, invitando a gente que tuviera relación con los trabajos de preparaciones para recepcionar el suministro de energía eléctrica, se les daría a conocer los problemas que se tenían con el rechazo de preparaciones nuevas por motivo de no cumplir con algunos requisitos como :

- * Bases Enchufes cubiertas de cemento*
- * sin interruptor*
- * falta de cableado*
- * Falta de terminales*

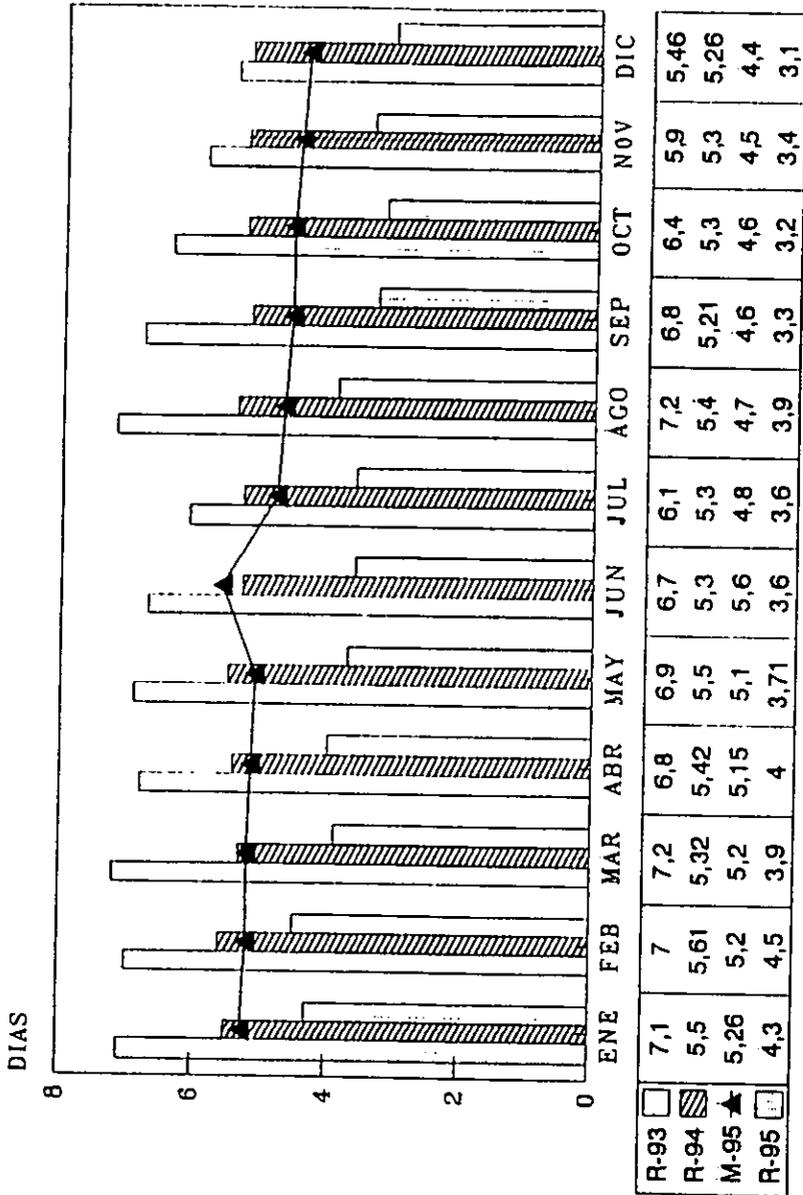
Solicitándoles que estas anomalías era necesario evitarlas en los trabajos que realizaran, para poder reducir el índice actual de rechazo. Por último con una mejor información por parte de nuestras oficinas con folletos entregados a las personas que acudían a contratar el servicio, se les confirmaban los requisitos necesarios para que no hubiera problemas en su conexión, dándoles a conocer, que también sería motivo de rechazo situaciones como:

- * Cruzar predios ajenos.*
- * Preparaciones no localizadas a orilla de predio.*
- * Falta de número en la casa.*

Estas estrategias fueron implementadas durante 1995 de tal forma que a diciembre de ese mismo año, se obtuvieron los valores de 3.1 y 6.45 en los valores del "tpc" urbano y rural respectivamente.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

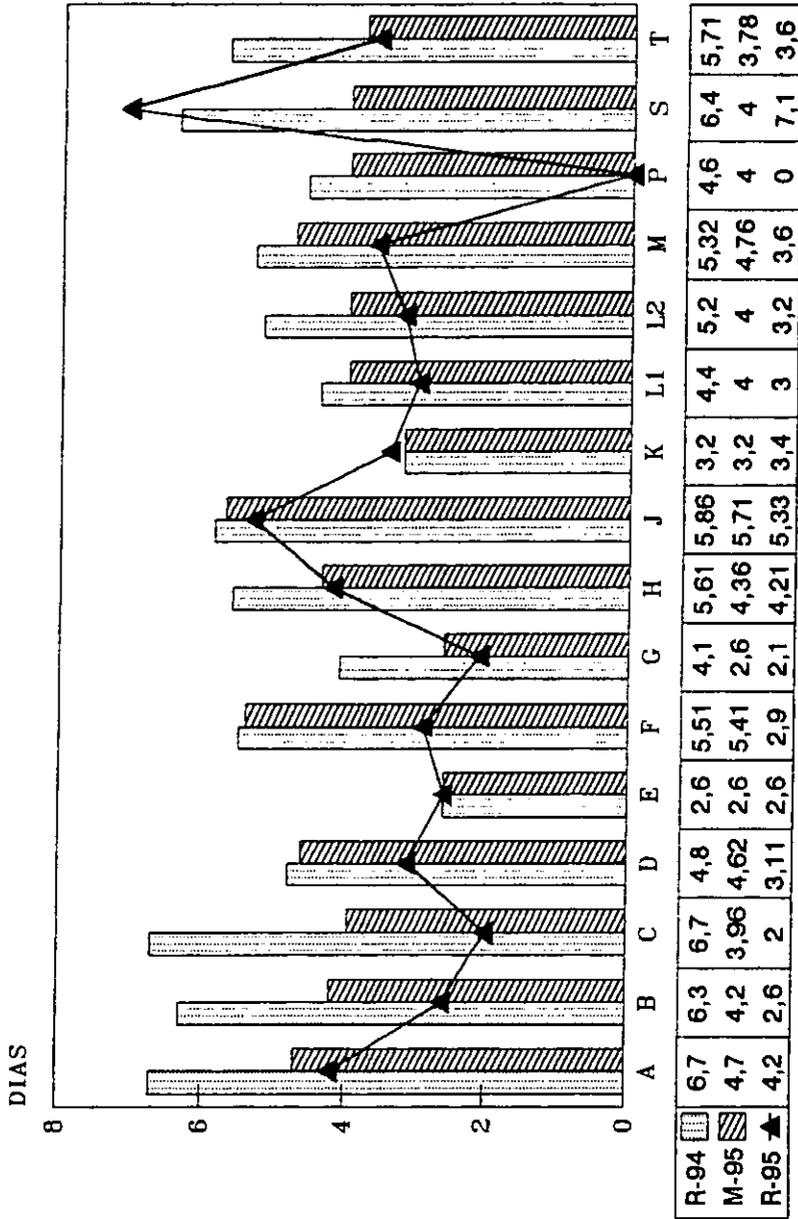
DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 TIEMPO PROMEDIO DE CONEXION URBANO



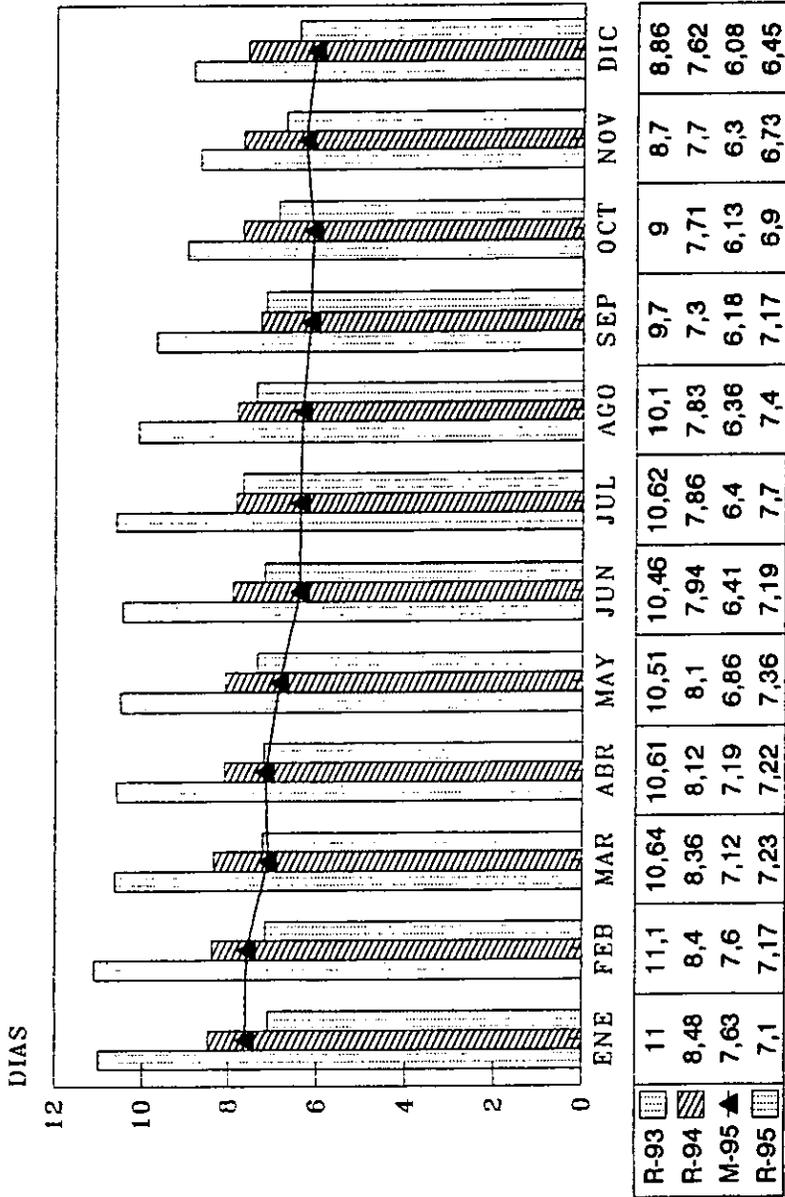
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA

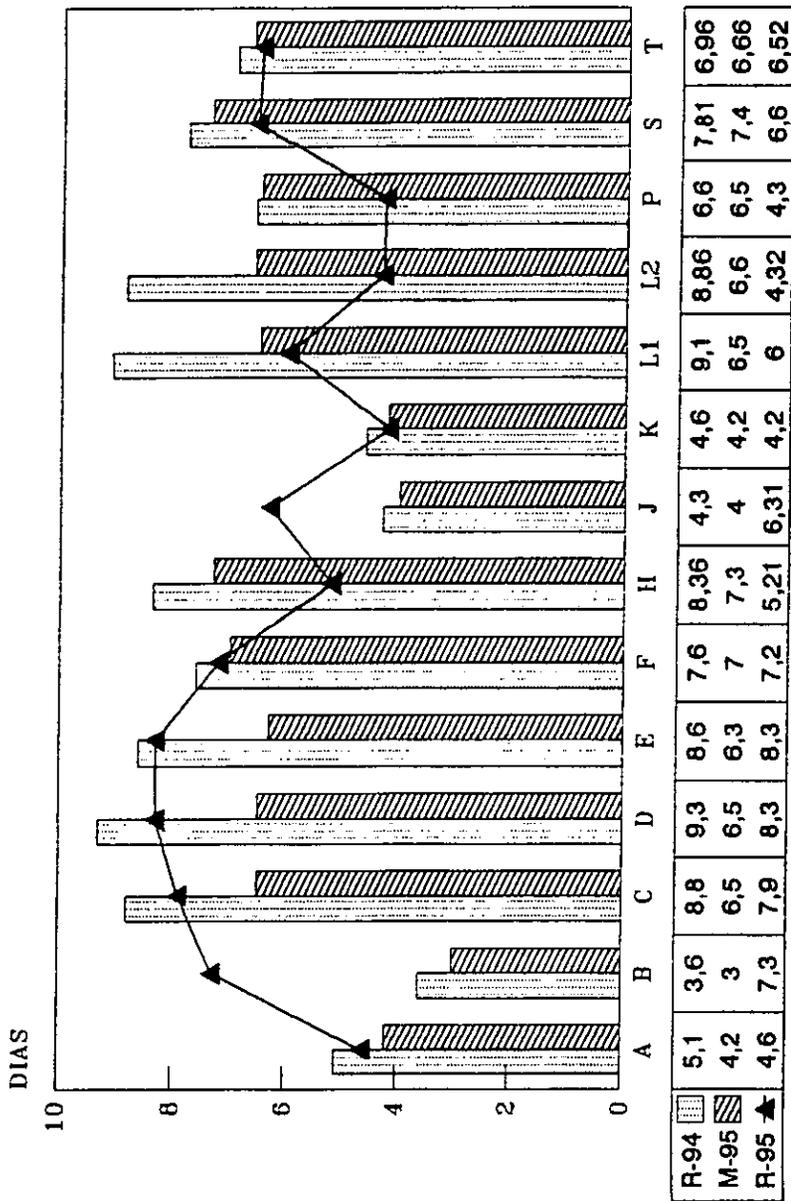
TIEMPO PROMEDIO DE CONEXION URBANO POR AGENCIAS



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 TIEMPO PROMEDIO DE CONEXION RURAL



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 TIEMPO PROMEDIO DE CONEXION RURAL POR AGENCIAS



II.2 Estudios Realizados para la determinación de las Pérdidas Eléctricas en la Zona.

En el rubro de pérdidas la zona Tuxtla había cerrado en diciembre/94, con un índice real del 13.19 % que representó un total de 86,106 MWH de energía perdida, valor que comparado con 1993 que fue del 14.67% representaba una disminución en porcentaje de 1.48%, sin embargo el valor de la energía perdida se había incrementado 6,890 MWH, situación que la ubicaba como una de las zonas con mayores pérdidas a nivel divisional después de Villahermosa y Chontalpa.

Debido a que lo anterior significaba que del 100% de la energía recepcionada en la zona durante 1994, únicamente se había aprovechado para ventas y usos propios el 86.81%, perdiéndose el 13.19% restante, era necesario se implantaran una serie de acciones tendientes a reducir el valor de la energía perdida.

Como antecedente a esta problemática se tenía que en los últimos meses de 1994 se habían realizado los trabajos de prueba a los equipos de medición instalados en los puntos de entrega, así como verificar el correcto procedimiento para la cuantificación de las ventas, que nos permitió hacer las correcciones necesarias para tener un valor mas real del índice de pérdidas.

Debido a lo anterior, en 1995 se elaboró un programa de trabajo para el abatimiento de pérdidas basado en cuatro estrategias, que serian aplicadas en función de las problemáticas existentes en la zona :

I. Acercamiento de las fuentes de alimentación a los centros de consumo.

Dado que las pérdidas se generan por el paso del flujo de corriente por los circuitos conductores al circular desde la fuente hasta la carga, con esta medida se reducirían las pérdidas, por ello en este punto se buscaría la mejor ubicación para la construcción de las nuevas subestaciones de distribución.

II. Reducción de los flujos de corriente en los conductores.

A similitud del punto anterior, el reducir la corriente que circula por los conductores, abatiría las pérdidas de energía, utilizando en esta estrategia medidas como , la instalación de capacitores para reducir la corriente reactiva y la creación de nuevos circuitos en los que se repartiría la corriente de las cargas por alimentar.

III. Reducción de la Resistencia al Paso de la Corriente Eléctrica.

Ya que un alto porcentaje de pérdidas se produce por el denominado efecto Joule, mismo que representa básicamente las pérdidas por calentamiento, se programó sobre todo en alta tensión las recalibraciones de conductor, así como la creación de nuevas áreas.

IV. Vigilar que se Facture el 100% de los usuarios, y no usuarios de Energía Eléctrica y Buscar que la misma sea Confiable.

Esto implicaba una vigilancia estrecha para que todas las personas que disfrutaban la energía eléctrica facturen, y en consecuencia, ésta sea de un alto grado de confiabilidad, por ello se buscaba la manera de normalizar los asentamientos irregulares, la toma de lectura al 100% siendo la misma confiable, así como continuar con los programas de abatimiento del uso ilícito, eliminación de directos, y calidad a la facturación.

Con las estrategias anteriores aplicadas a problemas reales de la zona, se estaría en posibilidad de tener una reducción en el índice de pérdidas restando analizar el comportamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas.

Para poder visualizar la ubicación del problema, fue necesario actualizar la cédula de pérdidas obteniendo los resultados que se anexan en las pags. (47,48,49,50,51,52,53 y 54).

De los valores obtenidos en el cálculo de pérdidas técnicas y no técnicas, así como de las causas que los originaba se podía apreciar que en conducción y transformadores de distribución se tenía el 58.6% del total de pérdidas en la zona, ubicándose en el área Tuxtla el 47.7% de aportación al problema, siendo prioritaria su atención.

En el diagrama de bloques por nivel de tensión se pudo apreciar que el mayor número de pérdidas se ubicaba en la baja tensión, con un total de 54.534 GWH y un 15.03% de pérdidas con respecto a su energía recibida.

Los programas de trabajo así como las obras que nos permitirían respaldar la reducción del índice se muestran en la cédula anexa, la cual indicaba el total de pérdidas a disminuir en el año, esto nos permitiría llegar a un valor meta estimado del 13% con una reducción de 7041 MWH.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
DIVISION SURESTE
DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS
PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA EN GWH 1994

ZONA TUXTLA

PROCESO	NIVEL			TOTAL
	A.T.	M.T.	B.T.	
DISTRIBUCION				
CONDUCCION	0.127	22.98	15.19	38.297
TRANSFORMACION	0	7.11	12.3	19.41
SUBTOTAL	0.127	30.09	27.49	57.707
COMERCIAL				
E. DE FACT.	0	0	3.4	3.4
ASENT. IRREG.	0	0	5.5	5.5
SUBTOTAL	0	0	8.9	8.9
MEDICION				
MED. Y EQUIPOS	0	0	3.639	3.639
ACOMECTIDAS	0	0	5.2	5.2
FALLAS DE MED.	0	0	1.46	1.46
U. ILICITOS	0	1.355	3.945	5.3
DIRECTOS	0	0	3.9	3.9
SUBTOTAL	0	1.355	18.144	19.499
TOTAL	0.127	31.445	54.534	86.108
% PERDIDAS				13.19

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
 DIVISION SURESTE

DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS

PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA POR CAUSAS TECNICAS Y NO TECNICAS 1994. DIC/94

PROCESO	GWH	PORCENTAJE DE ZONA	%
TECNICAS:			
CONDUCCION	38.297	44.477	5.866
TRANSFORMACION	19.41	22.542	2.973
MED. Y EQUIPOS	3.639	4.226	0.557
ACOMETIDAS	5.2	6.039	0.797
SUBTOTAL	66.546	77.284	10.193
NO TECNICAS:			
E. DE FACT.	3.4	3.949	0.521
ASENT. IRREG.	5.5	6.387	0.843
U. ILCITOS	5.3	6.155	0.812
FALLAS DE MEDICION	1.46	1.696	0.224
DIRECTOS	3.9	4.529	0.597
SUBTOTAL	19.56	22.716	2.997
TOTAL	86.106	100	13.19

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
DIVISION SURESTE**

**DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS
DISTRIBUCION PORCENTUAL DE PERDIDAS 1994**

DIC/94

ZONA TUXTLA	PROCESO	NIVEL			TOTAL
		A.T. %	M.T. %	B.T. %	
	DISTRIBUCION				
	CONDUCCION	0.019	3.52	2.327	5.866
	TRANSFORMACION	0	1.089	1.884	2.973
	SUBTOTAL	0.019	4.609	4.211	8.839
	COMERCIAL				
	E. DE FACT.	0	0	0.521	0.521
	ASENT. IRREG.	0	0	0.843	0.843
	SUBTOTAL	0	0	1.364	1.364
	MEDICION				
	MED. Y EQUIPOS	0	0	0.557	0.557
	ACOMETIDAS	0	0	0.797	0.797
	FALLAS DE MED.	0	0	0.224	0.224
	U. ILICITOS	0	0.208	0.604	0.812
	DIRECTOS	0	0	0.597	0.597
	SUBTOTAL	0	0.208	2.779	2.987
	TOTAL	0.019	4.817	8.354	13.19
	% PERDIDAS				13.19

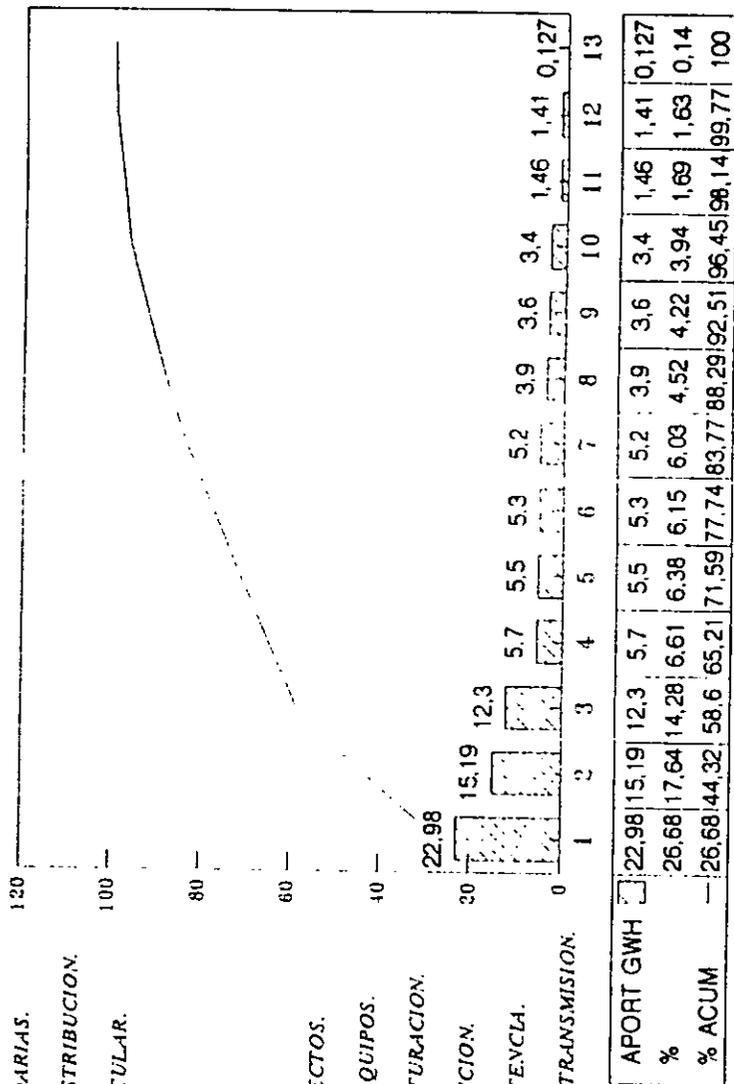
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

SDD DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA

INDICE DE PERDIDAS DE ENERGIA

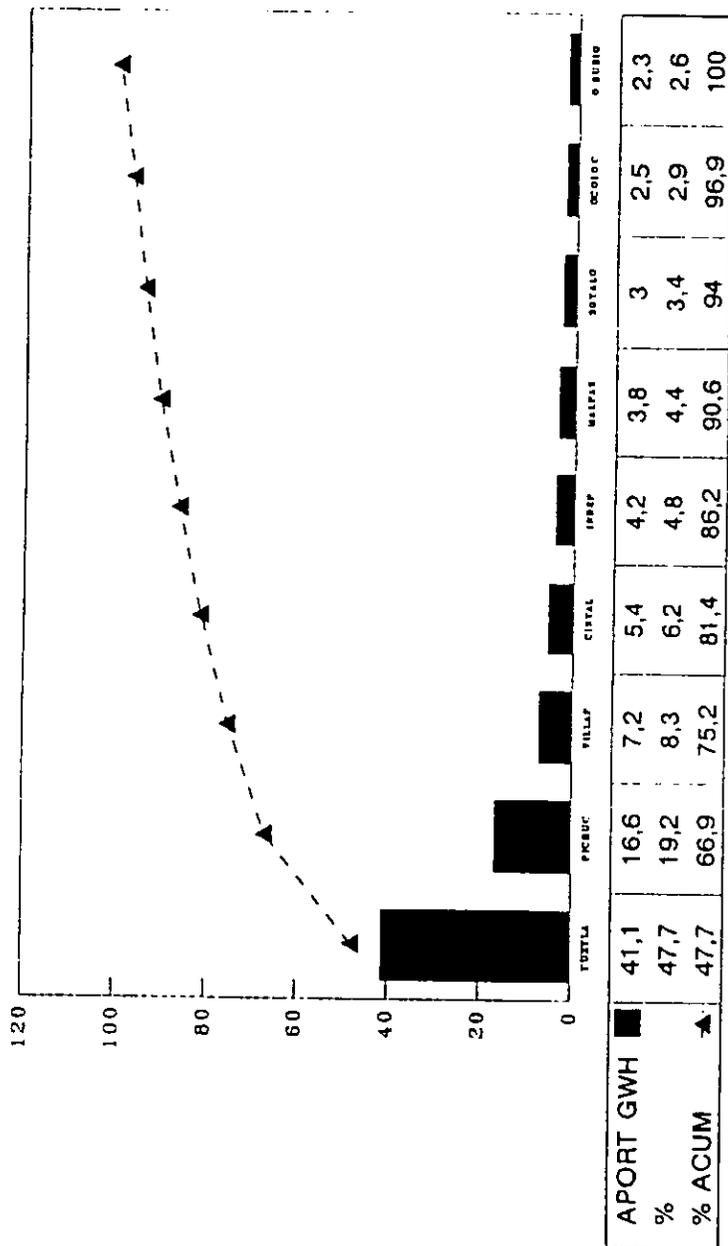
CAUSAS

1. CIRCUITOS PRIMARIOS.
2. REDES SECUNDARIAS.
3. TRANSF. DE DISTRIBUCION.
4. TRANSF. PARTICULAR.
5. ASEVT. IRREG.
6. USOS ILICITOS.
7. ACOMETIDAS.
8. SERVICIOS DIRECTOS.
9. MEDIDORES Y EQUIPOS.
10. ERROR DE FACTURACION.
11. FALLA DE MEDICION.
12. TRANSF. DE POTENCLA.
13. LINEAS DE SUBTRANSMISION.



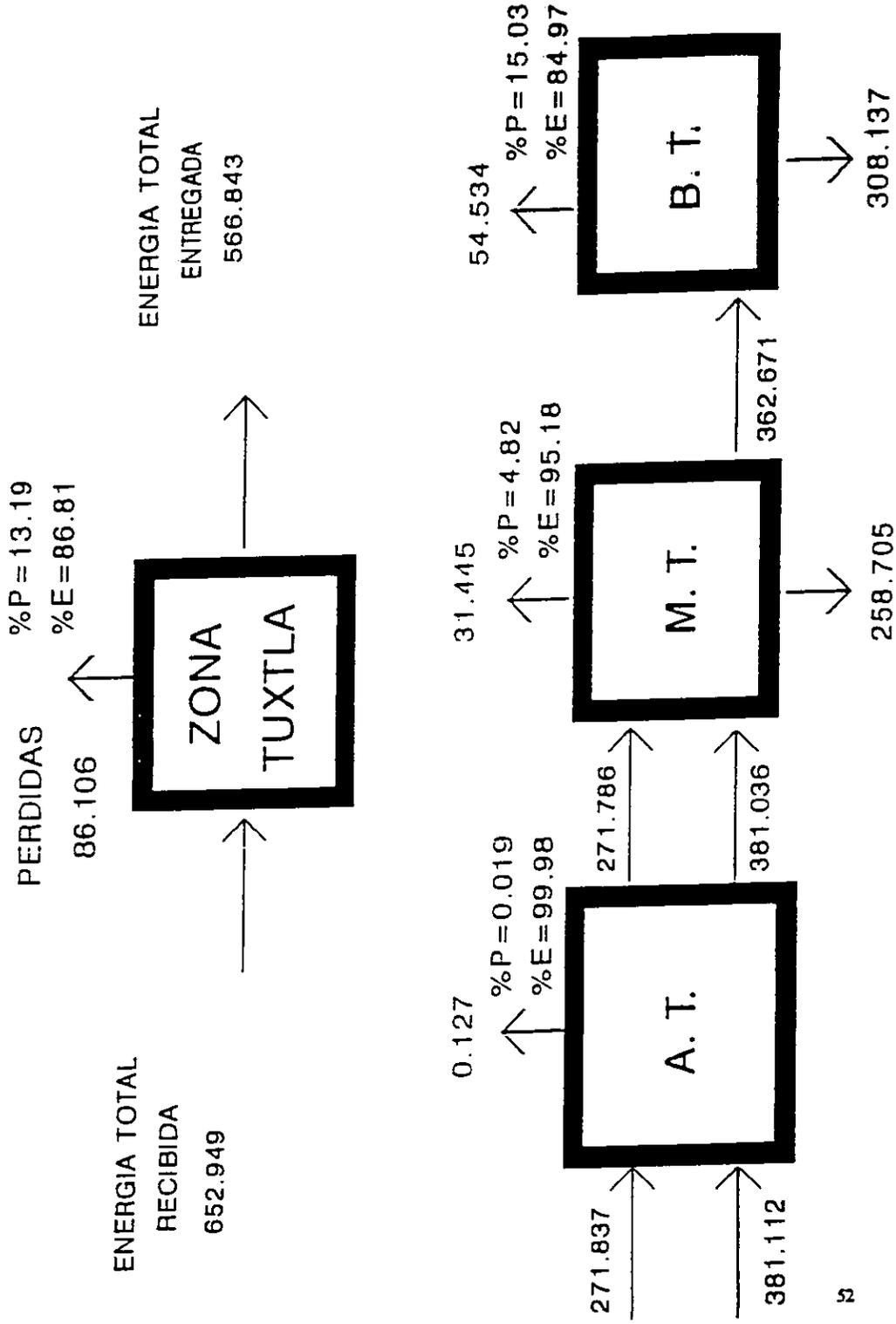
APORTACION POR CAUSA

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 SDD DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 INDICE DE PERDIDAS DE ENERGIA



APORTACION POR AREA

DISTRIBUCION DE PERDIDAS POR NIVEL DE VOLTAJE



* CANTIDADES MOSTRADAS EN GWH

DICIEMBRE/94

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE
BALANCE DE ENERGIA

MES	E. RECIBIDA		E. RECIBIDA		E. ENTREGADA		PERDIDAS	VALOR META AÑO 1995	
	MENSUAL	AÑO MOVIL	MENSUAL	AÑO MOVIL	MENSUAL	AÑO MOVIL		% PERD CON T-HS	% PERD SIN T-HS
ENE	51,672,464	627,016,448	49,492,276	547,377,233	79,639,215		12.7	12.7	
FEB	50,535,413	631,038,817	39,311,584	534,743,392	96,295,425		15.26	15.26	
MAR	57,619,098	638,412,556	44,180,648	536,563,044	101,849,512		15.95	15.95	
ABR	51,678,145	639,654,117	45,849,485	534,653,084	105,001,033		16.42	16.42	
MAY	55,392,042	640,819,373	50,805,912	546,257,852	94,561,521		14.76	14.76	
JUN	58,849,591	643,336,175	47,867,423	545,585,151	97,751,024		15.19	15.19	
JUL	57,046,946	647,631,681	50,008,323	563,113,517	84,518,164		13.05	13.05	
AGO	57,392,943	651,858,174	53,570,167	567,374,143	84,484,031		12.96	12.96	
SEP	56,452,165	654,604,510	52,790,824	575,630,756	78,973,754		12.06	12.06	
OCT	62,427,540	662,283,405	49,892,288	583,232,452	79,050,953		11.94	11.94	
NOV	57,827,834	670,093,936	53,133,175	596,712,200	73,381,736		10.95	10.95	
DIC	59,083,850	675,978,031	51,177,949	588,080,054	87,897,977		13	13	

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION SURESTE

DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS

ACCIONES PARA REDUCIR EL INDICE DE PERDIDAS

ZONA TUXTLA

AÑO: 1995

ACCIONES	CANT.	UNIDAD	AHORRO ANUAL MWH	IMPACTO
DISTRIBUCION				
CREAC. S.E. GRUJALVA	1	S.E.	2860	JUN-DIC
RECALIBRACION COND. PRIMARIO	25	KMS	829	MAR-DIC
RECONF. DE CIRCUITOS	6	CIO	763	JUN-DIC
INSTALACION DE CAPACITORES	14	CAP	409	ABR-DIC
CREAC. DE NUEVAS AREAS	28	AREAS	680	FEB-DIC
SUBTOTAL			5541	

COMERCIAL-MEDICION

REGULARIZACION ASENTAMIENTOS IRREG.	7	ASENT	220	MAR-DIC
PROG. DE REV. A USUARIOS CON 2 Y 3F	9,274	SERVS	460	FEB-DIC
PROG. DE INSPECC. A SERVS HM, OM Y 03	376	SERVS	570	FEB-DIC
REVISION CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTR.	21	CIO	112	JUN-DIC
SERVICIOS TEMPORALES	22	SERVS	78	FEB-DIC
INSPECCION A SERVS CON AJUSTES COBRADOS POR USOS ILICITOS (UI) EN AÑOS ANTERIORES.	77	SERVS	60	JUN-DIC
SUBTOTAL			1500	

TOTAL

7041

MWH

II.3 Programa de Pruebas en Baja Tensión.

Esto programa se necesitaba implementar en la zona inmediatamente para la detección y corrección de anomalías que se encuentran en los usuarios alimentados, en las tarifas de baja tensión que comprenden los que a continuación se relacionan :

<i>Tarifa</i>	<i>Uso</i>
<i>(01, 1A, 1B)</i>	<i>Domestico</i>
<i>02</i>	<i>Servicios Generales</i>
<i>03</i>	<i>Servicios Generales con Demanda</i>
	<i>Mayor de 25 Kw</i>
<i>07</i>	<i>Servicio Temporal</i>

Siendo el principal objetivo de éste programa, la corrección de anomalías como fallas de medidores, errores de facturación y usos ilícitos que representan un deterioro en las ventas de energía eléctrica para la empresa suministradora, dándole una atención especial al uso ilícito por su aportación a los problemas sociales y de pérdidas.

Lo anterior se debe a que existen dentro de los usuarios de energía eléctrica, algunos con tendencia a violar las normas establecidas que se manifiesta en la búsqueda de soluciones fáciles y rápidas, por atajos ilegales o inmorales que en ocasiones intenta justificarse por carencia de recursos económicos o urgencia del servicio, otras veces es fruto de la imprevisión y otras más se origina en la falta de valores morales que lleva al extremo de obtener placer cuando se consigue algo ilícitamente en perjuicio de otro, llámese hombre, institución o sistema.

Esta tendencia se agrava en la presencia de los siguientes factores :

- Deterioro de la situación económica.*
- Respuesta inadecuada o lenta a las solicitudes de servicio que el consumidor presenta ante C.F.E.*
- Deficiencias de control.*

situaciones propias de la empresa que pueden provocar que el consumidor opte por la vía del uso ilícito al no tener una respuesta más simple, ágil y expedita. Siendo una necesidad el tener una constante mejora en la calidad de atención a los usuarios y de esta forma minimizar el efecto de la mala atención en consumidores como factor multiplicador de actitudes ilícitas.

La elaboración de este programa se basa en la información que se obtuvo de controles existentes como :

- *Control de solicitudes de presupuesto*
- *Control de solicitudes de conexión*
- *Control de servicios dados de baja no renovados.*
- *Emisión de listados con servicios cuyo consumo ha disminuido en un 30% con respecto a sus facturaciones anteriores.*

Otra forma de estar retroalimentando a estos programas es mediante una serie de reportes que deben atenderse a la brevedad, siendo los siguientes :

1. *Reporte del personal de campo.*
2. *Reportes voluntarios del personal en general*
3. *Reporte de terceros*
4. *Inspecciones específicas.*

1. *Reporte del Personal de Campo :*

El personal encargado de tomar lecturas y repartir recibos, recorre periódicamente las áreas electrificadas, siendo una importante fuente potencial de reportes de anomalías y muy en especial los usos ilícitos.

2. *Reportes Voluntarios del Personal en General :*

Esta información debido a que no procede de personal que esté involucrado en el proceso comercial, ha requerido de un mayor acercamiento por medio de pláticas con el área de distribución, mostrándoles los resultados que se han tenido en las pérdidas de la zona y de esta forma involucrarlos en esta problemática.

3. *Reportes de Terceros :*

Algunas veces por civismo, y otras por motivaciones menos elevadas, los propios usuarios, reportan servicios clandestinos de algunos vecinos, que deben ser atendidos rápidamente, sin divulgar el origen de la información.

4. Inspecciones Específicas :

Se deben programar revisiones específicas en las siguientes áreas :

- *Centros comerciales*
- *Consumidores residenciales y comerciales*
- *Restaurantes, bares, cantinas.*
- *Alumbrado público y anuncios comerciales.*

Y en general, servicios que dentro de las tarifas de baja tensión contemplen usuarios trifásicos o bifásicos que por su naturaleza utilicen aire acondicionado, refrigeración y necesidad de bombas de agua. Ya que por experiencia en estos lugares proliferan las anomalías tendientes a evitar la registración correcta de los equipos de medición.

En el periodo de 1995 se programo la revisión de 9600 usuarios que preferentemente estarían distribuidos en las tarifas 02(comercial) y en uso domestico, alimentados a 2 y 3 fases, ya que se consideraba que en ellos se tenia a los de mayor consumo, y por lo tanto de impacto en la recuperación económica y de kwh .

En las pruebas que se ejecutarían por parte del personal en campo, se tendrían consideradas las instantáneas con cronómetro, para poder checar el comportamiento del medidor, así como la toma de datos de corriente y voltaje, siendo importante la revisión visual que en muchos casos permite detectar irregularidades.

Durante el desarrollo de este programa era importante hacer los ajustes necesarios en las pruebas de campo que nos permitieran detectar al máximo situaciones irregulares, tales como cambiar la supervisión a diferentes lugares de la ciudad, horarios de prueba o incluso trabajar en días inhábiles. Situaciones que en muchos casos no fue bien vista por el personal de campo, argumentando una serie de compromisos que les impedía desenvolverse en estos horarios.

En el desarrollo de estos programas se detectaron una serie de anomalías, donde algunas requirieron ajustes a la facturación al encontrar usuarios con energía consumida y no pagada, inspecciones de campo que se clasificaron de acuerdo al tipo de falla por tarifa, y en el caso de los ilícitos se empezó a llevar un control especial, que nos permitiría en lo sucesivo verificarlos periódicamente para corregir una posible reincidencia, situación que se empezó a llevar a partir de este año.

Para el caso de los ajustes calculados, debían ser comunicados al usuario para su aclaración o cobro en forma inmediata, de tal forma que se evitara otro rezago en el cobro de estos documentos como en 1994.

El resultado final del programa en pruebas de baja tensión en diciembre de 1995, tenía también otra meta que era la de disminuir cobros motivados por problemas de la propia empresa en algunos casos de fallas de medición y errores de facturación, situaciones en las que a pesar de dar facilidades al consumidor en el pago, se podrían reducir con los trabajos de una mejor facturación.



DEPARTAMENTO DE MEDICION Y SERVICIOS

PRUEBA POR

Nº 11142

- ANOMALIA
 QUEJAS
 PROGRAMA

INSPECCION Y PRUEBA A EQUIPOS DE MEDICION No _____

ZONA		AGENCIA		POBLACION		No DE CUENTA	
NOMBRE DEL CONSUMIDOR			DIRECCION			TARIFA	HILOS
HISTORIAL DEL SERVICIO							
1	2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12				
SECUENCIA		1	2	3	CAMBIO DE MEDIDOR (INSTALADO)		
NUMERO DE MEDIDOR							
CODIGO DE MEDIDOR							
CODIGO DE LOTE							
CARATULAS							
MULTIPLICADOR							
ULTIMA LECTURA							
LECTURA ACTUAL							
SELLOS ENCONTRADOS							
Km MEDIDOR							
PRUEBAS EFECTUADAS							
CORRIENTES		VOLTAJES		KW-VICOS <input type="checkbox"/>		PRUEBA DE CRONOMETRO	
AMPS NEUTRO		FASES		KWA=		MEDIDOR	
AMPS FASE A		<input type="checkbox"/> AN <input type="checkbox"/> AB <input type="checkbox"/>		KWB=		1 2 3	
AMPS FASE B		<input type="checkbox"/> BN <input type="checkbox"/> BC <input type="checkbox"/>		KWC=		REVOLUCIONES	
AMPS FASE C		<input type="checkbox"/> CN <input type="checkbox"/> CA <input type="checkbox"/>		KWT=		TIEMPO (SEG)	
NUMERO DE MEDIDOR		% DE ERROR ENCONTR		% DE ERROR DE JADO		PRUEBAS DE CARGA INSTANTANEA	
EL	CA	CB	CI	CA	CB	CI	KW= 3 6XKX Rev XM seg
							KWT= KW ₁ KW ₂ KW ₃
							KWT=
ANOMALIAS		CONSUMIDOR <input type="checkbox"/>		FACTURACION <input type="checkbox"/>		MEDICION <input type="checkbox"/>	
OBSERVACIONES _____							
						NOMBRE DEL USUARIO ENTERADO	
INSPECCION							
NOMBRE		R P E		FIRMA		FECHA	
						FIRMA	
						FECHA	

Med dentro de la casa _____
 Casa cerrada _____
 No se utiliza el Serv _____
 Núm med distinto al reportado _____
 Tarifa incorrecta _____
 Sin arillo el medidor _____
 No. de sello en arillo _____
 Med. con capelo roto _____
 Med. Frenado _____
 Med desengranado _____

Aldabas de potencial abierto _____
 Puentes en la Base _____
 Derivación antes del Med _____
 Bob de potencial abierta _____
 Manecillas intervenidas _____
 Sin conexión en la 5a Terminal _____
 Falta la 5a Terminal _____
 Fase invertida en la base _____
 Medidor correcto _____

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUNTIA
 ESTADISTICAS DE FALLAS DE MEDICION

DEPTO. MEDICION Y SERVICIOS DIVISIONAL MES : CLAVE:DK040 MSE-05

CLAVE	DESCRIPCION DE LA ANOMALIA	01	1A	1B	1C	02	03	5/5A	06	07	09	0M	HM	HS	HT	TOT
FM - 01	SERVICIO DIRECTO MAL CALCULADO															0
FM - 02	MULT. DE LECT. MAL CALCULADO															0
FM - 03	MEDIDOR DE KWH MAL CONECTADO															0
FM - 04	BOBINA DE POTENCIAL DAÑADA															0
FM - 05	MEDIDOR QUEMADO POR SOBRECARGA															0
FM - 06	TRANSF. DE POTENCIAL DAÑADO															0
FM - 07	TRANSF. DE CORRIENTE MAL CONECTADO															0
FM - 08	CIRC. DE CORRIENTE DEL TC A TIERRA															0
FM - 09	REG. DEL MED. DE KWH-KW SIN ENGRANAR															0
FM - 10	FASE DIRECTA															0
FM - 11	REG. DE KWH DA UNA REY. AL MES															0
FM - 12	NUMERO DE MEDIDOR MAL REPORTADO															0
FM - 13	MET. DE MEDICION DE F.P. MAL REPORTADO															0
FM - 14	MED. INADECUADA AL CIRCUITO															0
FM - 15	TRANSF. DE CORRIENTE DAÑADO															0
FM - 16	ALAMBRO SECUNDARIO DAÑADO															0
FM - 17	BUSHING DE E.C.M. DAÑADO SIN BRINCO A T.															0
FM - 18	MED. DE F.P. MAL CONECTADO															0
FM - 19	MED. DE F.P. DAÑADO															0
FM - 20	MED. DE F.P. NO REPORTADO															0
FM - 21	RO-DEL MED. DE KWH O KWH-KW MAL EMPLEADO															0
FM - 22	REGISTRO ATORADO															0
FM - 23	MOTOR DE DEMANDA MAXIMA QUEMADO															0
FM - 24	DISCO ATORADO															0
FM - 25	SERVICIO DIRECTO POR OMISION DE LA AGENCIA															0
FM - 26	MED. NO REPORTADO AL DEPTO. COMERCIAL															0
FM - 27	SE OMITIO AL COMER. MEDEN BT EN SER. TARI															0
FM - 28	DEFASADOR DAÑADO															0
FM - 29	TC EN CORTO - CUCHILLA DAÑADA EN TABLILLA															0
FM - 30	OTROS															0

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
 ESTADISTICAS DE ERRORES DE FACTURACION.

DEPTO. MEDICION Y SERVICIOS DIVISIONAL

MES :

CLAVE: DK040

MSE-06

CLAVE	DESCRIPCIÓN DE LA ANOMALIA	01	1A	7B	1C7D	02	03	05	5A	06	07	0M	11M	HS	HT	TOT
EF-01	SERVICIO DIRECTO S/ESTIM.DE CONSUMO O MAL APLICADO															0
EF-02	MUL.DE LECT.MAL APLICADO															0
EF-03	TARIFA MAL APLICADA															0
EF-04	USO DE ENERGIA DEFER.AL AUTORIZADO POR LA TARIFA															0
EF-05	DIFERENTE RAZON SOCIAL O NOMBRE DEL CONSUMIDOR															0
EF-06	NO SE COBRA EL 25 LA MED.SE REALIZA EN R.T.															0
EF-07	APLIC.INDEBIDA 2% LA MEDI.SE REALIZA EN A.T.															0
EF-08	METODO INCORRECTO PARA EL CALCULO DEL F.P.															0
EF-09	NO SE CALCULA EL F.P. Y SE TIENE EQUIPO INSTALADO															0
EF-10	SERVICIO CON LECTURAS ESTIMADAS															0
EF-11	NUMERO DE MEDIDOR EQUIVOCADO															0
EF-12	DEMANDA BASE FACTURADA MAL APLICADA															0
EF-13	SERVICIO CON MEDICIÓN Y NO SE FACTURA															0
EF-14	SE COBRA BAJO F.P. Y NO SE MIDE															0
EF-15	SIN CLAVE PARA LA MED.DEL FACTOR DE POTENCIA															0
EF-16	MEDIDORES SIN DAR DE ALTA EN EL C.P.D.															0
EF-17	APLIC.INDER DEL 2% DE SUMINIST. Y MIED EN R.T.															0
EF-18	DESCONEXION DEL SERVICIO SIN EJECUTAR															0
EF-19	SERVICIO CON CONCURRENCIA DE TARIFAS															0
EF-20	LECTURA DEL MED. DE KW/H MAL TOMADA															0
EF-21	LECTURA DEL MED. DE F.P. MAL TOMADA															0
EF-22	DOMICILIO EQUIVOCADO															0
EF-23	CARGA MAYOR A LA CONTRATADA															0
EF-24	DEMANDA CONTRATADA MAL REPORTADA AL C.P.D.															0
EF-25	OTROS															0
	TOTAL DE ERRORES DE FACTURACION POR TARIFA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

II.4.- 2° Torneo divisional de productividad para el personal de campo.

Desde 1994, en la C.F.E. se había establecido la realización de torneos de productividad para el personal de campo, los cuales tendrían por objeto fomentar la productividad y competitividad, así como premiar a los elementos mas destacados. Estos torneos se harían con la participación de las 13 divisiones de distribución que enviarían a sus mejores cuadrillas en los trabajos de:

- Distribución.*
- Comercial.*
- Medición*
- Centro de continuidad y conexiones.*

las cuales serian definidas con un torneo previo divisional, con la participación de sus zonas.

En 1995 la zona Tuxtla fue seleccionada como sede para realizar el segundo torneo divisional de productividad para el personal de campo, en el cual se determinarían las cuadrillas ganadoras que nos representarían en el torneo nacional que se celebraría el mes de noviembre en Juriquilla Querétaro.

Para la preparación de este torneo se recibió un instructivo que nos definía las pruebas que serían aplicadas por áreas así como su puntuación y tiempo limite.

El evento se llevaría a cabo el 21 de octubre quedando 45 días para acondicionar las instalaciones en una cancha de fútbol de C.F.E.

Para las pruebas de medición, se harían 9 tableros con los equipos que servirían a cada zona para sus pruebas, las cuales serían del tipo 3F - 4H, utilizando 3 tc's tipo interior relación 400/5 y bases enchufe de 13 terminales- 20 amperes.

Para determinar al representante del área comercial, fue necesario instalar 600 preparaciones para la toma de lectura, las cuales deberían incluir:

- 60 Watthorímetros trifásicos*
- 40 Watthorímetros bifásicos*
- 80 Watthorímetros monofásicos en concentraciones*
- 420 Watthorímetros monofásicos individuales*

Vigilando que también se consideraran en ellas las preparaciones que servirían en las eliminatorias para el centro de continuidad y conexiones.

En la parte central de la cancha se levantarían las estructuras que serían utilizadas por distribución, para sus maniobras y rescate de personal.

Lo anterior representaba una intensa labor de acondicionamiento adicional a las labores normales de trabajo, por lo que fue necesario hacerlo por las tardes incluyendo sábado y domingo.

Al tenerse ya definida la pareja de medición que representaría a la zona, les comenté que era necesario practicar diariamente sobre las pruebas que serían aplicadas en el torneo, y de esta forma hacer el mejor papel posible en el evento, ya que teníamos conocimiento de que las otras 8 zonas ya habían iniciado su preparación, además de haberme confirmado que por ser local no fungiría como juez y estaría como coordinador del área, no pudiendo estar al tanto de su desempeño lo que hacía necesario la aclaración de cualquier duda antes del torneo.

Dentro de los preparativos, se había considerado instalar una bomba de 10 H.P. como carga de los 9 equipos de medición durante las pruebas, sin embargo al dificultarse su préstamo fue necesario instalar con apoyo de las otras zonas, 9 equipos RC-50 de carga fantasma, distribuidos 3 en cada tablero por fase, solucionando la mayor problemática que se había presentado, para hacer funcionar los equipos de medición.

El día señalado para el torneo, se inicio sin ningún contratiempo, con la participación de todas las zonas, donde los ganadores del primer lugar, después de las 4 pruebas fueron:

<u>ÁREA</u>	<u>ZONA GANADORA</u>
COMERCIAL	Tuxtla
DISTRIBUCIÓN	Oaxaca
MEDICIÓN	Tuxtla
C.C.C.	Tapachula

Personal que recibió un trofeo alusivo a su área, así como \$5000.= (cinco mil pesos) y el derecho de representar a la división sureste en el torneo nacional que se efectuaría el mes de noviembre/96, en Juriquilla Queretaro, lugar al que haría a participar como juez, por ser jefe de una cuadrilla ganadora.

Para el evento nacional se nos envió también otro instructivo que definía los conceptos a evaluar los dos días de pruebas, los cuales para nuestro caso serían:

ÁREA COMERCIAL

ACTIVIDADES A EVALUAR

- Eficiencia en la toma de lecturas
- Reporte efectivo de anomalías
- Cortes y reconexiones.
- Primeros auxilios.

AREA MEDICIÓN

ACTIVIDADES A EVALUAR

- Alambrado de un equipo de medición en un sistema 3F-4H.
- Prueba completa al equipo.
- Detección y corrección de una anomalía.
- Bajar información del equipo con una lap-top.

Actividades en las que se continuo trabajando por parte del personal adicionándoseles una serie de platicas motivacionales que permitieran mejorar su desempeño.

Al llegar la fecha señalada para el torneo, me había presentado con un día de anticipación en el hotel, misión Juriquilla, que serviría como lugar de hospedaje para todos los competidores, tocándome como compañero de cuarto el sr.Marco Antonio Hernandez, que competiría por el área comercial, y el resto del personal que intervendría en las pruebas de medición, distribución y conexiones, aun se encontraban en camino ya que se habían trasladado vía terrestre, estimando su llegada por la noche.

Para el día siguiente se efectuó la reunión con todos los jefes de medición de las divisiones, para aclarar cualquier duda así como uniformizar los criterios de evaluación con el personal, aplicando en esta reunión por sorpresa una evaluación de conocimientos que les permitió a los organizadores conocer el nivel de conocimientos en cada juez, para asegurar una correcta calificación en las pruebas.

Después de esta reunión opte por irme a descansar temprano a mi recámara, y estar listo para las actividades del día siguiente.

En esos momentos había llegado a la habitación el Sr. Marco Antonio Hernandez... que participaría en las pruebas de lectorista, manifestándome también su nerviosismo y a manera de olvidarnos un poco de esta tensión, le sugerí que sería conveniente repasar las actividades que serían evaluadas, por lo que estuvimos comentando los reglamentos que serían aplicados en el torneo.

Al día siguiente después de la ceremonia de apertura transcurrieron las 2 jornadas sin contratiempo restando únicamente conocer los resultados finales de la competencia.

Al iniciar la ceremonia de clausura que fue presidida por el director general de la C.F.E. y el líder nacional del SUTERM, se pasó a la premiación de los ganadores, empezando con el área comercial entregando el segundo y tercer lugar, mencionando que el primer lugar al nivel nacional era para la división sureste por haber obtenido la mayor puntuación del certamen, recibiendo el premio el Sr. Marco Antonio Hernandez como mejor lectorista de 1995.

La alegría de los que asistimos por parte de la sureste al conocer la decisión provocó que festejáramos el triunfo a pesar que en las otras especialidades no habíamos logrado entrar en los tres primeros lugares, sin embargo pudimos festejar que un integrante de la zona Tuxtla era campeón nacional.

III. Desempeño Profesional en el año de 1996.

III.1 Nueva Estructura Tarifaria en Usuarios de Media Tensión.

A fines de año se nos informó que de acuerdo a la nueva estructura tarifaria, que entraría en vigor el 1° de diciembre de 1996, habría necesidad de realizar modificaciones en los equipos de medición, de todos los consumidores contratados en la tarifa horaria, así como de algunos consumidores de tarifa "OM" que serían reclasificados a la horaria, enviándonos un programa de trabajo que definía las fechas máximas para su ejecución.

Las modificaciones en los equipos era indispensable debido a que las nuevas disposiciones para facturar este tipo de consumidores contemplaban lo siguiente :

- a) El nuevo rango para ingresar a la tarifa horaria sería desde los 500 KW de demanda.*
- b) Se incluiría el periodo "intermedio" a los ya existentes de "base" y "punta" para su cobro.*
- c) Las facturaciones de estos servicios sería de "mes completo", es decir de las 00 :00 horas del primer día a las 24 :00 horas del último día del mes.*
- d) En los consumidores con demanda mayor a los 750 KW se seguiría midiendo con grabación de pulsos.*

Instrucciones que para poder cumplir era necesario contar con los equipos multifunción que serían instalados en lugar de las grabadoras "data star", que no contaban con la opción de congelamiento de lecturas.

Para empezar a ejecutar estos trabajos, a inicios de diciembre de 1996 fui comisionado en compañía del jefe de medición y servicios divisional a una reunión de trabajo al museo tecnológico de C.F.E. en la ciudad de México, donde la gerencia comercial y subgerencia de medición expusieron a las divisiones los avances existentes en la adquisición de los nuevos medidores, definiéndonos su instalación de acuerdo a los rangos de demanda, así como la compra de los materiales necesarios y el uso del nuevo software para su programación.

Dentro de las políticas y actividades a desarrollar se contemplaba realizar en forma previa a los trabajos, una visita informativa a los consumidores donde se les expondrían las nuevas modificaciones en forma detallada.

Al respecto, en forma anexa incluyo en este trabajo, parte de la documentación que se nos entregó por parte de oficina nacionales, para poder llevar una mejor información, y políticas internas para la ejecución de estos trabajos.

Al contar ya con la información necesaria para estos trabajos, se revisaron los registros de facturación para determinar en forma precisa la cantidad de usuarios que tendrían que modificarse y elaborar el programa de trabajo propio de la zona, así como la cuantificación de necesidades :

A nivel zona, de la revisión hecha a los listados de facturación se resumió que el total de consumidores a modificar serían :

- NUEVA RELACIÓN DE USUARIOS CON TARIFA HORARIA-

T-HM.

no	Nombre	Dem. (kw)	Agencia	Tar ifas	Trabajos
1	Maseca	1800	Ocozocoautla	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción
2	H. Camino Real	1250	Tuxtla Pte.	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
3	SMAPA 2	950	Tuxtla Ote.	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
4	SMAPA 3	1030	Tuxtla Ote.	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
5	Sedimentadora	998	Tuxtla Ote.	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
6	Gusano B.	2320	Tuxtla Ote.	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
7	PEMEX Electropozos.	2400	Reforma	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
8	PEMEX Industrial CD.	1070	Reforma	HM	Cambio de equipo de pulsos por multifunción.
9	SMAPA 2 Vieja	668	Tuxtla Ote.	OM	Cambio de equipo de pulsos por ABB
10	SMAPA 3 Vieja	646	Tuxtla Ote.	OM	Cambio de equipo de pulsos por ABB
11	SMAPA	1000	Tuxtla Ote.	OM	Instalación de medidor multifunción
12	Compañía Nestle	970	Chiapa de C.	OM	Instalación de medidor multifunción
13	Chedraui Poniente	880	Tuxtla Pte.	OM	Instalación de medidor multifunción
14	Chedraui Oriente	790	Tuxtla Ote.	OM	Instalación de medidor multifunción
15	Agroindustrias SRL	566	Villaflores	OM	Cambio de equipo de pulsos por ABB
16	Gobierno del Estado	580	Tuxtla Centro	OM	Cambio de equipo de pulsos por ABB

servicios con los que se tendría que elaborar el programa de modificaciones y la relación de material necesario para su ejecución, creándose para estos trabajos una serie de políticas a seguir que fueron entregadas a las zonas para su seguimiento, las cuales por involucrar a los usuarios mas grandes de la zona, requería de nuestra correcta aplicación, siendo los puntos mas importantes:

POLÍTICAS DE ACTIVIDADES A DESARROLLAR CON MOTIVO DE LA NUEVA ESTRUCTURA DE TARIFAS HORARIAS DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN.

I. INSTALACIÓN DE EQUIPOS

- 1. Los usuarios con tarifas HT y HS contarán con medidor multifunción con memoria masiva a más tardar la última semana de noviembre de 1996.*
- 2. A los usuarios en tarifa OM con demandas de 500 a 749 KW y de 750 a 999 KW se les instalará medidor polifásicos de estado sólido con registro de tarifa horaria y medidor multifunción con memoria masiva respectivamente y aquellos usuarios con tarifas OM cuyo rango de demanda está entre 500 a 749 KW y que actualmente tengan instalado medidor polifásico de estado sólido con tarifa horaria, sin la opción de congelamiento de lecturas (SCHLUMBERGER modelos MT-100 y Vectron); se consideran como medidor convencional y se programará el cambio a medidor ABB modelo ALFA tipo AIR, el cual es para tarifas horarias y si cuentan con la opción de congelar lecturas.*

II. PROGRAMACIÓN DE LA NUEVA ESTRUCTURA TARIFARIA.

- 1. El desarrollo y pruebas del software de las diferentes marcas de medidores estará a cargo de las 13 divisiones de distribución y de la Subgerencia de medición de Oficinas Nacionales.*
- 2. El desarrollo y pruebas del software de explotación para el proceso de los datos de memoria masiva de las diferentes marcas de medidores y exportación de datos al SICOM, estará a cargo de las divisiones Jalisco, Oriente y Subgerencia de Medición de Oficinas Nacionales del 11 al 15 de noviembre de 1996.*
- 3. La adecuación del software de mediciones multifunción, estará a cargo de la división Jalisco y de la Subgerencia de Medición de Oficinas Nacionales.*
- 4. La reprogramación en campo de los medidores instalados en tarifas horarias, se efectuará de acuerdo a las siguientes políticas :*
 - 4.1 Considerar 3 (TRES) estaciones programando la primera estación con la estructura tarifaria actual y con una vigencia al 30 de noviembre de 1996; las siguientes 2 (DOS) estaciones deberán contemplar la estructura tarifaria aplicable a partir del 1° de diciembre (del 15 al 29 de noviembre).*

- 4.2 *Considerar el congelamiento de lecturas mensuales para el periodo de consumo incluya la información hasta las 24 horas del último día de cada mes en que la nueva estructura tarifaria inicia a partir de las 00:00 horas del 1° de diciembre de 1996.*
- 4.3 *Durante los meses de diciembre de 1996 y enero, febrero y marzo de 1997, reprogramar en definitivo la nueva estructura tarifaria correspondiente a cada región en las diferentes marcas de medidores.*
- 4.4 *La programación de los medidores, se debe realizar para que en la pantalla, se muestren las lecturas congeladas en el modo alterno y en el modo normal se muestren las lecturas actuales, considerando el orden o la secuencia que se indica en el anexo.*

IV. TOMA DE LECTURAS.

1. *En apego a las instrucciones de emitir y gestionar a la brevedad el cobro de la factura ; la toma de lecturas es prioritaria sobre la obtención de los datos de la memoria masiva ; siendo decisión de la dirección si en la toma de lectura, también procede a obtener los datos de la memoria, siempre y cuando no se incurra en diferir la facturación.
La obtención de la memoria masiva, posterior la toma de lecturas, tiene como límite los cuatro días de cada mes.*
2. *Con la finalidad de agilizar la toma de lecturas y por ende las actividades subsecuentes ; la facturación se debe realizar con los datos de las lecturas congeladas y mostradas en la pantalla del medidor al activar el modo alterno.*
3. *La toma de lecturas, se debe realizar el día 1° del mes, ya sea éste hábil o inhábil.*
4. *En tanto no se cuente con el sistema para la toma de lecturas en forma automática por personal del comercial y se superen los inconvenientes intrínsecos que conllevan los cambios ; el personal de medición en base a los lineamientos establecidos, proseguirá realizado la actividad de toma de lecturas*

V. OBTENCIÓN DE LA MEMORIA MASIVA DE MEDIDORES MULTIFUNCION.

1. *Estos medidores estarán instalados en los suministros de energía eléctrica a usuarios de tarifas horarias y desde una demanda de 750 KW en adelante.*
2. *La recopilación de la memoria masiva se hará de acuerdo a la siguiente política :*
 - 2.1 Mensual *para los suministros de energía eléctrica que tengan tarifa HT y HS.*

VI FACTURACIÓN DE SERVICIOS DE TARIFAS HORARIAS DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN.

- 1. Para los servicios contratados en tarifas horarias, la lectura de los equipos de medición y la facturación de los mismos, invariablemente deberán realizarse el día primero de cada mes, sin importar si este cae en día festivo o inhábil, el periodo de consumo para facturar debe ser el comprendido de las 00 :00 horas, del día 1° hasta las 24 horas del último día de cada mes. La entrega de la factura a los usuarios será el primer día hábil posterior a la toma de la lectura.*
- 2. Por lo que corresponde a los usuarios que actualmente se encuentran en la modalidad de demanda contratada, es importante programar una entrevista con estos usuarios, lo anterior con el fin de hacerles saber que con motivo de la reestructuración de las tarifas eléctricas, aplicables a partir del 1° de diciembre de 1996, los convenios escritos para este fin, quedan sin efecto y en su caso, a solicitud de los mismos deberán elaborarse nuevos convenios que tengan los cambios que establecen la nueva tarifa en vigor.*

VII. FACTURACIÓN DE SERVICIOS QUE PASAN DE TARIFA OMS A HM

Para aquellos servicios que por las características de su carga pasarán de la tarifa OM a la HM, se les dará el siguiente tratamiento :

- 1. En los servicios que actualmente ya cuentan con equipo de medición capaz de proporcionar información completa para realizar cálculos con la nueva tarifa y ya se encuentren programados para congelar la lectura a las 24 :00 horas del día último de cada mes, deberán reprogramar su toma de lectura, en lo posible para el día primero de diciembre de 1996, facturando el mes de noviembre de 1996 en tarifa OM.*

Derivado de lo antes comentado, deberán preparar un oficio informativo hacia el usuario, mediante el que se le notifique el cambio de estructura tarifaria y el cambio de fecha de toma de lecturas, esto con motivo de las nuevas disposiciones tarifarias.

En las condiciones antes expuestas, se obtendrá lo siguiente :

- 1.1 La facturación del mes de noviembre de 1996, dependiendo de la fecha de toma de lectura anterior, arrojará una factura con menos o más días de los facturados en meses anteriores, en caso de que estos excedan de 33 días, la diferencia de días hasta el último del mes, se facturará como complementaria del mismo mes.*

- 1.2 *Con el congelamiento de la lectura, se estará en posibilidad de contar con información completa para que en el mes de diciembre de 1996, se calculen los valores con la nueva estructura tarifaria.*

En el mes de diciembre de 1996, se efectuarán dos cálculos, uno en tarifa anterior (OM) y un segundo cálculo en la tarifa nueva (HM), de estos dos cálculos, se deberá de considerar como factura oficial que se registrará y se cobrará en su oportunidad, la que resulte de menor importe.

Para informar a los usuarios, se programará una visita con cada uno en la que se entregará ambos cálculos (OM y HM), esto con la finalidad de analizar junto con ellos los efectos del cambio tarifario, orientándolos sobre los ahorros que pudieran tener con adecuado manejo de sus demandas y consumos.

2. *En los servicios que aún no cuentan con el equipo adecuado, mientras no se les instale el equipo de medición que nos proporcione la información completa para facturar en la tarifa HM, se continuará aplicando la tarifa OM.*

- 2.1 *En función al cumplimiento del programa de cambio de medidores se elaborará un oficio mediante el que se informará al usuario, que debido al cambio de estructura tarifaria, se hace necesario el cambio del equipo de medición indicando la fecha en que se efectuará dicho cambio, este oficio se deberá entregar previo a los movimientos de los equipos de medición.*

2.2 *Los cambios de medidor se realizarán bajo la siguiente secuencia :*

- 2.2.1 *Reportar al Área Comercial el cambio de medidor con todos los datos pertinentes, haciendo énfasis en los siguientes datos :*

- *Fecha y hora de cambio*
- *Números y Código de los medidores retirados e instalados*
- *Lectura de los medidores retirados e instalados.*
- *Formato de los valores en el display (6 u 8 dígitos).*

- 2.2.2. *En caso de que ya se tenga instalado físicamente un medidor con capacidad para tarifas horarias y solamente se modifique su programación, se deberá reportar como cambio de medidor igual que el punto interior.*

2.2.3. *Los datos para facturación del periodo en que se cambió el medidor, se hará de la siguiente manera :*

Consumo total kWh = Consumo medidor retirado + (consumo en base + consumo en intermedia + consumo en punta) del medidor instalado.

Demanda Máxima = Valor max. De : kW medidor retirado (kW en base, kW en intermedia y kW en punta) del medidor instalado.

Consumo Total kVArh = Consumo de kVArh medidor retirado más consumo de kVArh medidor instalado.

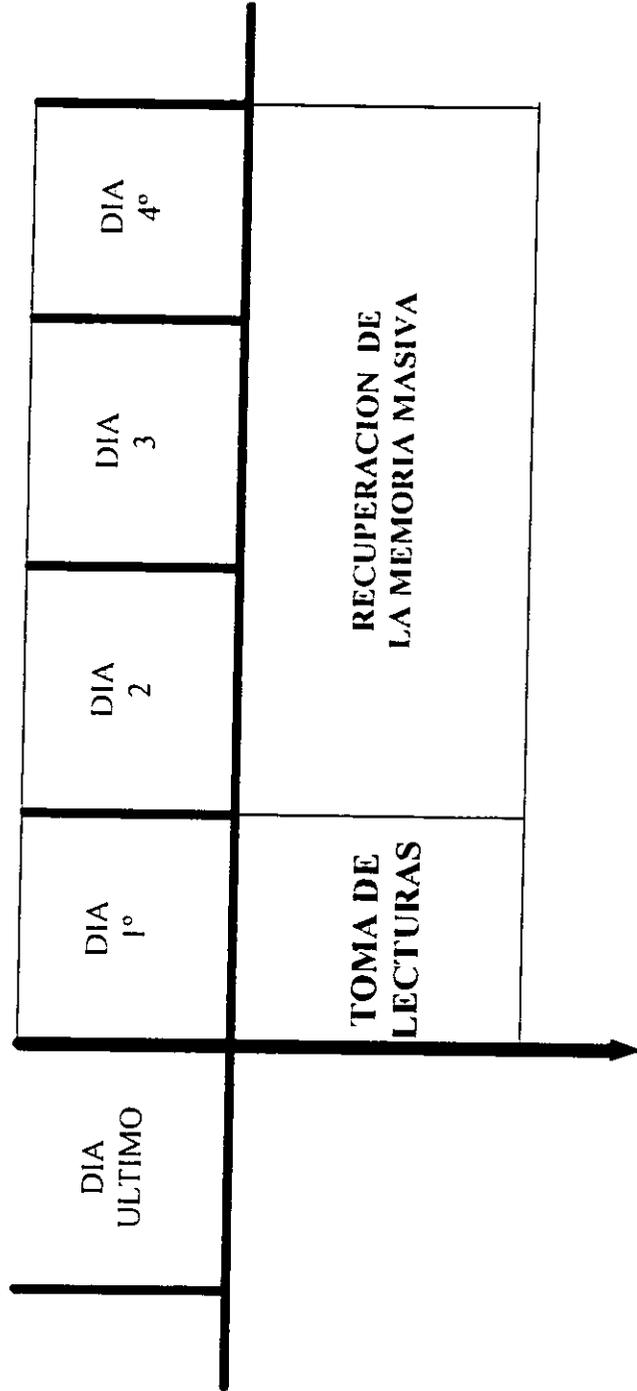
IX. DIFUSIÓN Y ORIENTACIÓN.

Con el fin de informar y orientar a los usuarios sobre los cambios tarifarios, se deberá elaborar un calendario de visitas en los que se entregará un disquete que contenga un programa para el cálculo de la tarifa aplicable, el cual servirá de auxilio para efectuar cálculos con diferentes patrones de comportamiento de la demanda y consumo.

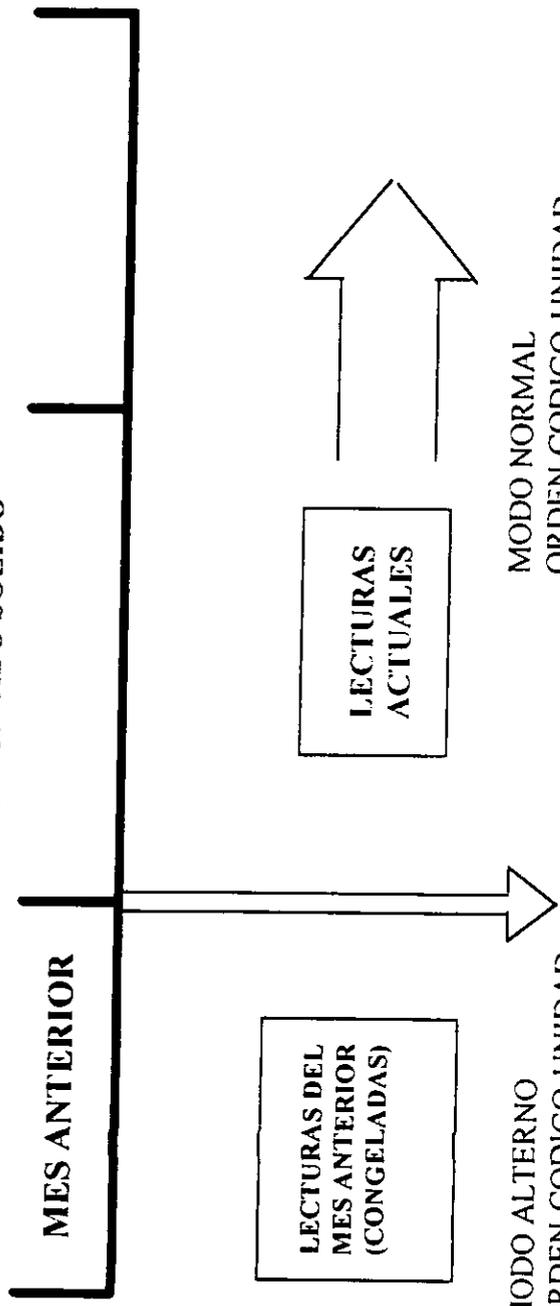
Resumen de Materiales.

	Nombre	Material Necesario						Varilla de Tierra
		Medidor M. Quantum	Medidor M. ALFA	Base Enchufe 13T-20 Amp.	Cable Control 7 x 10	Gabinete Metálico		
1	Maseca	1				1		
2	H. Camino Real	1				1		
3	SMAPA 2	1		1		1		
4	SMAPA 3	1		1	12	1	1	1
5	Sedimentadora	1		1	15	1	1	1
6	Gusano B.	1		1		1		
7	PEMEX Electropozos	1		1	6	1	1	1
8	PEMEX.	1				1	1	1
	Cd. Industrial					1		1
9	SMAPA 2 Vieja	1		1		1		
10	SMAPA 3 Vieja	1		1	8	1	1	1
11	SMAPA	1		1	12	1	1	1
12	Compañía Nestle	1		1	8	1	1	1
13	Chedraui Poniente			1		1	1	1
14	Chedraui Oriente			1	9	1	1	1
15	Agroindustrias SRL			1	9	1	1	1
16	Gobierno del Estado			1				
	Total	12 piezas	4 piezas	8 piezas	79 metros	14 piezas	8 piezas	8 piezas

TOMA DE LECTURAS



TOMA DE LECTURAS A MEDIDORES MULTIFUNCIÓN Y DE ESTADO SOLIDO



MODO ALTERNO ORDEN-CODIGO-UNIDAD

1	111	Kwh	Base
2	141	kW	Base
3	112	kWh	Intermedio
4	142	kW	Intermedio
5	113	kWh	Punta
6	143	kW	Punta
7	114	kWh	Semipunta
8	144	kW	Semipunta
9	105	kVArh	Totales
10	90	RESETS	

MODO NORMAL ORDEN-CODIGO-UNIDAD

1	111	Kwh	Base
2	141	kW	Base
3	112	kWh	Intermedio
4	142	kW	Intermedio
5	113	kWh	Punta
6	143	kW	Punta
7	114	kWh	Semipunta
8	144	kW	Semipunta
9	105	kVArh	Totales
10	90	RESETS	

III.2.- Uso racional de la energía.

En la semana del 25 al 29 de noviembre de 1996 se celebró en el museo tecnológico de C.F.E.: el "SEMINARIO NACIONAL SOBRE EL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA", organizado por la C.F.E. y la asociación de técnicos y profesionistas en la aplicación energética A.C. "ATPAE", evento al que fui comisionado por la división sureste para conocer algunos de los avances que se tenían a nivel nacional e internacional en trabajos relacionados al ahorro energético.

Seminario en el que pude enterarme de diferentes trabajos que han ayudado a eficientar el uso de la energía, relacionando algunas de las ponencias expuestas:

<u>TITULO</u>	<u>PONENTE</u>	<u>EMPRESA</u>
1-Ahorro de energía en Nissan Mexicana Planta Aguascalientes.	Ing. Alejandro Rguez Hdez.	Nissan mexicana SA de CV
2- Ahorro de energía en ventiladores exhaustores en una fabrica de cemento.	Ing. Ramses Dolores A.	Cemento Cruz Azul S.C.L.
3-Factibilidad técnico—económica para sustitución de equipos de aire acondicionado de baja eficiencia por alta eficiencia en clima cálido extremo.	Ing. Joaquin Gutiérrez Ley	C.F.E.
4- Ahorro de energía hotel fiesta Americana Mérida.	Ing. Ismael Betanzos Miguel	Hotel Fiesta Americana.
5-Reducción de pérdidas técnicas, mediante el cambio de tensión de suministro en usuarios de T-03.	Ing. Ignacio Morquecho C.	C.F.E.
6- Campaña de fomento al ahorro de energía enfocada a los alumnos de primaria y secundaria.	Ing. Melchor Villegas	C.F.E.

Donde se pueden ver algunas de las ponencias que la C.F.E. había analizado como posibles ahorros en la energía eléctrica ya que como suministradores nos tocaba el papel de promotores y ejemplo de ahorro de la misma.

De acuerdo a los datos de 1994 el país dependía en un 85.4 % de derivados del petróleo para la producción de la energía eléctrica, siendo un reto la búsqueda de nuevas opciones para generarla así como hacer un uso adecuado de la misma.

El origen y destino de la energía eléctrica en 1994 había sido el mostrado en el cuadro siguiente:

SECTOR ELECTRICICO NACIONAL			
ORIGEN Y DESTINO DE LA ENERGIA ELECTRICA EN 1994			
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	GENERACION BRUTA GWH	ENERGIA GWH	ENTREGADA
	Hidroeléctrica	20048	Doméstico 27780
COMBUSTOLEO 19047 miles de m ³	Vapor ciclo - combinado	77023 8096	Comercial 9944 Industrial 60062
GAS 6080 millones de m ³	Turbogas	466	Agrícola 6661
DIESSEL 344 miles de m ³	Combustión Interna geotermo Eléctrica	249 6698	Otros servicios 6306 Exportación 1943
CARBON 6696 miles de toneladas	Dual Carboeléctrica	7770 13036	Condensadores sincronos 304 Usos propios no facturados 7264
BIOXIDO DE URANIO 6077 mwd/st	Nucleo eléctrica	4132	Pérdidas 14.38 %
	Eoloeléctrica	4	
	Total	137522	

Donde la compra de combustibles para la generación de la electricidad representaba el 50% del presupuesto total de la empresa, mostrando con esto la gravedad de la falta de nuevas opciones y el no hacer un uso adecuado de la energía eléctrica, ya que esto significaría el desperdicio de un recurso no renovable.

Dentro de las acciones mas importantes que ya se han implementado en la empresa tendientes a un mejor uso de la energía eléctrica han sido:

- Uso de las tarifas horarias.*
- Propuestas del horario de verano*
- Programas anuales para la reducción de perdidas técnicas y no técnicas.*
- Asesoramiento de clientes distinguidos.*
- Apoyo a municipios en estudios de alumbrado público.*
- Información al público con documentación que les indique medidas para obtener una reducción en su consumo .*
- Información al público con folletos que les indique como evitar el mal uso de la energía.*

Siendo este el panorama general que se tenía en la empresa con los trabajos que ayudarían a eficientar el uso de la energía eléctrica.

El 27 de noviembre/96 al revisar las ponencias que aún estaban pendientes me di cuenta que existía una con el titulo " CAMPAÑA DE FOMENTO AL AHORRO DE ENERGÍA ENFOCADAS A LOS ALUMNOS DE PRIMARIA Y SECUNDARIA ", que sería expuesta por la división centro-oriente por el Ing. Melchor Villegas al cual conocía por haber trabajado años antes en la división sureste.

Al platicar con él en la comida me dijo que en la CD. de Puebla tenían pensado iniciar en algunas escuelas de nivel primaria y secundaria platicas sobre el uso racional de la energía, situación que a la larga podría ser beneficiosa al empezar a una edad mas temprana a concientizar el uso racional de la energía en los niños, iniciándose ésta como complemento de una materia tradicional.

Lo anterior representaba iniciar una educación energética que de hecho no existe en nuestro país ya que en muchos de los casos se cuida la luz apagándola no por una conciencia energética sino para evitar el pago excesivo de la energía eléctrica.

La ponencia comentaba la propuesta de incluir el uso racional de la energía como materia institucional y ser tema de los libros de texto apoyando su trabajo en encuestas realizadas a los alumnos, profesores de nivel primaria y secundaria, procediendo a efectuar con estos datos su diagnóstico.

Uno de los primeros objetivos del programa era dar a conocer la problemática energética para crear una conciencia en todos, para poder aplicar medidas de ahorro efectivo en el hogar, la escuela y la comunidad en general, la inducción con respecto a la

utilización y uso eficiente de la energía eléctrica se podría impartir en formas variadas mediante seminarios, distribución informativa y presentación de transparencias con películas.

De ésta forma se lograría iniciar una cultura de ahorro de energía a una temprana edad que permitiera involucrarlos en el conocimiento de la situación real de México, y contar con su apoyo para el cuidado y difusión de los beneficios que representa el uso racional de la energía eléctrica.

III.3 El horario de Verano como Opción de Ahorro de Energía Eléctrica

Una de las medidas principales para promover el uso mas eficiente de la energía en México en los últimos años ha sido, el cambio de horario de verano que inicio en abril de 1996, ya que represento la primera ocasión, que en forma general y a nivel nacional el reloj se adelanto una hora, pero manteniendo la diferencia entre los tres husos horarios que cubren el país, por lo que era importante analizar este hecho desde el punto de vista de la sociedad civil y academia para contribuir a la evaluación de este primer cambio de horario.

Alguien dijo " la naturaleza es tan sabia que en muchas ocasiones hay que dejarla actuar por si misma ", si se aplica este precepto al ritmo natural de la vida del hombre y suponiendo que no existieran relojes, seria lógico pensar que el hombre se levantaría al alba y se retiraría a descansar al anochecer, siendo este principio natural, la base del establecimiento del horario de verano en todos los países.

Por lo que en su definición más simple, el horario de verano (o en cualquier estación) significa: Aprovechar la luz natural del sol durante más tiempo en los meses de mayor insolación de la tierra.

A primera vista esta medida parecia ser muy simple y los beneficios esperados en materia de ahorro de energía y protección ambiental la justificaban plenamente, sin embargo debía realizarse un análisis más amplio que reforzara esta idea en todos los ámbitos de su aplicación.

Para conocer los posibles beneficios de esta medida, se llevó a cabo una reunión con la subgerencia comercial y el Instituto de Investigaciones Eléctricas, donde se nos dio a conocer los objetivos principales de ahorro en energía eléctrica esperados, los cuales estaban contemplados únicamente para la zona urbana, ya que el área rural permanecería prácticamente igual.

Dentro de la participación del Instituto de Investigaciones Eléctricas se nos expuso una serie de gráficas que nos mostraban la época de mayor insolación en nuestro país en el transcurso del año, siendo C.F.E. parte importante para la promoción y estudio del beneficio real con el horario de verano. Estando en estudio la forma en que seria evaluado.

Para iniciar las acciones de sensibilización y beneficios esperados, era necesario empezar con el personal propio de la Institución para que estuviera en condiciones de proporcionar información adecuada y continuar ante diferentes organizaciones.

En las reuniones era necesario que las exposiciones fueran lo más sencillas y breves, precisando claramente que dentro de los beneficios individuales no se esperaba un impacto considerable en la reducción de los consumos de energía eléctrica, pero a nivel nacional se contemplaban ahorros y beneficios significativos, como la reducción de 1300

GWH anuales en consumo de energía eléctrica, abatimiento de la demanda nacional en 520 MW, así como ayudar en los problemáticas de contaminación y delincuencia.

Todo lo anterior eran causas que justificaban su aplicación, sin embargo, era necesario evaluar con datos exactos este beneficio, para lo cual se instalarían equipos de medición en diferentes ciudades de la república, con el objeto de monitorear el comportamiento eléctrico antes y después de este periodo, siendo en la división sureste, la ciudad de Tuxtla Gutiérrez la seleccionada para hacer el estudio, teniéndose en trámite la compra de los equipos que serían instalados en las subestaciones.

Para el caso de Tuxtla Gutiérrez se determinarían 3 circuitos de prueba que fueran :

- Económicamente alto*
- Económicamente medio*
- Económicamente bajo*

En los cuales se instalarían un medidor multifunción del tipo OPH tipo caja, los cuales una vez instalados registrarían el comportamiento de los circuitos dentro y fuera del periodo de HdeV , y en forma mensual se bajaría la información del medidor para enviarla directamente al D.F. donde se analizarían los parámetros eléctricos durante un periodo de tiempo que posteriormente se nos definiría.

III.4.- Programa de calidad a la facturación.

En 1996 la zona Tuxtla contaba con 234,000 usuarios, distribuidos en sus diferentes agencias a los cuales independientemente de la calidad del servicio suministrado, se necesitaba ahondar en acciones que permitieran la entrega de los recibos por la energía eléctrica consumida, con un alto grado de confiabilidad permitiéndonos el cobro justo y honesto del servicio.

Para lograr esta meta, bajo el nombre de " PROGRAMA DE CALIDAD A LA FACTURACIÓN ", se implementó en las zonas programas específicos, para mejorarla, tales como:

- Revisión de usuarios con consumo cero.*
- Eliminación de estimaciones y cancelaciones*
- Cambio total de los equipos de medición dañados.*
- Reubicación de medidores al exterior.*
- Capacitación.*

Revisión de usuarios con consumo cero.- El consumo cero se designa cuando en varias facturaciones un usuario no presenta movimientos en las lecturas de su medidor, siendo necesario visitarlo físicamente, para certificar que su causa no es provocada por tener el equipo dañado, o anotar si el motivo es originado por casa deshabitada.

Eliminación de estimaciones y cancelaciones.- Para poder reducir estos conceptos era necesario que todas las tomas de lecturas se hicieran al 100% y que las mismas fueran correctas, lo que propicio reuniones con el personal de las agencias para darles a conocer el objetivo de los programas y sus beneficios, solicitándoles el mejor de sus esfuerzos para lograrlo.

Cambio total de los equipos de medición dañados.- El compromiso del departamento de medición y servicios era el de efectuar todos los cambios necesarios y pendientes que se tenían de los reportes de las agencias, así como de usuarios eliminando de esta forma los equipos que no permitieran la correcta registracion y toma de lectura.

Reubicación de medidores al exterior.- Una de las situaciones que mejorarían el desempeño del personal de campo, sería sacar los medidores al exterior de las casas, ya que aun existían locales antiguos en esta situación, impidiendo una mejor productividad en la tomas de lecturas y en el caso de no encontrar al usuario la estimación era inevitable.

Capacitación.- En los cursos se enfatizó en los beneficios que se pueden obtener al mejorar la calidad del cobro, donde se resaltaban sus beneficios en una mejor atención a los consumidores y en la productividad, como resultado de una facturación sana.

La aplicación del programa, basado en la correcta y total toma de lecturas, proyectaba disminuir problemas existentes como:

- *Quejas por altos consumo.*
- *Problemas de rezago.*
- *Estimaciones y cancelaciones.*
- *Desconfianza del usuario.*

Situaciones que como se puede apreciar, dan como resultado global una atención de mayor calidad en los consumidores, lo que hizo formara parte del programa institucional de calidad al cliente.

Las medidas anteriores eran necesarias en un ambiente cambiante, que se mostraba en usuarios que exigían les fuera explicado el motivo de los cobros, los cuales no se conformaban con explicación vagas, al estar mas informados y llevar mejores controles sobre sus pagos, existiendo también quejas que en ocasiones eran lideradas por personas con ambiciones personales, prometiendo una serie de beneficios que no eran procedentes como el cambio a tarifas mas económicas, tarifas fijas e incluso la negativa al pago justificando la falta de recursos o la de pertenecer a un estado que supuestamente producía el 40% de la energía del país.

Quejas que además del problema en sí, se les daba mayor impacto al asistir usuarios que no tenían ningún problema y solo participaban por solidaridad o en espera de algún beneficio adicional en la reducción de sus recibos.

Una de las formas para evitar estos problemas, era precisamente con la depuración del proceso facturable evitando se entregaran recibos incorrectos que no habían tenido la supervisión correcta, los cuales a pesar de no representar ni el 1% del total de los usuarios de la zona, eran lo suficiente para gestar reclamos generalizados que deterioraban y ponían en entredicho a la C.F.E.

Al iniciar los trabajos en diferentes agencias se pudieron detectar algunas problemáticas que provocaban deficiencias en la facturación tales como:

- *Falta de depuración de recibos antes de ser entregados al consumidor.*
- *Lecturas erróneas ocasionadas por no utilizar la terminal portátil.*
- *Estimaciones de lecturas en lugares distantes y con problemas de acceso*
- *Medidores al interior.*

Situaciones que se complicaban por no revisar el programa pizagone que se emite posterior al procesamiento de un ciclo, siendo conveniente su revisión, lo cual nos indicaría que usuarios variaron en un 30% respecto a su historial de consumo, y en el caso de la terminal portátil se encontraron equipos dañados en algunas agencias, provocando se tomaran las lecturas en forma manual originando un mayor número de lecturas erróneas.

En el tercer y cuarto punto la problemática se iría corrigiendo de acuerdo al avance de los trabajos de reubicación de medidores al exterior y cambio de equipos dañados.

Estas acciones nos permitieron disminuir cancelaciones y estimaciones respecto a 1994 lo que también ayudaría en la disminución de quejas, sin embargo, el numero de éstas continuó prevaleciendo, siendo la mas representativa la queja por alto consumo, es decir la de inconformidad al pago por parte del usuario, las cuales, a pesar de que en un 70% eran improcedentes, su cantidad no disminuyó, lo que nos llevó a analizar que otros motivos son aportadores del consumo de energía eléctrica, ya que las acciones aquí mencionadas para mejorar el proceso facturable, podían ser no suficientes para disminuir este tipo de quejas, concluyendo que para obtener un mejor beneficio de los trabajos, no era solo mejorar la facturación por parte de la empresa, se requeriría implementar trabajos de orientación y chequeo en instalaciones de las casas, via servicio social con problemas constantes de alto consumo, sugiriéndoles aprender a tomar lectura de su medidor, a manera de control de sus consumos para detectar inmediatamente cualquier diferencia significativa, y posiblemente la más difícil, vigilar su uso correcto en exteriores, patios, cuartos donde habitan niños, etc. lugares que por omisión o desconocimiento se podría utilizar la energía de una forma diferente a lo supuesto.

Al sugerir estos pequeños detalles que podían ser vistos por un consumidor, representaban posibles situaciones que le podrían redituar ahorros de energía eléctrica, y por consiguiente económicos.

Las recomendaciones anteriores hechas en algunos consumidores, también se había originado por los casos en que a pesar de que sus medidores trabajaban correctamente, y las lecturas entregadas en su recibo eran reales, el único motivo ante esta situación de quejas por alto consumo, se debía a que eran consumos reales del servicio, sin embargo por desconocimiento del propio usuario no había tomado algunas acciones necesarias para que pudiera disminuirlos.

El hecho de no reducirse las quejas de acuerdo a lo esperado por los trabajos ejecutados en facturación, aparentaba no haber tenido ningún efecto ya que las quejas se mantuvieron, sin embargo a la empresa se le proporciono una mayor certeza y seguridad sobre sus cobros, al contar con una información de mayor calidad que ha repercutido en la emisión de recibos de cobro de energía eléctrica con un alto grado de confiabilidad, situación que a pesar de no disminuir el número de quejas por alto consumo, ha comprobado que en su mayoría éstas son improcedentes.

IV.- DESEMPEÑO PROFESIONAL 1997.

IV. 1 Estándares de Calidad

En la CFE se han alcanzado avances importantes en diferentes procesos de su estructura, tales como Generación, Transmisión y Distribución, donde se han incrementado aspectos productivos y de calidad en sus trabajos, que aunados a la modernización y capacitación han permitido disminuir los tiempos de interrupción y la calidad del suministro en los usuarios; sin embargo conscientes de que aún se tienen deficiencias en algunas actividades, donde se brinda atención directa a los usuarios al existir problemas de respuesta oportuna a sus solicitudes o quejas relacionadas al servicio eléctrico, era necesario fortalecer en forma integral las oficinas destinadas a brindar la atención al usuario, y de esta forma ir disminuyendo los problemas de imagen de la empresa.

El hecho de llevar a cabo acciones tendientes a mejorar la imagen institucional tendría también como consecuencia el poder brindar una mejor atención a los consumidores, siendo este el objetivo único.

Como parte integrante del programa de modernización de la administración pública 1995 - 2000, la CFE ha implementado el "Programa Institucional de Servicio al Cliente" desde 1995, el cual dentro de sus objetivos establecerá una cultura corporativa que gravite en una filosofía de calidad, en donde el servicio al cliente sea la base del que hacer de la organización, siendo algunas de sus estrategias la capacitación al personal como parte fundamental para el cambio de actitud, así como :

- Mejorar oficinas de atención al público*
- Disminuir tiempo de espera para atención en ventanilla.*
- Horarios más flexibles para la atención al público.*
- Cajeros automáticos.*
- Conexión de servicios en menos tiempo.*
- Centro del servicio al cliente.*
- Control de las quejas con sistemas computarizados*
- Reducir las interrupciones al servicio.*
- Calidad del servicio suministrado.*
- Disminuir errores en la facturación.*
- Minimizar el número de estimaciones.*
- Tecnología de punta en materia de comunicación.*
- Reducir los cortes indebidos.*
- Diversificación de centros de pago.*
- Capacitación de servicio al cliente.*
- Pulcritud e imagen personal.*
- Trato amable y cortés.*

acciones que a inicios de 1997 se encontraban implementadas dentro de la zona Tuxtla con avances significativos, y debido al avance logrado en el Programa de Calidad a nivel nacional, y contar con una mejor infraestructura que nos permitiera brindar una mejor atención al público, se inició durante los primeros meses de 1997, la difusión interna de que había un compromiso de la empresa con las altas autoridades, de iniciar la implantación de una serie de "Compromisos de Servicio", los cuales se nos definirían para su puesta en vigor durante el primer trimestre de 1997.

En la primera reunión celebrada a mediados de enero de 1997, se nos indicaron los compromisos que debíamos empezar a definir de acuerdo a las problemáticas existentes en la zona, fijándose un plan de acciones para definirlos, de lo cual anexo algunos documentos que nos fueron mostrados en dicha reunión:

Como resultado de lo anterior, se definieron los compromisos para las áreas urbana y rural valores que ante los usuarios se empezarían a controlar en forma mensual para ir detectando los problemas existentes para su cumplimiento y establecer las correcciones necesarias, siendo inicialmente su control interno, lo que permitiría implantar los métodos de control y evaluación durante 1997.

Comision Federal de Electricidad
Compromisos de Servicio

COMPROMISOS DE SERVICIO

PLAN PARA OFRECER A NUESTROS
CLIENTES UN SERVICIO CON
ESPECIFICACIONES
CLARAS, CONCISAS Y CUMPLIBLES

IMAGEN INSTITUCIONAL COMUNICAR EL DESEO DE SERVIR

- . Imagen de la CFE sólida y coherente con el importante esfuerzo de establecer compromisos de servicio con el cliente.
- . Mostrar a la sociedad la pulcritud y congruencia con que estamos realizando nuestro trabajo en todos los niveles.
- . Asegurar a los clientes nuestras habilidades para brindarles los servicios ofrecidos en forma confiable y exacta.
- . Proyectar al interior de la CFE el espíritu de equipo y de unidad .
- . Fomentar el orgullo de formar parte de una empresa comprometida con sus clientes

ACCIONES INMEDIATAS DE LAS ZONAS DE OPERACION

Definir los valores aplicables a la zona, en forma conjunta con los representantes de los trabajadores.

Dar a conocer a todos los trabajadores estos compromisos que la CFE toma con sus clientes.

Dar a conocer a detalle a todos los funcionarios de la Zona los alcances y repercusiones que tienen estos compromisos.

Establecer los medios necesarios para que los trabajadores se comuniquen ágil y efectivamente con los niveles superiores.

Demostrar a los trabajadores, en forma fehaciente, el compromiso de la superintendencia de tomar en cuenta sus aportaciones, consejos y sugerencias.

Comisión Federal de Electricidad
Compromisos de Servicio

ANTECEDENTES

ESTANDARES DE SERVICIO EN OTRAS EMPRESAS ELECTRICAS

En el Reino Unido las 14 empresas distribuidoras tienen 10 estándares, el último se refiere al pago de una pena, si no se cumple con alguno de los primeros nueve.

. EDF en Francia tiene 8 estándares, el último se refiere al pago de una pena, si no se cumple con alguno de los primeros siete

. En EE UU algunas empresas tienen estándares, no pagan pena en caso de incumplimiento, el cliente lo que quiere es que cumplan sus compromisos y ofrecimientos.

COMPROMISOS PARA 1997

Restablecimientos del suministro	Urbano	Rural	Unidad
Individual	X	Y	Hrs.
Sector fuera	X	Y	Hrs.
Circuito media tensión	X	Y	Hrs.
Máxima espera en fila	X	Y	Min.
Atencion de Solicitudes de Suministro			
Servicios Especiales y electrificación	X	Y	Días
Media Tensión y fraccionamientos	X	Y	Días

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE**

COMPROMISOS DE SERVICIO PARA AREA URBANA

DIVISION / ZONA NOMBRE	UNIDAD	DK040 TUXTLA
---------------------------	--------	-----------------

RESTABLECIMIENTO DEL SUMINISTRO		
INDIVIDUAL	HORAS	12
SECTOR FUERA	HORAS	6
CIRCUITO MEDIA TENSION	HORAS	3
MAXIMA ESPERA EN FILA	MINUTOS	15
ATENCION DE SOLICITUDES DE SUMINISTRO		
SERVICIOS ESPECIALES Y ELECTRIFICACION	DIAS	15
SERVICIO EN ALTA TENSION Y FRACCIONAMIENTOS	DIAS	15
CONEXION DE NUEVOS SUMINISTROS:		
TARIFAS 1 Y 2	DIAS	3
TARIFAS MEDIA TENSION	DIAS	3
ATENCION DE INCONFORMIDADES DE ALTO CONSUMO	DIAS	15
RECONEX. DE SERVS CORTADOS POR FALTA DE PAGO	DIAS	3
CONSTRUCCION DE OBRAS Y CONEXION DE SUMINISTROS DERIVADOS DE UNA SOLICITUD DE SERVICIO ESPECIAL.	DIAS	30

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE**

COMPROMISOS DE SERVICIO PARA AREA RURAL

DIVISION / ZONA NOMBRE	UNIDAD	DK040 TUXTLA
---------------------------	--------	-----------------

RESTABLECIMIENTO DEL SUMINISTRO		
INDIVIDUAL	HORAS	72
SECTOR FUERA	HORAS	24
CIRCUITO MEDIA TENSION	HORAS	8
MAXIMA ESPERA EN FILA	MINUTOS	10
ATENCION DE SOLICITUDES DE SUMINISTRO		
SERVICIOS ESPECIALES Y ELECTRIFICACION	DIAS	20
SERVICIO EN ALTA TENSION Y FRACCIONAMIENTOS	DIAS	15
CONEXION DE NUEVOS SUMINISTROS:		
TARIFAS 1 Y 2	DIAS	10
TARIFAS MEDIA TENSION	DIAS	10
ATENCION DE INCONFORMIDADES DE ALTO CONSUMO	DIAS	7
RECONEX. DE SERVS CORTADOS POR FALTA DE PAGO	DIAS	6
CONSTRUCCION DE OBRAS Y CONEXION DE SUMINISTROS DERIVADOS DE UNA SOLICITUD DE SERVICIO ESPECIAL.	DIAS	60

IV.2 Resultados Obtenidos con los Medidores Tipo Quantum y Alfa.

Desde el 27 de diciembre de 1996 se habían concluido las modificaciones hechas en los usuarios de tarifa horaria, al haberseles instalado medidores multifunción marca Schulumberger en sus versiones Quantum y Alfa, con lo que se estaba en posibilidad de cumplir los nuevos ordenamientos tarifarios, que como se recordará, daban las instrucciones de cobrar los meses completos por medio del congelamiento de lecturas, y la inclusión del periodo intermedio, dentro de los cambios más significativos.

En forma inicial las tomas de lectura serían responsabilidad del departamento de medición, y una vez validada la información, se entregaría el mismo día al departamento Comercial para la elaboración de los recibos, siendo la próxima fecha de toma de lecturas el 1° de Enero de 1997, habiéndose programado que en cada una de ellas se bajarán los datos de la memoria masiva del medidor, además de las lecturas del modo normal y alterno para el caso del Quantum, y para el Alfa únicamente bastaría con las lecturas.

Como esta información se debía entregar a más tardar a las 13 horas del mismo día, se programó el inicio de los trabajos para las 4:00 AM, con el objeto de corregir cualquier posible anomalía con tiempo.

La primera toma de lectura se hizo sin ningún contratiempo relevante y únicamente en los usuarios de MASECA S.A. y CHEDRAUI PTE. S.A., existió la posibilidad de que no se nos permitiera el acceso a las subestaciones por no haber sido informado el personal de guardia de esta modificación de la toma de lectura, sobre todo por ser en la madrugada del primer día del año.

Una vez obtenida la información se enviaron al departamento comercial, tanto las cédulas de lectura como las traducciones de los medidores que si tenían esta opción, ya que esta última se tomaría como base de las facturaciones y las lecturas del display quedarían como respaldo.

Sobre el comportamiento de los nuevos equipos, en forma anexa se muestran las traducciones de los servicios "COM.MEX.GUSANO B, SMAPA 3 y MOLINOS AZTECA" donde se aprecian los valores del nuevo horario intermedio, así como el periodo de mes completo durante los meses de enero y febrero/97.

En el caso del medidor Quantum fue instalado en 12 consumidores, de los cuales en 4 equipos se presentó la leyenda de "LOW BAT" en forma permanente, lo cual indicaba que la batería de respaldo del medidor se encontraba baja, corriéndose el riesgo de que en caso de una ausencia de potencial prolongada se perdiera la información del medidor.

Para eliminar esta leyenda en el display consulté el instructivo, y vía telefónica me confirmaron que había una forma de verificar en el software las horas de uso en los protocolos de prueba del fabricante, situación que fue revisada en laboratorio y

posteriormente confirmada en campo, al accesar una opción que nos mostró la existencia de una cantidad de horas acumuladas en el medidor que originaba esta leyenda en el display, la cual requirió únicamente ser borrada.

Solamente restaba, en caso de no presentarse algún otro problema, hacer la validación entre lecturas de registro contra traducción de pulsos, las cuales en teoría debían ser iguales, y de esta forma poder dejar como método de cobro con estos usuarios las lecturas del display y la recuperación de pulsos, usarla como respaldo, lo cual agilizaría el proceso de cobro en estos consumidores.

En el mes de febrero de 1997 se presentó en la zona una auditoría técnica en estos servicios, realizando las pruebas necesarias para confirmar su buen funcionamiento, resultando correctas al termino del programa, sin existir señalamientos de su parte al comparar nuestros resultados contra los de ellos, elaborando el cuadro comparativo con los datos de enero que ya representaba la facturación de un mes completo, comprobándose que las diferencias eran mínimas, no habiendo ningún problema para tomar los valores de registro, para efectos de cobro de la energía eléctrica.

Anexo también a la memoria un cuadro comparativo con datos reales de dos usuarios al mes de abril/97/, así como las cédulas que empezó a utilizar el personal en la toma de lectura de los consumidores tarifa horaria, pudiéndose apreciar que ya se incluían lecturas del horario intermedio, congeladas y las de entrada-salida del horario de verano.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA

COMPARATIVO DE VALORES DISPLAY-PULSOS
 EN USUARIOS CON TARIFA HORARIA

USUARIO: CHEDRAUI PONIENTE S.A.						IDENT: DK04A117	
MES	KW D	KW P	KWH D	KWH P	KVARH	KVARH P	
ENERO	731.52	734	251495	251495.16	58617	58617.18	
FEBRERO	747.84	756.72	242795	242795.04	62767	62767.2	
MARZO	848.4	850.32	320956	320955.42	104154	104153.76	
ABRIL	829	830.16	297358	297358.68	93239	93484.98	

USUARIO: MOLINOS AZTECA DE CHIS. S.A.						IDENT: DK04E115	
MES	KW D	KW P	KWH D	KWH P	KVARH	KVARH P	
ENERO	1863.36	1899.36	1027092	1028603	562057	562057.68	
FEBRERO	1873.44	1910.88	927380	927380.64	508883	508882.56	
MARZO	1959.84	1949.28	948522	948521.52	506696	506696.04	
ABRIL	1968	1961.28	1041950	1041912.2	557760	558231.6	

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA

CEDULA DE TOMA DE LECTURAS

USUARIOS:

ID:

FECHA:

HORA:

CONCEPTO	DISPLAY	CONCEPTO	DISPLAY
SEGMENTOS		A KWH FZ	
FECHA Y HORA		A MAX KW FZ	
A KWH		FECHA Y HORA	
A MAX KW		B KWH FZ	
FECHA Y HORA		B MAX KW FZ	
B KWH		FECHA Y HORA	
B MAX KW		C KWH FZ	
FECHA Y HORA		C MAX KW FZ	
C KWH		FECHA Y HORA	
C MAX KW		T KWH FZ	
FECHA Y HORA		T MAX KW FZ	
T KWH		FECHA Y HORA	
T MAX KW		KVARH	
FECHA Y HORA		KVSQH	
KVARH		KQH	
INST KW		TOU	
INST KVAR		A KWH LS	
INST KVA		B KWH LS	
FP		C KWH LS	
INST V		T KWH LS	
INST A		A MAX KW LS	
PWD		FECHA Y HORA	
# DMR		B MAX KW LS	
		FECHA Y HORA	
		C MAX KW LS	
		FECHA Y HORA	
		T MAX KW LS	
		FECHA Y HORA	
		KVARH LS	
		KTFT	

OBSERVACIONES:

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE ZONA TUXTLA
CEDULA DE LECTURAS

NOMBRE DEL USUARIO:
 MIES:

ID:
 HORA:

PARAMETROS	LECTURAS ACTUALES	PARAMETROS	LECTURAS CONGELADAS	OBSERVACIONES
1.- PRUEBA SEGMITOS.		PBA. SEGMITOS		
2.- FECHA ACTUAL		KWH A-PB		
3.- HORA ACTUAL		KW MAX A-PB		
4.- KWH A		FECHA A-PB		
5.- KW MAX A		HORA A-PB		
6.- FECHA A		KWH B-PB		
7.- HORA A		KW MAX B-PB		
8.- KWH B		FECHA B-PB		
9.- KWH MAX B		HORA B-PB		
10.- FECHA B		KWH C-PB		
11.- HORA B		KW MAX C-PB		
12.- KWH C		FECHA C-PB		
13.- KW MAX C		HORA C-PB		
14.- FECHA C		TOTAL KWH PB		
15.- HORA C		TOTAL KVARH PB		
16.- KWH TOTALES		KH		
17.- KVARH TOTALES		SUB-INTERVAL		
18.- No DE RESETEOS		KW SOBRECARGA		
		SALIDAS		
		ESTACION PRESENJE		
		FECHA RESETEO DE		
		LA DEMANADA		

REPORTO

REVISO



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE
ZONA TUXTLA
CEDULA DE FACTURACION

USUARIO: NUEVO PALACIO DE GOB.
FECHA: 01/11/97

ID: L186A2
HORA:

MULT. 1200

LECTURA ANT		LECT ACTUAL		DIFERENCIA		CONSUMOS TOTAL	
CONCEPTO	DISPLAY	CONCEPTO	DISPLAY	CONCEPTO	DISPLAY	DESDE: 29/10/97	HASTA 31/10/97
A KWH	227	A KWH	228	A KWH	11	A KWH	13200
A MAX KW		A MAX KW	0.031	A MAX KW	0.31	A MAX KW	372
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	31/10 - 00:49	FECHA Y HORA	31/10 - 00:49	FECHA Y HORA	31/10 - 00:49
B KWH	1101	B KWH	1:30	B KWH	29	B KWH	34800
B MAX KW		B MAX KW	0.425	B MAX KW	0.425	B MAX KW	510
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	30/10 - 13:14	FECHA Y HORA	30/10 - 13:14	FECHA Y HORA	30/10 - 13:14
C KWH	178	C KWH	165	C KWH	7	C KWH	8400
C MAX KW		C MAX KW	0.423	C MAX KW	0.423	C MAX KW	507.6
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	31/10 - 20:09	FECHA Y HORA	31/10 - 20:09	FECHA Y HORA	31/10 - 20:09
T KWH	1508	T KWH	1:53	T KWH	47	T KWH	56400
T MAX KW		T MAX KW		T MAX KW		T MAX KW	510
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA		FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	30/10 - 13:14
KVARH	698	KVARH	727	KVARH	29	KVARH	34800
				FACTOR DE POT.	0.85	FACTOR DE POT.	0.85

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIVISION SURESTE

ZONA TUXTLA

CEDULA DE FACTURACION

USUARIO: S.MAPA # 3 (VIEJA)

FECHA: 01/07/37

ID 1297A5

HORA

M=600

LECTURA ANI		LECT ACTUAL		DIFERENCIA		CONSUMIDOS TOTAL	
CONCEPTO	DISPLAY	CONCEPTO	DISPLAY	CONCEPTO	DISPLAY	DESDE: 01.06.97	HASTA: 30.06.97
A KWH	910	A KWH	1167	A KWH	257	00:00 HRS	24 00 HRS
A MAX KW		A MAX KW	1 035	A MAX KW	1 035	A KWH	154200
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	27 06 - 01 09	FECHA Y HORA	27 06 - 01 09	A MAX KW	621
B KWH	1505	B KWH	1949	B KWH	444	B KWH	266400
B MAX KW		B MAX KW	1 036	B MAX KW	1 036	B MAX KW	621 6
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	26.06 - 23 59	FECHA Y HORA	26.06 - 23 59	FECHA Y HORA	26 06 - 23 59
C KWH	240	C KWH	283	C KWH	43	C KWH	25800
C MAX KW		C MAX KW	1 034	C MAX KW	1 034	C MAX KW	620 4
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	26.06 - 21 49	FECHA Y HORA	26.06 - 21 49	FECHA Y HORA	26 06 - 21 49
T KWH		T KWH	3399	T KWH	744	T KWH	446400
T MAX KW		T MAX KW		T MAX KW		T MAX KW	622
FECHA Y HORA		FECHA Y HORA		FECHA Y HORA		FECHA Y HORA	26.06 - 23 59
KVARH	1390	KVARH	1774	KVARH	384	KVARH	230400
						FACTOR DE POT.	0 89



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE

***** Summary Report *****

CFE-DIVISION SURESTE

ID: DK04E106

Name: MDLINOS AZTECA DE CHTS, S.A.C.V.

Account #: 78DK04E067000001

Report Start Time: 9/30/96 15:10
Report Stop Time: 10/31/96 12:35
Number Of Intervals: 2971

Cycle Dates Used? Yes
Validated? Yes
Accepted? Yes

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH
Recorded Pulses:			1423622	637159
Pulse Multipliers:			0.720000	0.864000
Recorded Usage:			1025007.0	550505.4
Meter Reading Stop:	10/31/96	12:35	1600	799
Meter Reading Start:	9/30/96	15:10	1394	685
Meter Reading Net:			214	114
Meter Multipliers:			4000.0000	4000.0000
Meter Usage:			1027200.0	547200.0
Meter - Recorded:			2192.2	-3305.4
Percentage Differences:			0.21%	0.60%
Tolerance:			4000.000	4000.000
Percent of Tolerance :			45.67%	60.06%

Peaking Channel	Interval Status		Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status
1 (KW)		10/22/96 02:45	1762.56	933.12
1		10/29/96 12:30	1759.60	912.38
.		10/29/96 12:45	1753.92	898.56
2 (KVAR)		10/26/96 02:45	1679.04	971.14
2		10/26/96 02:30	1664.64	967.68
2		10/26/96 03:00	1664.64	967.68

Interval Status	Number	First End Date-Time	Last End Date-Time	Allowed For Peak?
P) Partial	2	9/30/96 15:15	10/31/96 12:45	Yes



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE

ID:DK04E106

TOU#: 01

FC-REF

Name: MOLINOS AZTECA DE CHIS, S.A.C.V.

Account #: 70DK04E067000001

Monthly Totals 9/30/96 15:10 - To - 10/31/96 12:35 Thursday

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO	079947.20	475664.83	7613	
2 - M. PICO	0.00	0.00	0	
3 - EN PICO	145060.56	74040.54	1296	
All Class	1025007.04	550505.38	0909	

Time Class	E1,E2	E1,E2	ST	CCNT
1 - F. PICO (pf)	0.0797	0.0797	7613	
2 - M. PICO (pf)	0.0000	0.0000	0	
3 - EN PICO (pf)	0.0007	0.0007	1296	
All Class (pf)	0.0010	0.0010	0909	

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO (LF)	0.70	0.76	7613	
2 - M. PICO (LF)	0.00	0.00	0	
3 - EN PICO (LF)	0.79	0.72	1296	
All Class (LF)	0.70	0.75	0909	



ID:DK04E106

COU#: 01

FC-REF

Name: MOLINOS AZTECA DE CHIS, S.A.C.V.
(Rolling 15 minute intervals)

Account #: 78DK04E067000001

Monthly F. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 15:20 - To - 10/31/96 12:35 Thursday
 Date Time KW KVAR F.F. ST
 10/22/96 02:45 1762.56 933.12 0.00
 10/29/96 13:10 1762.56 912.30 0.09
 10/29/96 12:30 1759.60 912.30 0.09
 10/29/96 13:05 1759.60 905.47 0.09

Monthly M. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 15:20 - To - 10/31/96 12:35 Thursday
 te Time KW KVAR F.F. ST

Monthly EN PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 15:20 - To - 10/31/96 12:35 Thursday
 Date Time KW KVAR F.F. ST
 10/24/96 21:40 1676.16 836.35 0.09
 10/24/96 21:45 1676.16 839.81 0.09
 10/24/96 21:35 1670.40 836.35 0.09
 10/12/96 20:35 1667.52 905.47 0.00

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 15:20 - To - 10/31/96 12:35 Thursday
 Date Time KW KVAR F.F. ST
 10/22/96 02:45 1762.56 933.12 0.00
 10/29/96 13:10 1762.56 912.30 0.09
 10/29/96 12:30 1759.60 912.30 0.09
 10/29/96 13:05 1759.60 905.47 0.09



FE-DIVISION SUBESTE
 ID: 0004300001
 Name: MOLINO AZTECA DE CHIS. S.A.C.V.

MARZO 1997

***** Summary Report *****

Account #: 78DK04E067000001

Report Start Time: 3/01/97 00:00
 Report Stop Time: 3/31/97 24:00
 Number Of Intervals: 8928

Cycle Dates Used? No

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH	Channel KQH
Recorded Pulses:			7904346	4222467	757505
Pulse Multipliers:			0.120000	0.120000	0.120000
Recorded Usage:			948521.5	506696.0	909006.

Meter Reading Stop: Not Present
 Meter Reading Start: Not Present

Peaking Char	Interval Status	Date	Time	Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status	Channel Demand/Status
1 (KW))	3/19/97	17:25	1959.84	1052.64	1889.28
1		3/19/97	17:30	1954.08	1049.76	1886.40
1		3/19/97	10:45	1944.00	1005.12	1843.20
2 (KVAR))	3/07/97	02:45	1840.32	1090.00	1864.80
2		3/07/97	02:10	1825.92	1084.32	1851.84
2		3/07/97	02:25	1800.00	1084.32	1838.88
3 (KQ))	3/19/97	17:25	1959.84	1052.64	1889.28
3		3/19/97	17:30	1954.08	1049.76	1886.40
3		3/11/97	09:25	1902.24	1078.56	1884.96
4 (V2))	3/03/97	00:35	207.36	0.00	46.08
4		3/03/97	02:00	204.48	0.00	38.88
4		3/03/97	02:35	231.84	0.00	82.08

Interval Status	Number	First End Date-Time	Last End Date-Time	Allowed For Peak?
(O) Power Outage	10	3/04/97 16:35	3/04/97 19:05	Yes



ID: DK04E067E
 Name: (MONTROSE) ATTERDEWICH, S.A.C.V.
 Rolling 5-Minute Intervals)

TOU#: 40

PC-REP
 Account #: 78DK04E067000001

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Pulse Weights,
 0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly Totals 3/01/97 00:00 - To - 3/31/97 24:00 Monday

Time Class	KWH	KVARH	BT	CCNT
1 - Off peak	301677.00	159768.24		3216
2 - Shoulder	517463.88	279118.20	0	4632
3 - On peak	129380.64	67809.60	0	1080
All Class	948521.52	506696.04	0	8928

Time Class	E1, E2	E1, E2	BT	CCNT
1 - Off peak (pf)	0.8837	0.8837		3216
2 - Shoulder (pf)	0.8801	0.8801	0	4632
3 - On peak (pf)	0.8857	0.8857	0	1080
All Class (pf)	0.8820	0.8820	0	8928

Time Class	KWH	KVARH	BT	CCNT
1 - Off peak (LF)	0.58	0.55		3216
2 - Shoulder (LF)	0.68	0.67	0	4632
3 - On peak (LF)	0.79	0.73	0	1080
All Class (LF)	0.65	0.62	0	8928



ID:DK04E067000001

TOU#: 40

PC-REP
Account #:78DK04E067000001

Name: MOUNTAIN STATE DEVELOPMENTAL CHS. S.A.C.V.
Rolling 5 minute intervals)

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Pulse Weights:
0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST

3/21/97	10:35	1942.56	
3/21/97	10:30	1903.68	
3/21/97	10:40	1887.84	
3/21/97	10:05	1880.64	

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST

3/19/97	17:25	1959.84	
3/19/97	17:30	1954.08	
3/19/97	10:45	1944.00	
3/19/97	10:50	1942.56	

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST

3/14/97	20:15	1825.92	
3/05/97	18:50	1812.96	
3/19/97	21:45	1810.08	
3/14/97	20:20	1810.08	

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST

3/19/97	17:25	1959.84	
3/19/97	17:30	1954.08	
3/19/97	10:45	1944.00	
3/19/97	10:50	1942.56	

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KVAR ST

3/07/97	02:45	1090.08	
3/07/97	02:50	1084.32	
3/07/97	02:40	1084.32	
3/07/97	02:25	1084.32	

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KVAR ST

3/13/97	10:00	1082.88	
3/11/97	09:25	1078.56	
3/13/97	09:55	1078.56	
3/11/97	09:40	1069.92	



ID:DK04E008

TOU#: 40

PC-REP

Account #:78DK04E067000001

Name: POLYMER AZTBCA DE WICHIS. S.A.C.V.

Rolling (5 minute intervals)

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Pulse Weights,
0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00:00 - To - 3/31/97 24:00 Monday
 Date Time KVAR ST
 3/14/97 18:35 1036.80
 3/06/97 22:00 1035.36
 3/14/97 18:05 1032.48
 3/06/97 18:35 1031.04

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00:00 - To - 3/31/97 24:00 Monday
 Date Time KVAR ST
 3/07/97 02:45 1090.08
 3/07/97 02:50 1084.32
 3/07/97 02:40 1084.32
 3/07 7 02:25 1084.32



CFE-DIVISION SURESTE

ID: DK04M101

Name: COM MEX GUSANO BARR

***** Summary Report *****

Account #: 70DK04M045000400

Report Start Time: 9/30/96 13:25
 Report Stop Time: 10/31/96 10:25
 Number Of Intervals: 2969

Cycle Dates Used? Yes
 Validated? Yes
 Accepted? Yes

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH
Recorded Pulses:			1739012	865430
Pulse Multipliers:			0.720000	1.440000
Recorded Usage:			1252000.6	1246230.7
Meter Reading Stop:	10/31/96	10:25	1117	1103
Meter Reading Start:	9/30/96	13:25	856	844
Meter Reading Nets:			261	259
Meter Multipliers:			4000.0000	4000.0000
Meter Usage:			1252000.0	1243200.0
Meter - Recorded:			711.4	-3030.7
Percentage Difference:			0.06%	0.24%
Tolerance:			4000.000	4000.000
Percent of Tolerance :			14.82%	63.14%

Peaking Channel	Interval Status		Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status
1 (KW)		10/04/96 13:15	2100.16	2044.00
1		10/10/96 09:45	2102.40	2090.00
		10/18/96 10:00	2096.64	2073.60
2 (KVAR)		10/10/96 09:45	2102.40	2090.00
2		10/29/96 09:00	2027.52	2090.00
2		10/18/96 10:00	2096.64	2073.60

Interval Status	Number	First End Date-Time	Last End Date-Time	Allowed For Peak?
(P) Partial	2	9/30/96 13:30	10/31/96 10:30	Yes



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
DIVISION SURESTE

ID: DK04M101
Name: COM MEX GUSANO BARR

TOU#: 01

PC-REP
Account #: 70DK04M045000400

Monthly Totals 9/30/96 13:25 - To - 10/31/96 10:25 Thursday
KWH KVARH ST CCNT

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO	1069366.32	1066661.20	7608	0
2 - M. PICO	0.00	0.00	0	0
3 - EN PICO	102722.32	179569.44	1296	0
All Class	1252008.64	1246230.72	8904	0

Time Class	E1,E2	E1,E2	ST	CCNT
1 - F. PICO (pf)	0.7000	0.7000	7608	0
2 - M. PICO (pf)	0.0000	0.0000	0	0
3 - EN PICO (pf)	0.7132	0.7132	1296	0
All Class (pf)	0.7000	0.7000	8904	0

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO (LF)	0.70	0.70	7608	0
2 - M. PICO (LF)	0.00	0.00	0	0
3 - EN PICO (LF)	0.03	0.04	1296	0
All Class (LF)	0.70	0.70	8904	0



ID:DK04M101

TOU4: 01

PC-REP

Name:COM MEX GUSANO BARR

Account #:70DK04M045000400

(Rolling 15 minute intervals)

Monthly F. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 13:35 - To - 10/31/96 10:25 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/04/96	13:10	2116.00	2056.32	0.72	
10/04/96	13:15	2100.16	2044.00	0.72	
10/18/96	10:05	2105.20	2005.12	0.71	
10/18/96	09:45	2102.40	2090.00	0.71	

Monthly M. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 13:35 - To - 10/31/96 10:25 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST

Monthly EN PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 13:35 - To - 10/31/96 10:25 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/26/96	19:55	1998.72	1923.04	0.72	
10/26/96	20:00	1992.96	1923.04	0.72	
10/26/96	10:20	1904.32	1952.64	0.71	
10/26/96	10:25	1970.56	1950.40	0.71	

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 13:35 - To - 10/31/96 10:25 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/04/96	13:10	2116.00	2056.32	0.72	
10/04/96	13:15	2100.16	2044.00	0.72	
10/18/96	10:05	2105.20	2005.12	0.71	
10/18/96	09:45	2102.40	2090.00	0.71	



..... Summary Report

Account #: 78DK04M045000400

Report Start Time: 3/01/97 00.00
 Report Stop Time: 3/31/97 24.00
 Number Of Intervals: 8928

Cycle Dates Used? No

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH	Channel 3 KQH
Recorded Pulses:			11175747	3693923	8786498
Pulse Multipliers:			0.120000	0.120000	0.120000
Recorded Usage:			1341089.6	443270.8	1054379.8

Meter Reading Stop: Not Present
 Meter Reading Start: Not Present

Channel	Interval Status		Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status	Channel 3 Demand/Status
KW)		3/03/97 10.15	2308.32	869.76	1906.56
		3/03/97 10.10	2219.04	846.72	1843.20
		3/26/97 09.10	2213.28	861.12	1850.40
KVAR)		3/28/97 08.55	2073.60	984.96	1890.72
		3/27/97 09.00	2086.56	974.88	1887.84
		3/30/97 08.55	2070.72	966.24	1872.00
KQ)		3/03/97 10.15	2308.32	869.76	1906.56
		3/26/97 09.00	2132.64	960.48	1897.92
		3/28/97 08.55	2073.60	984.96	1890.72
V2)		3/02/97 04.25	1581.12	505.44	1228.32
		3/02/97 05.25	1467.36	462.24	1133.28
		3/02/97 06.05	1369.44	411.84	1041.12

Interval Status	Number	First End Date-Time	Last End Date-Time	Allowed For Peak?
Power Outage	29	3/08/97 12.00	3/08/97 14.20	Yes



ID:DK04M001

TOU: 40

PC-REP

Account #: 78DK04M045000400

Name: ~~CONTRACTOR~~ HENRY M. SANCHEZ

Rolling (15 minute intervals)

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Pulse Weights:
0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly Totals 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - Off peak	462665.52	151955.52		3216
2 - Shoulder	714413.04	239570.16	0	4632
3 - On peak	164011.08	51745.08		1080
All Class	1341089.64	443270.76	0	8928

Time Class	E1, E2	E1, E2	ST	CCNT
1 - Off peak (pf)	0.9501	0.9501		3216
2 - Shoulder (pf)	0.9481	0.9481	0	4632
3 - On peak (pf)	0.9537	0.9537		1080
All Class (pf)	0.9495	0.9495	0	8928

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - Off peak (LF)	0.80	0.59		3216
2 - Shoulder (LF)	0.80	0.63	0	4632
3 - On peak (LF)	0.88	0.81		1080
All Class (LF)	0.78	0.60	0	8928



ID:DK04M04

TOUS: 40

PC-REP
Account #178DK04M045000400

Name ~~COBURN ROAD~~
Rolling ~~Interval~~ Intervals)

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Rulse Weights:
0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KW	ST
3/16/97	09.55	2155.68	
3/16/97	09.50	2152.00	
3/16/97	10.00	2134.00	
3/16/97	09.45	2131.20	

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KW	ST
3/03/97	10.15	2308.32	
3/03/97	10.10	2219.04	
3/26 7	09.10	2213.28	
3/26/97	09.55	2200.32	

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KW	ST
3/26/97	18.45	2070.72	
3/26/97	18.40	2053.44	
3/26/97	18.50	2050.56	
3/26/97	18.55	2050.56	

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KW	ST
3/03/97	10.15	2308.32	
3/03/97	10.10	2219.04	
3/26/97	09.10	2213.28	
3/26/97	09.55	2200.32	

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KVAR	ST
3/30/97	08.55	966.24	
3/23/97	09.05	936.00	
3/16/97	09.15	936.00	
3/23/97	09.10	905.76	

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KVAR	ST
3/28/97	08.55	984.96	
3/27/97	09.00	974.88	
3/29/97	09.00	960.48	
3/26/97	09.00	960.48	



ID:DK04M00

TOU#: 40

PC-REP

Account #:178DK04M045000400

Rolling 5 minute intervals)

.T. Ratio < 40.000> P.T. Ratio < 120.000> Pulse Weights:
0.025> < 0.025> < 0.025> < 0.360>

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR

Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KVAR	ST
3/26/97	18.35	709.92	
3/26/97	18.05	701.28	
3/26/97	18.40	701.28	
3/26/97	18.10	699.84	

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KVAR

Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday

Date	Time	KVAR	ST
3/28/97	08.55	984.96	
3/27/97	09.00	974.88	
3/30 /	08.55	956.24	
3/29/97	09.00	950.48	



CFE-DIVISION SURESTE

ID: DK04M104

Name: SMAFA 3

***** Summary Report *****

Account #: 78DK04M045000420

Report Start Time: 9/30/96 13:50
 Report Stop Time: 10/31/96 10:50
 Number Of Intervals: 2969

Cycle Dates Used? Yes
 Validated? Yes
 Accepted? Yes

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH
Recorded Pulses:			5469620	990906
Pulse Multipliers:			0.150000	0.450000
Recorded Usage:			820443.0	449507.7
Meter Reading Stop:	10/31/96	10:50	33124	8206
Meter Reading Start:	9/30/96	13:50	32577	7986
Meter Reading Net:			547	300
Meter Multipliers:			1500.0000	1500.0000
Meter Usage:			820500.0	450000.0
Meter - Recorded:			57.0	492.3
Percentage Differences:			0.01%	0.11%

Tolerance:	1500.000	1500.000
Percent of Tolerance :	3.00%	32.02%

Peaking Channel	Interval Status		Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status
1 (KW)		10/04/96 02:30	1122.00	613.00
1		10/07/96 05:30	1120.00	612.00
		10/02/96 00:30	1120.20	613.00
2 (KVAR)		10/30/96 12:45	1109.40	624.60
2		10/30/96 13:15	1109.40	624.60
2		10/30/96 12:30	1108.80	622.00

Interval Status	Number	First End Date-Time	Last End Date-Time	Allowed For Peak?
(P) Partial	2	9/30/96 14:00	10/31/96 11:00	Yes



ID: DK04M104
 Name: BMAPA 3

TOU#: 01

PC-REP
 Account #: 70DK04M045000420

Monthly Totals 9/30/96 13:50 - To - 10/31/96 10:50 Thursday

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO	700555.50	383782.95		7600
2 - M. PICO	0.00	0.00		0
3 - EN PICO	119887.50	65724.75		1296
All Class	820443.00	449507.70		8904

Time Class	E1,E2	E1,E2	ST	CCNT
1 - F. PICO (pf)	0.8770	0.8770		7600
2 - M. PICO (pf)	0.0000	0.0000		0
3 - EN PICO (pf)	0.8769	0.8769		1296
All Class (pf)	0.8770	0.8770		8904

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - F. PICO (LF)	0.98	0.97		7600
2 - M. PICO (LF)	0.00	0.00		0
3 - EN PICO (LF)	0.99	0.90		1296
All Class (LF)	0.98	0.97		8904



ID:DK04M104

TOU#: 01

PC-REF

Account #:70DK04M045000420

Name:SMAPA 3

(Rolling 15 minute intervals)

Monthly F. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 14:00 - To - 10/31/96 10:50 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/04/96	02:30	1122.00	613.00	0.00	
10/04/96	02:25	1121.40	615.60	0.00	
10/04/96	02:35	1121.40	613.00	0.00	
10/04/96	02:40	1120.00	612.00	0.00	

Monthly M. PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 14:00 - To - 10/31/96 10:50 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/03/96	21:10	1118.40	613.00	0.00	
10/03/96	21:15	1118.40	612.00	0.00	
10/07/96	21:55	1118.40	612.00	0.00	
10/07/96	22:00	1118.40	612.00	0.00	

Monthly EN PICO Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 14:00 - To - 10/31/96 10:50 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/03/96	21:10	1118.40	613.00	0.00	
10/03/96	21:15	1118.40	612.00	0.00	
10/07/96	21:55	1118.40	612.00	0.00	
10/07/96	22:00	1118.40	612.00	0.00	

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 9/30/96 14:00 - To - 10/31/96 10:50 Thursday

Date	Time	KW	KVAR	F.P.	ST
10/04/96	02:30	1122.00	613.00	0.00	
10/04/96	02:25	1121.40	615.60	0.00	
10/04/96	02:35	1121.40	613.00	0.00	
10/04/96	02:40	1120.00	612.00	0.00	

MAR 25 1997

***** Summary Report *****



Account #: 78DK04M045000420

Report Start Time: 3/01/97 00:00
 Report Stop Time: 3/31/97 24:00
 Number Of Intervals: 8928

Cycle Dates Used? No

	Date	Time	Channel 1 KWH	Channel 2 KVARH	Channel 3 KQH
Recorded Pulses:			2149784	1106829	2032999
Pulse Multipliers:			0.375000	0.375000	0.375000
Recorded Usage:			806169.0	415060.9	762374.6
Meter Reading Stop:		Not Present			
Meter Reading Start:		Not Present			

Peaking Char. 1	Interval Status		Channel 1 Demand/Status	Channel 2 Demand/Status	Channel 3 Demand/Status
1 (KW)					
1		3/10/97 22:15	1201.50	621.00	1138.50
1		3/10/97 22:25	1201.50	621.00	1138.50
1		3/11/97 22:05	1201.50	630.00	1143.00
2 (KVAR)					
2		3/12/97 19:00	1197.00	639.00	1152.00
2		3/12/97 18:55	1197.00	634.50	1147.50
2		3/08/97 20:55	1183.50	630.00	1134.00
3 (KQ)					
3		3/12/97 19:00	1197.00	639.00	1152.00
3		3/10/97 20:15	1197.00	630.00	1147.50
3		3/12/97 18:45	1192.50	630.00	1147.50
4 (V2)					
4		3/20/97 08:55	9.00	0.00	0.00
4		3/20/97 09:55	9.00	0.00	0.00
4		3/20/97 10:35	9.00	0.00	0.00

No 1 Interval Status Found



ID,DK04M045000420 TOU# 40
 Name: LONAR
 Rolling 4 minute intervals)

PC-REP
 Account # 178DK04M045000420

.T. Ratio < 5.000> P.T. Ratio < 300.000> Pulse Weights,
 0.250> < 0.250> < 0.250> < 0.360>

Monthly Totals 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 KWH KVARH ST CCNT

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - Off peak	286523.63	147278.63		3216
2 - Shoulder	421684.88	217162.88		4632
3 - On peak	97960.50	50619.38		1080
All Class	806169.00	415060.88		8928

Time Class	E1, E2	E1, E2	ST	CCNT
1 - Off peak (pf)	0.8894	0.8894		3216
2 - Shoulder (pf)	0.8890	0.8890		4632
3 - On peak (pf)	0.8884	0.8884		1080
All Class (pf)	0.8891	0.8891		8928

Time Class	KWH	KVARH	ST	CCNT
1 - Off peak (LF)	0.89	0.88		3216
2 - Shoulder (LF)	0.91	0.89		4632
3 - On peak (LF)	0.91	0.88		1080
All Class (LF)	0.90	0.87		8928



ID: DK04M000

TOU#: 40

PC-REP
Account #: 78DK04M045000420

Name: BMAPPC
Rolling 5-minute intervals

T. Ratio < 5.000 > P.T. Ratio < 300.000 > Pulse Weights:
0.250 > < 0.250 > < 0.250 > < 0.360 >

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST
 3/12/97 01.20 1201.50
 3/12/97 03.20 1201.50
 3/13/97 00.25 1201.50
 3/13/97 00.45 1201.50

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST
 3/10/97 22.15 1201.50
 3/10/97 22.25 1201.50
 3/11/97 22.05 1201.50
 3/12/97 23.20 1201.50

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST
 3/12/97 21.00 1201.50
 3/12/97 21.20 1201.50
 3/12/97 21.30 1201.50
 3/12/97 21.50 1201.50

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KW
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KW ST
 3/10/97 22.15 1201.50
 3/10/97 22.25 1201.50
 3/11/97 22.05 1201.50
 3/12/97 01.20 1201.50

Monthly Off peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KVAR ST
 3/08/97 00.20 625.50
 3/08/97 00.35 625.50
 3/08/97 00.40 625.50
 3/08/97 00.50 625.50

Monthly Shoulder Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00.00 - To - 3/31/97 24.00 Monday
 Date Time KVAR ST
 3/08/97 21.05 630.00
 3/08/97 21.15 630.00
 3/08/97 21.35 630.00
 3/08/97 21.50 630.00



ID:DK04M003

TOU#: 40

PC-REP

Account #:78DK04M045000420

Name: BMAPR0

Rolling (5 minute intervals)

T. Ratio < 5.000> P.T. Ratio < 300.000> Pulse Weights:
0.250> < 0.250> < 0.250> < 0.360>

Monthly On peak Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00:00 - To - 3/31/97 24:00 Monday
 Date Time KVAR ST
 1/12/97 19:00 639.00
 1/12/97 18:55 634.50
 1/08/97 20:55 630.00
 1/08/97 21:00 630.00

Monthly All Class Peak Report, Peaking Variable - KVAR
 Range Limits 3/01/97 00:00 - To - 3/31/97 24:00 Monday
 Date Time KVAR ST
 1/12/97 19:00 639.00
 1/12/97 18:55 634.50
 1/08/97 20:55 630.00
 1/0E 7 21:00 630.00

CONCLUSIONES

En el desarrollo de la memoria se han comentado algunas de las estrategias que actualmente se están aplicando en la C.F.E., que permitirán la solución de problemas que actualmente esta afrontando ésta institución y que ayudaran a un mayor crecimiento de la misma para continuar atendiendo las demandas nacionales de energía eléctrica en forma oportuna y con mayor calidad humana, teniéndose establecidos diferentes programas a seguir, con el propósito de mejorar las condiciones hacia:

- El usuario.
- La empresa.
- El personal de (CFE).

- USUARIO.- En este punto, se tiene el compromiso de mejorar en todos los trabajos que involucren la atención directa con el consumidor, representando uno de los mayores retos de la empresa para alcanzar la satisfacción de sus consumidores, continuando con trabajos relacionados a la disminución de índices como:

- Tiempo de interrupción por usuario. (TIU)
- Tiempo promedio de conexión. (TPC)
- Inconformidades. (IMU)

- EMPRESA.- Para optimizar sus resultados y mejora continua, que nos garantice el buen servicio, es necesario analizar las obras y programas que permitan la reducción permanente de las pérdidas de energía, así como la atención a problemas operativos originados por la mala planeación, y falta de cumplimiento en programas de mantenimiento, siendo necesario continuar trabajando coordinadamente en los programas que se tienen establecidos para este fin, como lo son:

- Programas para la reducción de pérdidas eléctricas.
- Porcentaje de transformadores averiados. (PTA)
- Rezago.
- Programas de modernización.

-PERSONAL.- como parte fundamental para mejorar en todos los trabajos anteriores, encaminados a un mejor servicio, se seguirá promoviendo elevar el nivel educativo en todos los trabajadores, así como cursos que les permita un cambio de actitud en el desempeño de sus funciones, al incentivar el afán de servicio y nuevas técnicas que les permita desarrollarlas con mayor eficiencia, vigilando en forma permanente su seguridad.

El avance y cumplimiento en los trabajos de estas 3 estrategias, redundará en un mejor suministro de la energía eléctrica, así como la de alcanzar una diferente imagen de servicio ante el consumidor, al mejorar su atención y dar cumplimiento oportuno a sus expectativas.

Los puntos anteriores representan las metas a seguir por la zona, donde el cambio de imagen de la C.F.E., representa el gran reto, habiéndose tenido participación en algunas de las acciones, con los resultados descritos en el periodo específico del trabajo.