

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Plan Estratégico de Reducción de Pérdidas Comerciales de la
Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.”

TÓPICO DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentada por:

Galo Rafael Cisneros Ríos

Julio Alberto Gutiérrez Northía

Robert Steve Vega Rosales

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2004

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y de manera muy especial a los señores: Ing. Tomás Chávez Rojas, Ing. Adolfo Salcedo Guerrero e Ing. Alberto Tama Franco por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A Dios; mis Padres y Hermanos; y Angelita, a quienes siempre llevo en mi corazón.

Galo

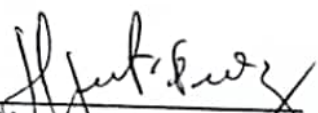
A mis Padres que siempre han sido una inspiración, y a mis Hermanos de los cuales estoy orgulloso.

Julio

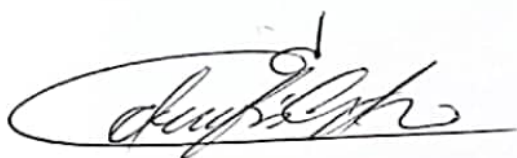
A Dios por permitirlo, a mis Padres y Hermanos por su apoyo incondicional, a mi Esposa por su espera, a mi Hijo por existir y darme fuerza para no dejarme desmayar, y a mi Abuelita Marieta y más familiares por sus atenciones constantes.

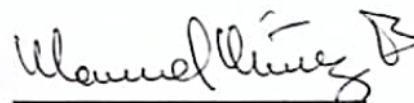
Robert

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN


P Ing. Norman Chootong Ch.
SUBDECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE


Ing. Adolfo Salcedo G.
DIRECTOR DE TÓPICO


Ing. Eduardo León C.
MIEMBRO PRINCIPAL


Ing. Manuel Nuñez B.
MIEMBRO SUPLENTE

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este Tópico de Graduación, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"


Galo Cisneros R.


Julio Gutiérrez N.


Robert Vega R.

RESUMEN

En el siguiente trabajo se presenta un análisis económico, técnico y administrativo sobre las pérdidas de energía eléctrica en la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., haciendo una descripción de Perdidas Técnicas y Comerciales.

Se analizará más a fondo las Pérdidas Comerciales Administrativas en sus procesos tales como: Contratación, Toma de Lectura de Medidores y Facturación.

Se realizará un análisis de costo para la implementación de cada proceso, tomando en cuenta una reingeniería en cada proceso nombrado; para con esto armar un plan estratégico, el cual será económicamente viable para la empresa y nos ayude a reducir las pérdidas producidas por una mala administración de los procesos.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS	XI
ÍNDICE TABLAS	XII
INTRODUCCIÓN	XIV
CAPÍTULO 1	
1. GENERALIDADES	1
1.1 Estructura Organizacional	1
1.2 Infraestructura Eléctrica y Área de Concesión	2
1.3 Número y Clasificación de Clientes	5
1.4 Porcentaje de Pérdidas	8
CAPÍTULO 2	
2. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	10
2.1 Pérdidas Técnicas	10
2.1.1 Pérdidas en Generación	11
2.1.2 Pérdidas en Transmisión	14
2.1.3 Pérdidas en Distribución	24

2.2 Pérdidas Comerciales	39
2.2.1 Sociales	40
2.2.2 Administrativas	43

CAPÍTULO 3	
3. PROCESOS ADMINISTRATIVOS	49
3.1 Proceso de Contratación	49
3.1.1 Descripción del Proceso de Contratación para “Servicio Nuevo”	67
3.1.2 Eficiencia del Proceso	80
3.2 Proceso de Toma de Lectura de Medidores	84
3.2.1 Descripción del Proceso	85
3.2.2 Eficiencia del Proceso	92
3.3 Proceso de Facturación	94
3.3.1 Descripción del Proceso	94
3.3.2 Eficiencia del Proceso	99

CAPÍTULO 4	
4. REINGENIERÍA DE LOS PROCESOS	102
4.1 Proceso de Contratación	102
4.1.1 Proceso Propuesto	103

Pág.

4.1.2 Eficiencia del Proceso	113
4.2 Proceso de Toma de Lectura de Medidores	116
4.2.1 Proceso Propuesto	117
4.2.2 Eficiencia del Proceso	123
4.3 Proceso de Facturación	126
4.3.1 Proceso Propuesto	126
4.3.2 Eficiencia del Proceso	130

CAPÍTULO 5	
5. ANÁLISIS DE COSTOS	133
5.1 Costos de la Reingeniería del Proceso de Contratación	134
5.2 Costos de la Reingeniería del Proceso de Toma de Lectura de Medidores	139
5.3 Costos de la Reingeniería del Proceso de Facturación	143

CAPÍTULO 6	
6. PLAN ESTRATÉGICO	149
6.1 Metas y Objetivos	150
6.2 Implementación del Plan Estratégico	151
6.3 Análisis Costo Beneficio	154
6.4 Conclusiones y Recomendaciones	171

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS

	Pág.
Figura 2.1 Descripción de Pérdidas en Líneas de Transmisión	17
Gráfico 3.1 Proceso de Contratación, Servicios Nuevos	83
Gráfico 3.2 Proceso de Toma de Lectura	93
Gráfico 3.3 Proceso de Facturación	100
Gráfico 4.1 Reingeniería del Proceso de Contratación	116
Gráfico 4.2 Reingeniería del Proceso de Toma de Lectura	125
Gráfico 4.3 Reingeniería del Proceso de Facturación	132
Gráfico 6.1 División de la Energía Disponible	173
Gráfico 6.2 División de las Pérdidas de Energía	173

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Abonados por Tipo de Servicio	6
Tabla 2	Resumen de Abonados por Tipo de Servicio	7
Tabla 3	Sistema del Circuito Secundario	34
Tabla 4	Sistema del Circuito de Alumbrado Público	35
Tabla 5	Abonados por Tipo de Servicio	62
Tabla 6	Sumario de Datos del Proceso de Contratación	82
Tabla 7	División por Zonas para la Toma de Lectura	84
Tabla 8	Código de Observaciones para la Toma de Lectura	89
Tabla 9	Sumario de Datos del Proceso de Contratación	92
Tabla 10	Sumario de Datos del Proceso de Facturación	99
Tabla 11	Sumario de Datos de la Reingeniería del Proceso de Contratación	114
Tabla 12	Sumario de Datos de la Reingeniería del Proceso de Toma de Lectura	124
Tabla 13	Sumario de Datos de la Reingeniería del Proceso de Facturación	131
Tabla 14	Desglose de Costos para la Reingeniería de Toma de Lectura	142
Tabla 15	Desglose de Costos para la Reingeniería de Facturación	147

Tabla 16	Registro de Abonados del Proceso de Contratación	156
Tabla 17	Registro de Contratos Legalizados	157
Tabla 18	Flujo de Capital del Proceso de Contratación	161
Tabla 19	Flujo de Capital del Proceso de Toma de Lectura	166
Tabla 20	Flujo de Capital del Proceso de Facturación	169
Tabla 21	Flujo de Capital del Plan Estratégico	170
Tabla 22	Eficiencia de los Procesos Antes y Después de la Reingeniería	172

INTRODUCCIÓN

Debido al gran porcentaje de pérdidas eléctricas que existen en la mayoría de Empresas Eléctricas Distribuidoras del País se ha visto necesario hacer un análisis profundo de los procesos administrativos de las mismas.

A continuación se presenta un estudio de los procesos de contratación, toma de lectura de medidores y facturación de la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., con el fin de reducir las pérdidas eléctricas producidas, aplicando una reingeniería en cada uno de estos, para de esta forma tratar de cumplir con los propósitos de nuestro estudio como lo es la reducción de dichas pérdidas eléctricas, las cuales pueden ser producidas por una mala administración de la misma.

Las pérdidas actuales de la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena son del 27.18%

Ponemos a disposición de la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena, un plan estratégico, el cual tiene una evaluación económica que lo haría factible de aplicarlo con el fin de reducir dichas pérdidas eléctricas el cual será realizable a corto plazo, y así poder recuperar la inversión realizada.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES.

Para la mejor comprensión de este trabajo se va a hacer una breve descripción de: como esta conformada la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., (EMEPE C.A.), en su parte organizacional. El tamaño de la empresa en lo que se refiere a infraestructura eléctrica, área de concesión y cantidad de clientes o abonados tanto de tipo residencial, comercia, industrial, etc. Además el porcentaje de pérdidas eléctricas que actualmente posee la misma.

1.1 Estructura Organizacional.

La estructura organizacional de la EMEPE C.A., es de característica horizontal ya que presenta solo 7 niveles de mando entre el último de los empleados y el más alto jefe. Una descripción completa de la organización de la Empresa se presenta a continuación en el siguiente diagrama de flujo (ver anexo1).

1.2 Infraestructura Eléctrica y Área de Concesión.

El sistema eléctrico de EMEPE C.A., está constituido por los sistemas de Santa Elena y El Morro, y suministra el servicio eléctrico en un área aproximada de 6000 Km cuadrado a los cantones La Libertad, Salinas, Santa Elena, Playas y el sector rural occidental del cantón Guayaquil.

Para visualizar el área de influencia del sistema eléctrico de EMEPE C.A., se tiene el diagrama físico del sistema, el cual incluye los puntos de entrega del SNI, las líneas de subtransmisión y las subestaciones de distribución, actualizados (ver anexo 2).

El sistema eléctrico EMEPE C.A., se encuentra formado por trece subestaciones de distribución, que corresponde a la red de subtransmisión, siendo uno de ellos propiedad de Petrocomercial, usuario que se sirve de energía eléctrica mediante la línea de alta tensión a 69 KV.

La capacidad instalada de las subestaciones del sistema se encuentra en 87.5 MVA, correspondiendo a 62.5 MVA en 9 subestaciones, al sistema Península y 25 MVA en 3 subestaciones, al de Playas.

Las subestaciones, están interconectadas por 14 líneas de subtransmisión a 69 KV con una extensión de 183 Km repartido en 119,5Km y 63.5 Km para los sistemas Península y Playas, respectivamente.

En el sistema de distribución primaria la energía eléctrica a nivel de 13.8 KV o 7.62 KV, se distribuye mediante 46 alimentadoras de distribución; Entregándose exclusivamente mediante el alimentador El Real a nivel de 13.8 KV, a NEGOCIOS INDUSTRIALES NIRSA considerado como gran consumidor.

El sistema se encuentra conformado para operar en forma radial, pero construido para poder transferir energía de un lugar a otro dentro del mismo sistema Península, mediante un anillo entre las subestaciones Santa Elena SNI, Libertad, Santa Rosa, Salinas, San Vicente Santa Elena SNI, a nivel de 69 KV.

Mientras que el sistema Playas solo opera en forma radial y la transferencia de energía en casos de emergencia se realiza a nivel de 13.8 KV.

Las líneas de distribución (alimentador), construidas se distribuyen en: 647.7 Km en la Península y 235.8 Km en Playas, formando un total de 883.5 Km.

Mientras que las redes de distribución de baja tensión o secundarias, con 1085 Km, se conforman así: 892.68 Km en la Península 192.32 Km en Playas.

La empresa cuenta con 4796 transformadores de distribución: 3674 en la península, y 1122 en Playas con una capacidad total de 88786 KVA: 67817 KVA en la Península y 20969 KVA en Playas.

Además, cuenta con 21642 luminarias: 18485 en la Península y 3157 en Playas.

Con una capacidad total de 3729 KW repartidos: 3212 KW en la Península y 517 KW en Playas.

A continuación se muestran los diagramas unifilares de los sistemas Península y Playas respectivamente (ver anexos 3 y 4).

Los diagramas unifilares presentados muestran como esta conformado el sistema eléctrico de la EMEPE C.A., tanto las subestaciones que alimentan a las diferentes poblaciones distribuidas en el área de concesión como las líneas de subtransmisión, protecciones y demás elementos, con su respectiva dimensión, capacidad y características.

1.3 Número y Clasificación de Clientes.

La EMEPE C.A., tiene en la actualidad 61942 abonados incluyendo 29 auto consumos. El 91.11% son abonados tipo residencial, el 7.06% son abonados tipo comercial y el 0.50% son abonados tipo industrial, el 0.01% son de alumbrado publico y hay un 1.32% de abonados de otras clases. El 80.6% está servido por el subsistema península y el 19.4% por el subsistema playas.

La división de los abonados por tipo de servicio, número de usuarios, consumo, y precio promedio del KWh se presenta a continuación.

TABLA 1

ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de Cliente	Numero Usuarios	Consumo KWh	Precio total	Precio prom. kWh (cent. Usd)
Autoconsumo Clubes	5	11736	885.14	7.54
Autoconsumo EMEPE	24	66983	5051.90	7.54
Alumbrado Publico	5	1909493	219601.18	11.50
Asistencia Social	25	9723	733.31	7.54
Asistencia Social con Demanda	6	39375	4411.49	11.20
Bombeo de Agua	79	707337	53347.76	7.54
Beneficio Publico	404	70405	5309.99	7.54
Beneficio Publico con Demanda	1	43040	4822.11	11.20
Comercial	4169	1261002	110210.33	8.74
Comercial con Demanda	206	1326790	143813.41	10.84
Entidades Oficiales	95	76914	5800.90	7.54
Entidades Oficiales con demanda	16	410381	45978.25	11.20
Entidades Oficiales Municipales	162	123503	9314.67	7.54
Industrial Artesanal	136	37365	3033.89	8.12
Industrial con Demanda 1	40	152578	15045.88	9.86
Industrial con Demanda	134	3455039	340705.10	9.86
Residencial	49436	5805628	591781.76	10.19
Residencial Temporal	6999	1913272	195024.46	10.19
TOTAL	61942	17420564	1754871.54	10.07

Como se puede apreciar en el cuadro anterior se presenta todos los tipos de abonados que existen en la EMEPE C.A., a continuación se presenta un cuadro resumen de todos los abonados.

TABLA 2

RESUMEN DE ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO

Tipo de cliente	Abonados		Consumo		Precio total	
	cantidad	%	KWh	%	usd	%
Residencial	56435	91.11	7718900	44.31	786806.23	44.84
Industrial	310	0.50	3644982	20.92	358784.87	20.45
Comercial	4375	7.06	2587792	14.85	254023.74	14.48
Alumbrado Publico	5	0.01	1909493	10.96	219601.18	12.51
Otros	817	1.32	1559397	8.95	135655.52	7.73
TOTAL	61942	100.00	17420564	100.00	1754871.54	100.00

Como bien se puede apreciar en el cuadro anterior, a los clientes que más control se les debe poner, es a los de la parte industrial, debido a que estos apenas son el 0.5% de los usuarios y tienen un consumo de 20.92% de la energía eléctrica disponible, facturando un 20.45% del total de los ingresos. Igualmente se les debe prestar bastante atención a los abonados comerciales, ya que estos tienen un consumo de 14.85% del total de la energía y un 14.48% del total de los ingresos. Siguiendo el orden de importancia se debería a continuación poner atención también a los abonados de alumbrado publico y otros, ya que estos tienen un consumo del 10.96% y 8.95%, con un ingreso del 12.51% y 7.73% del total respectivamente. Pero sin olvidarnos también de los abonados tipo residencial, ya que estos representan el 44.31% del consumo total y el 44.84% de los ingresos que percibe la

empresa. En consecuencia, las inspecciones que se deben realizar a los abonados de tipo industrial y comercial deben ser prioritarias y mucho más minuciosas que las de abonados residenciales.

1.4 Porcentaje de Pérdidas.

La cantidad de pérdidas de energía producidas en el año 2002 en la EMEPE C.A., es 70580.5 MWh, lo cual corresponde a un porcentaje de 27.18% las mismas que se describe con mas detalle a continuación (ver anexo 5).

En la tabla mostrada se aprecia las pérdidas en MWh y su porcentaje de: distribuidor; en alto voltaje de las líneas de S/T; en medio voltaje de las subestaciones, alimentadores primarios; y en bajo voltaje de los transformadores de distribución, alimentadores secundarios, alumbrado publico y acometidas. Así como las pérdidas no técnicas en medio y alto voltaje.

En el año 2002 la EMEPE C.A., tuvo 27.18% de pérdidas de energía divididas en 18.13% de pérdidas no técnicas y 9.05% de pérdidas técnicas, las cuales están compuestas por pérdidas en alto, medio, y bajo voltaje, y se dan en líneas S/T, subestaciones, alimentadores

primarios y secundarios, acometidas, alumbrado publico y transformadores.

CAPÍTULO 2

2. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En el sector eléctrico las pérdidas de energía se clasifican básicamente en dos grandes grupos las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas son inevitables, dado que en toda transferencia de energía se genera calor, y este se considera pérdida cuando no es aprovechado para hacer trabajo alguno. Las pérdidas no técnicas no deberían producirse, pero siempre existirán mientras las personas hagan uso del servicio eléctrico.

2.1 Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas son aquellas que se producen en todos los equipos, que se emplean en un sistema eléctrico como transformadores, conductores, capacitores, etc.

En un sistema eléctrico las pérdidas técnicas se dividen básicamente en pérdidas en generación, transmisión y distribución, estas pérdidas

son un fiel reflejo del estado y de la ingeniería de las instalaciones eléctricas, y dependen, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento.

2.1.1 Pérdidas en Generación.

Las pérdidas producidas en generación son contadas a partir de la barra de entrega de energía del generador. Esto quiere decir que no se toman en cuenta las pérdidas producidas por corrientes parásitas, histéresis, o fricción, cualquier otra pérdida interna del generador no se debe tomar en cuenta. Tampoco se toma como pérdidas la energía consumida por equipos auxiliares tales como bombas, válvulas etc.

Por lo tanto las pérdidas en la parte de generación solo son consideradas las que son producidas en los conductores que llevan la corriente al transformador de potencia, y las que producen el mismo transformador.

Normalmente la línea que va desde la barra del generador al transformador elevador, o de potencia, es muy corta por lo que no se toman en cuenta las pérdidas ahí producidas porque en comparación con las del transformador son despreciables, sin

embargo en caso que la distancia entre el generador y el transformador sea considerable, el cálculo de las pérdidas de la línea se hará considerando que esta es una línea corta. Una descripción de este cálculo será expuesta mas adelante.

Para calcular las pérdidas en el transformador existen varios métodos, a continuación vamos a describir 2 de ellos.

El primer método hace uso de la siguiente formula:

$$P_{trafo} = P_{vacio} + (F_p * P_{carga})$$

Donde:

P_{vacio} : Pérdidas en el núcleo.

F_p : Factor de pérdidas.

P_{carga} : Potencia de la carga.

Las pérdidas en el núcleo es un dato que nos da el fabricante del transformador, y es fijo e independiente de la carga.

El factor de pérdidas es igual a:

$$F_p = (A * F_c) + (1 - A) * F_c^2$$

Donde:

F_c : Factor de carga, que se obtiene dividiendo la carga del transformador en un instante para la potencia nominal del transformador.

A : Es un termino que varia entre 0 y 1 según las características de carga de la red.

La potencia de la carga es la potencia que esta utilizando el transformador en ese instante.

El segundo método hace uso de la siguiente formula:

$$P_{trafo} = P_{vacio} + P_{cu} * \frac{(P_{carga} / P_{nom} * fp * 1000)^2}{1000}$$

Donde:

P_{nom} : Potencia nominal.

P_{cu} : Pérdidas en el cobre.

fp : Factor de potencia.

La potencia nominal, el factor de potencia y las pérdidas en el cobre a plena carga son datos que vienen determinados en la placa del transformador.

Cabe señalar que para realizar estos cálculos es necesario conocer los datos de carga en transformador cada cierto tiempo, esta es la razón por la cual se instala un medidor a continuación de la barra que nos proporciona un valor de potencia neta cada 5 minutos (ver anexo 6).

Para una mejor comprensión de lo anteriormente explicado se a desarrollado un ejemplo en el cual se aplican los dos métodos y se pueden analizar los resultados (ver anexo 7).

Este ejercicio claramente muestra que las pérdidas calculadas, por cualquiera de los métodos es relativamente igual, por lo tanto ambos son perfectamente utilizables.

2.1.2 Pérdidas en Transmisión.

Para el cálculo de las pérdidas en el sistema de transmisión se ha tomado como ejemplo el sistema de subtransmisión de la

EMEPE C.A., la empresa realiza el estudio de pérdidas a nivel de transmisión obteniendo la siguiente información:

- El levantamiento físico de las instalaciones a través de toda el área de concesión correspondiente a EMEPE C.A., Con el fin de conocer y tener una descripción técnica de sus configuraciones.
- Características técnicas de las líneas de subtransmisión y de los transformadores de la subestación de distribución.
- Efectuar las mediciones para establecer las características de la carga instalada, así como también la interpretación de las curvas de carga del Sistema Eléctrico EMEPE C.A., esto se lo obtiene efectuando el estudio de flujo de carga para cada una de las horas desde las 00h00 hasta las 24h00 tanto de días laborables como no laborables.
- Una vez obtenida esta información se suma a las pérdidas de potencia por efecto Joule y la de vacío de los transformadores para obtener la pérdida total del sistema.

A continuación se hará una corta explicación de la forma en que la Empresa realiza el análisis y cálculos para obtener la información de las pérdidas en el Sistema de Transmisión y Subtransmisión, tomando en cuenta parámetros climáticos y ambientales ya que el área de concesión de EMEPE C.A., esta directamente afectado por la salinidad, humedad, polvo y rayos solares por estar ubicada en una región netamente costera.

Subsistemas de transmisión y subtransmisión.

El análisis de las pérdidas de energía en los subsistemas de transmisión y subtransmisión se caracterizan por el flujo de grandes bloques de energía entre los cuales pueden existir importaciones o exportaciones. Para el estudio de pérdidas se pueden considerar estos subsistemas formados por líneas y transformadores.

Las pérdidas de potencia en el subsistema de transmisión se producen por diversas causas, tales como pérdidas por efecto Joule; pérdidas en los transformadores (tanto en su núcleo como en sus devanados) y pérdidas por efecto corona.

Líneas de Transmisión.-

Las pérdidas asociadas con las líneas de transmisión y subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto Joule y por efecto corona por lo tanto los modelos que representen las líneas deben tener en cuenta estos dos tipos de pérdidas.

Para el cálculo de pérdidas de potencia por efecto Joule (I^2R) es suficiente la representación tradicional de la línea.

A continuación se presenta un esquema sobre las pérdidas en una línea de transmisión.

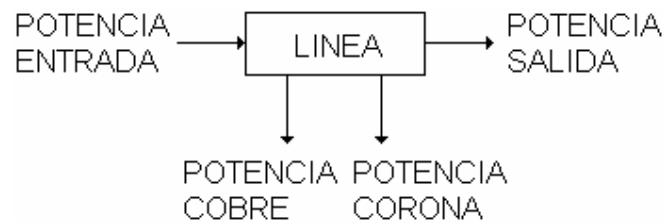


FIGURA 2.1. DESCRIPCIÓN DE PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Los datos de resistencia y reactancia dependen de las características físicas de los conductores y su disposición geométrica. Es frecuente que estos valores los proporcionen los fabricantes o se encuentren en tablas hechas para tal fin. Los

elementos de la línea donde se presentan pérdidas de potencia activa son la resistencia serie (R) y la conductancia shunt.

El valor de la conductancia (G) depende de las características del medio ambiente (presión atmosférica, humedad, altura sobre el nivel del mar, etc.).

Como las pérdidas de potencia activa asociadas con la conductancia son muy pequeñas comparadas con las pérdidas en la resistencia R , este parámetro (G) se suele despreciar para el cálculo, siempre y cuando no afecte al sistema.

Para evaluar las pérdidas en líneas de transmisión (subtransmisión) por efecto corona se han realizado estudios tanto teóricos como prácticos que involucran todas las variables que tienen que ver con este efecto, como son: La geometría de los conductores, la tensión de servicio, condiciones meteorológicas, etc. (ver anexo 8).

Esta tabla tomada del informe técnico INECEL-ESPOL para la EMEPE C.A., de 1998 muestra las subestaciones, el punto de partida y de llegada con la distancia en Km que recorre las

líneas de subtransmisión y las características técnicas de las mismas.

Las pérdidas en transformadores tanto de potencia como de distribución que intervienen en un sistema de potencia se puede presentar bajo un modelo generalizado dentro de un subsistema de transmisión por lo cual se las asocia principalmente con:

- Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los embobinados del transformador. Conocidas con el nombre de pérdidas en carga o pérdidas en cobre.
- Pérdidas asociadas al valor de la tensión aplicada y están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, llamadas también pérdidas en el hierro, o en vacío.

Las pérdidas técnicas en los subsistemas de transmisión corresponden a pérdidas dependientes de la demanda (efecto Joule), y pérdidas independientes de la demanda (vacío y efecto corona) (ver anexo 9).

En la tabla presentada en el anexo 9 correspondiente al mismo informe técnico (INECEL-ESPOL para la EMEPE C.A., de 1998), podemos observar la capacidad, conexiones, y características, así como las pérdidas en vacío de los transformadores de las subestaciones de distribución utilizados por la EMEPE C.A.

Para estimar las pérdidas de carga se utiliza alguna de las alternativas siguientes:

En caso de disponer de suficientes aparatos de medida se pueden estimar las pérdidas utilizando un programa de estimación de estado, el cual proporciona los datos de pérdidas de potencia. Conocidos estos valores, las pérdidas de energía se calculan mediante la ecuación:

$$L = \sum_{k=1}^N P_{LK} \Delta T_k$$

Donde:

P_{LK} : Pérdidas promedio de potencia (W) en el intervalo k.

ΔT_k : Duración del intervalo de muestreo.

Mediante la utilización de modelos estadísticos, encontrar una función que correlacione las pérdidas con la generación, importaciones y exportaciones de potencia y energía del sistema.

Para realizar el cálculo de las pérdidas por efecto corona se deben considerar separadamente las condiciones climáticas de buen y mal tiempo. Para estimar el valor de las pérdidas por corona se puede utilizar el modelo de Petterson, desarrollado para condiciones de buen tiempo, el cual se basa en la siguiente ecuación:

$$P_L^{bt} = \frac{20.96 * 10^{-6} * f * V^2 * \Phi_c}{\log^2(2D/d)}$$

Donde:

P_L^{bt} : Pérdidas por efecto corona (KW/Km) por fase bajo condiciones de buen tiempo.

f : Frecuencia (60 Hz).

V : Tensión línea – tierra (KV).

D : Distancia media geométrica entre conductores (cm)

d : Diámetro del conductor (cm).

Φ_c : Factor de pérdidas por efecto corona.

La siguiente expresión determina el factor de pérdidas la cual depende de la relación entre la tensión de fase y la tensión de ruptura.

$$\phi_c = \exp(k_1)$$

$$k_1 = \exp\left(0.2354 + 1.0443 \frac{V}{V_0}\right)$$

Donde:

k_1 : Exponente de pérdidas.

V_0 : Tensión crítica de ruptura (KV).

Para determinar la tensión crítica de ruptura resulta de la siguiente ecuación:

$$V_0 = 21.1 * m * \delta * \beta * r_e * \ln\left(\frac{D}{r_e}\right)$$

$$\beta = \frac{1 + 0.301}{(\delta * r_e)^{1/2}}$$

Donde:

m : Coeficiente de rugosidad

1 conductores lisos.

0.93 - 0.98 hilos rugosos / oxidados.

0.83 - 0.87 conductores trenzados.

δ : Densidad relativa del aire

β : Constante de Peek.

r_e : Radio del conductor o radio equivalente para conductores en haz (cm).

D : Distancia media geométrica entre conductores (cm).

También se puede realizar el cálculo de pérdidas por efecto corona bajo condiciones de mal tiempo en función de la tensión crítica de ruptura y el estado de la superficie del conductor mediante:

$$P_L^{mi} = K * Fc$$

$$K = (n * f * \beta)^2 \frac{2.52 - \log\left(\frac{\sigma}{r_e}\right)}{2.52 - \log \sigma}$$

Donde:

K : Constante.

F_c : Factor de corrección de pérdidas por corona para condiciones de mal tiempo (KW).

Las pérdidas en las líneas por efecto corona se evalúan en la siguiente relación:

$$L = 87.6 * (p^{bt} * P_L^{bt} + p^{mt} * P_L^{mt}) L$$

Donde:

p^{bt} : Porcentaje de buen tiempo en un año.

p^{mt} : Porcentaje de mal tiempo en un año.

L : Distancia del conductor.

2.1.3 Pérdidas en Distribución.

Lo expuesto a continuación es un estudio que efectuó INECEL-ESPOL para la EMEPE C.A., con el objetivo de determinar las pérdidas en distribución.

La determinación de las pérdidas técnicas en los sistemas de Distribución considera los siguientes componentes:

- Líneas de distribución primarias.
- Transformadores de distribución.
- Circuitos secundarios.
- Alumbrado público.
- Acometidas.

Pérdidas en Líneas de Distribución Primaria.-

Para determinar las pérdidas se toma una muestra de las alimentadoras y los resultados se los extrapola a todo el sistema.

- Levantamiento Físico

En el levantamiento físico se debe establecer lo siguiente:

- + Configuración de las líneas en áreas urbanas y rurales.
- + Calibres, tipos, longitudes y fases de las líneas.
- + Tipos de usuarios conectados como: residencial comercial e industrial.

- Pérdidas de Potencia

Para determinar las pérdidas de potencia se considera:

- + Características Técnicas.-

Los diagramas unifilares de las líneas primarias desde el punto de arranque en la salida de la subestación de distribución y los nodos de carga distribuidos a lo largo de la línea, considerando: carga del nodo en KVA de los transformadores de distribución y las características por tramo de la línea de la resistencia, reactancia, calibre, tipo, longitud, tipo de estructura y capacidad térmica.

+ Información de la carga.-

Obtener las curvas de carga de las líneas primarias de la demanda máxima del sistema.

+ Cálculo de las pérdidas de potencia.-

Para obtener las pérdidas de potencia se realiza lo siguiente:

En cada una de las líneas primarias de la muestra se selecciona los nodos de carga distribuidos a lo largo de la línea por fase.

Con los datos de demanda de las alimentadoras se calcula la carga prorrateada por fase con la formula:

$$KVA_{FASEN} = \frac{I_{FASEN} * KVA_{INSTALADOALIMENTADORA}}{I_{FASEA} + I_{FASEB} + I_{FASEC}}$$

Donde:

KVA_{FASEN} : KVA total prorrateado en la fase n.

I_{FASEN} : Corriente medida en la subestación por fase

Con la carga prorrateada se encuentra el factor de utilización con la siguiente formula:

$$FU_N = \frac{KVA_{FASEN}}{KVA_{INSTALADAN}}$$

Donde:

FU_N : Factor de utilización para la fase n.

$KVA_{INSTALADAN}$: KVA de transformadores instalados en la fase n.

Con la capacidad instalada en cada nodo (acumulada) y el factor de utilización se obtiene la capacidad de carga del nodo, usando la siguiente expresión:

$$KVA_{NODO} = KVA_{INSTALADONODO} * FU$$

Luego se obtiene la corriente máxima en cada nodo con la expresión:

$$I_{MAXIMANODO} = \frac{KVA_{NODO}}{KV_{NODO}}$$

Con las corrientes máximas de los nodos de carga de la línea y los parámetros de cada tramo, se determina las pérdidas de potencia de la línea primaria, utilizando la expresión:

$$P = \sum_{K=1}^n \left[(I_{TRAMOK})^2 R_K \Big|_A + (I_{TRAMOK})^2 R_K \Big|_B + (I_{TRAMOK})^2 R_K \Big|_C \right]$$

Donde:

P : Pérdidas de potencia de la línea primaria.

I_{TRAMOK} : Corriente por fase de la demanda máxima del tramo K de la línea primaria.

+ Extrapolación al sistema total

Para extrapolar las pérdidas de potencia a todo el sistema se realiza lo siguiente:

A cada una de las líneas primarias de la muestra se calcula un factor en función de la potencia de pérdidas, la potencia de demanda al cuadrado y la longitud de la línea.

$$K = \frac{P}{P_{DEMANDA}^2 * L}$$

Se selecciona las líneas primarias de la muestra de acuerdo al calibre y tipo del conductor y a cada grupo se determina un factor promedio.

Con el calibre y tipo de conductor, la demanda máxima, la longitud y el factor de cada grupo de líneas se determina las pérdidas de potencia para el resto de las líneas y con ello se obtiene las pérdidas del sistema total de líneas primarias.

- Pérdidas de Energía

Con las pérdidas de potencia para la demanda máxima y el factor de pérdidas de la curva de carga de la línea primaria se determina la pérdida de energía, para el sistema con la expresión:

$$E = \sum_{K=1}^n F_{PK} * P_K * 720 [MWH]$$

Donde:

E : Pérdidas de energía

F_{PK} : Factor de pérdidas de la línea primaria K.

P_K : Pérdida de potencia para la demanda máxima de la línea primaria K.

En el cuadro a continuación se presenta todo el sistema de las Líneas Primarias, y además las pérdidas de potencia y energía en cada una de estas (ver anexo 10).

Pérdidas en los Transformadores de Distribución.-

En la determinación de las pérdidas de los transformadores de distribución se toma en cuenta el número total de transformadores del sistema, información proporcionada por la

empresa, y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema.

- Levantamiento Físico

De la misma forma anterior, se para el levantamiento físico se determina la ubicación de los transformadores de los usuarios masivos y grandes en las áreas urbanas y rurales, el número, capacidad instalada y fases de los transformadores y los diferentes tipos de usuarios conectados al transformador.

- Pérdidas de Potencia

Igualmente para las pérdidas de potencia se obtiene una información técnica como: pérdidas de cobre nominal y en vacío, capacidad, tipo, voltajes, número de fases y la carga en los transformadores de la muestra. Además de realizar los cálculos correspondientes implicando algunas formulas como para extrapolar los datos de la muestra a todo el sistema de transformadores de distribución.

- Pérdidas de Energía

Con las pérdidas de potencia para la demanda máxima y el factor de pérdidas obtenido de la curva de carga de la línea primaria se calcula la pérdida de energía, utilizando algunas formulas.

En el cuadro a continuación se presenta todo el sistema de Transformadores de Distribución, además de las pérdidas de potencia y energía en cada una de estos (ver anexo 11).

Pérdidas de los Circuitos Secundarios.-

En la determinación se toma una muestra representativa de los circuitos secundarios del sistema y los resultados de la muestra son extrapolados a todo el sistema.

– Levantamiento Físico

Para el levantamiento físico se establece la configuración tipo de los circuitos secundarios en líneas áreas urbanas y rurales, los calibres, tipos, longitudes y número de conductores de los circuitos secundarios, además de los usuarios conectados a los circuitos según la clasificación del servicio.

– Pérdidas de Potencia

De la misma forma para las pérdidas de potencia se obtiene una información técnica tal como: los diagramas unifilares de los circuitos secundarios de la muestra desde el punto de arranque en la salida del transformador de distribución y los nodos de carga en KVA del circuito, y las características por tramo del circuito de resistencia, calibre, tipo, longitud y número de conductores y el tipo de abonado representativo en los circuitos de la muestra. Además de realizar los cálculos correspondientes implicando algunas formulas, como para extrapolar los datos de la muestra a todo el sistema de circuitos secundarios.

– Pérdidas de Energía

Con las pérdidas de potencia para la demanda máxima y el factor de pérdidas de la curva de carga del sistema se determina la pérdida de energía, utilizando algunas formulas.

En el cuadro a continuación se presenta el total del sistema de Circuitos Secundarios, además de las pérdidas de potencia y energía de estos (ver anexo 12).

Pérdidas del Alumbrado Público.-

A continuación se presenta el total del sistema de Circuitos de Alumbrado, además de las pérdidas de potencia y energía de estos, los cuales fueron obtenidos de la misma manera en la que se ha obtenido las demás pérdidas de distribución.

TABLA 3

SISTEMA DEL CIRCUÍTO SECUNDARIO

	Energía Sistema (MWh)	Pérdidas Energía	
		(MWh)	%
Península	14170.91	295.57	2.09
Playas	3324.26	53.85	1.62
TOTAL	17495.17	349.42	2.00

Pérdidas de Las Acometidas.-

Igualmente se presenta en el siguiente cuadro el total del sistema de Circuitos de Alumbrado, además de las pérdidas de potencia y energía de estos, obtenidos de la misma manera para calcular las pérdidas antes descritas de distribución.

TABLA 4

SISTEMA DEL CIRCUÍTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

	Energía Sistema (MWh)	Pérdidas Energía	
		(MWh)	%
Península	14170.91	19.92	0.14
Playas	3324.26	4.17	0.13
TOTAL	17495.17	24.09	0.14

Cabe recalcar nuevamente que todos los datos de pérdidas de distribución presentados fueron tomados del último estudio realizado por INECCEL-ESPOL para la EMEPE C.A.

A continuación haremos un breve análisis de la viabilidad de la reducción de las pérdidas técnicas.

Como se mostró en el capítulo anterior, las pérdidas técnicas en la EMEPE C.A., corresponde a un 9.05% de la energía disponible en dicha empresa, si bien es un porcentaje digno de consideración, el estudio a fondo de su disminución no esta tomado en cuenta dentro del plan estratégico para reducir pérdidas que se va a describir en capítulos posteriores.

Esto se debe a que reducir un punto en el porcentaje de pérdidas técnicas es muy costoso, en comparación con reducir un punto en pérdidas comerciales.

Las formas más comunes de disminuir pérdidas técnicas son las siguientes:

- Elevar el voltaje para que la corriente sea menor, lo cual implicaría un cambio de transformadores, aisladores, etc.

- Mantener el mismo voltaje y la misma corriente, pero cambiar los conductores, o sea poner unos de menor resistencia para tener menores pérdidas de joule.

- Colocar banco de capacitores para tratar de mejorar el factor de potencia y tener menor energía inductiva.

- Aumentar el número de transformadores con el fin de aliviar la carga de estos, como resultado disminuye la corriente en los mismos, y por ende tenemos un menor porcentaje de pérdidas en el cobre

Para darnos cuenta de la magnitud del costo de disminuir un punto de pérdidas técnicas vamos a poner como ejemplo a la EMEPE C.A.

El mayor porcentaje de pérdidas técnicas de la Empresa se produce en los transformadores de distribución y en los alimentadores secundarios (ver anexo 5).

Si quisiéramos reducir las pérdidas atacando el lado de los transformadores tendríamos que comprar un número similar de transformadores al que ya tiene la empresa, estos serían aproximadamente 4800 transformadores.

Actualmente en el mercado un transformador de distribución monofásico de 25 KVA 13.2/7.6 KV a 240/120 V tiene un costo aproximado de \$ 660, lo cual equivaldría a una inversión aproximada de \$ 3'168.000 sin contar con el costo del montaje de los mismos.

Realizando lo antes descrito se disminuiría las pérdidas en los transformadores a la mitad, por ende la disminución en las pérdidas sería en 1.3% en el mejor de los casos (ver anexo 5), eso sin tomar en cuenta que las pérdidas de vacío aumentarían al doble, debido al aumento en número de los transformadores.

Por lo tanto y debido a los altos costos que nos representaría el aumentar el número de transformadores vemos de una forma clara que no es una inversión viable para la empresa.

De la misma manera, analicemos un breve ejemplo en el caso de que se cambien los conductores, por unos de mayor sección, siendo de menor resistencia.

Como se menciona en el capítulo 1, las redes de distribución secundarias, tienen una longitud de 1085 Km, entonces haciendo la compra de la misma cantidad de conductor, el cual es de aluminio TW 4/0 AWG desnudo de 19 hilos para 600 V, el valor de este conductor es aproximadamente \$ 1.50 cada metro, la adquisición del total del secundario nos representaría un valor de \$ 4'882.500. El desmontaje del cable viejo y el montaje del nuevo cable tiene un costo aproximado por metro de 30 centavos de usd. Significando un importe de \$ 976.500. lo cual nos da un total de \$ 5'859.000.

Aplicando este método, estaríamos reduciendo las pérdidas a la mitad, que en el mejor de los casos sería de 1.55% (ver anexo 5) del total de pérdidas de energía.

Pero como se aprecia que aplicar este procedimiento igualmente nos resultaría costoso.

Analizando el ejemplo donde recuperamos un mayor porcentaje de energía, con una inversión de \$ 5'859.000 y una recuperación del 1.55% del total de las pérdidas de energía, que en dólares representa una recuperación de 37.400 usd mensual, lo que significa que la recuperación de lo invertido tomaría un tiempo aproximado de 13 años, quedando como un proceso a largo plazo,

2.2 Pérdidas Comerciales.

Las pérdidas comerciales también son conocidas como pérdidas no técnicas. Lo que quiere decir que estas pérdidas no tienen relación con la configuración ni con los parámetros de las redes eléctricas de distribución y tampoco con la subdistribución de la empresa sino con las pérdidas producidas por la deficiente administración de la misma, o por las infracciones de los usuarios.

Las pérdidas comerciales se pueden dividir en dos grandes grupos: Pérdidas Sociales y Pérdidas Administrativas.

2.2.1 Sociales.

Las pérdidas sociales son básicamente producidas por el robo o hurto de energía eléctrica, estas pérdidas se pueden subdividir en: Pérdidas por fraude en las instalaciones y pérdidas por conexión directa sin registro de la empresa.

A continuación detallamos una lista de acciones que hacen que un medidor registre menos de lo debido:

- 1) Retroceso en el dial o en las manecillas del registrador.
- 2) Estancamiento del disco del medidor introduciendo un alambre delgado en el orificio del mismo.
- 3) Cortocircuitar la bobina de corriente del medidor.
- 4) Abriendo el circuito de la bobina de voltaje.
- 5) Cortocircuitar los TC's en medición indirecta.
- 6) Apretar de manera excesiva el tornillo del cojinete.
- 7) Alterar la relación del registro.
- 8) Eliminar los dientes del engranaje.
- 9) Perforación de los conductores de servicio.

Las pérdidas producidas por fraude en las instalaciones, son usualmente las producidas por manipulación de los medidores de los abonados, se considera como fraude si un medidor tiene

un error superior al 20%. Las alteraciones en los medidores más comunes son:

Retroceso en el dial o en las manecillas del registro del medidor, obviamente se estará manipulando la lectura que indique el instrumento, pero se puede detectar el hurto llevando un registro de las lecturas anteriores.

El estancamiento del disco del medidor, produce que este no registre la energía que esta consumiendo el abonado, normalmente el estancamiento se lo realiza introduciendo un alambre delgado por uno de los orificios que tiene el disco y que sirven para frenado del mismo, claro esta que es necesario perforar la tapa de vidrio para poder tener acceso al disco en cuestión.

Cortocircuitar la bobina de corriente del medidor, esto ocasiona que la corriente que debería estar pasando por la bobina se vaya por el cortocircuito, y por ende el medidor no cense debidamente la energía ya que el medidor básicamente es un vatímetro y para una correcta medición necesita una señal de voltaje y una de corriente.

Abriendo el circuito de la bobina de voltaje del medidor se provoca que el disco no arranque y por lo tanto que no se efectúe registro alguno, una alteración de esta forma de hurto es utilizar una fracción de la bobina de voltaje con lo cual obtenemos un registro que es igual a una fracción del registro real, y de esta manera se deriva energía de una forma no tan obvia.

Cuando se tiene un gran consumo y la medición tiene que ser indirecta o sea por medio de transformadores de corriente, es muy común cortocircuitar estos para ocasionar que la señal de corriente nunca llegue al medidor.

También existe otro tipo de alteraciones en los medidores que son mas complicadas y más difíciles de detectar que las antes mencionadas, cabe recalcar que dichas alteraciones deben ser realizadas por una persona especializada en medidores o que conozca mucho del tema eléctrico. A continuación se van a describir algunas de ellas.

- Apretar de manera excesiva el tornillo del cojinete que sostiene el eje del disco es una forma muy efectiva de robar parte de la energía consumida, por otro lado, esta alteración solo puede ser descubierta una vez que el medidor entra al laboratorio y es desarmado.
- Alterar la relación de registro es otra forma efectiva de robar energía eléctrica, para esto es necesario remover uno o más de los dientes del engranaje en contacto con el gusano del medidor, ocasionando que el disco de mas vueltas de las que debería para contabilizar un vatio-hora, lo cual produce una lectura menor a lo que hemos consumido.

2.2.2 Administrativas.

Normalmente una Empresa Eléctrica posee muchas pérdidas ocasionadas por malas administraciones. Esto se debe primordialmente a que todas las empresas eléctricas del país son propiedad del estado, y las personas a cargo de la administración de la misma normalmente llega a ese puesto por conexiones políticas y no por conocer a fondo el funcionamiento de este tipo de empresas.

De igual manera el hecho de que la empresa sea estatal produce que el administrador no este tan comprometido para ejercer de forma optima sus funciones puesto que no trabaja con el dinero de una persona, sino que trabaja con el dinero del país, esto produce que no haya un afectado directo sino toda la ciudadanía, y por ende no existe una persona que le reclame directamente por malgastar el dinero.

Otra razón por la que las empresas son mal administradas es el hecho de que el cargo de Presidente Ejecutivo de las mismas es un puesto político, y la política en nuestro país es muy inestable, en ocasiones una sola empresa tiene hasta 5 Presidentes Ejecutivos en un solo año, como fue el caso de la EMEPE C.A., en el año 2003. Esto repercute en el desarrollo de las empresas de manera negativa ya que cada nuevo administrador llega con nuevas ideas y los proyectos que ya fueron analizados en el pasado, y que ya estaban listos para su aprobación y ejecución se ven retrasados, hasta que el nuevo administrador los vuelva a estudiar, o en su defecto se ven suspendidos totalmente.

Las empresas en general suelen producir pérdidas por una mala administración debido a que su organización jerárquica es o muy vertical o muy horizontal.

Por organización vertical se entiende a aquella que tiene muchos pasos jerárquicos desde el mas alto jefe hasta el último de los empleados.

Por organización horizontal se entiende a aquella que tiene muy pocos pasos entre el mas alto jefe y el último de los empleados.

Las empresas eléctricas en nuestra país normalmente tienen un sindicato de trabajadores muy fuerte, lo cual produce que existan personas que cobran un sueldo en la empresas y si uno las investiga, estas personas no producen nada para la misma, pero el hecho de que están dentro de un contrato colectivo hace más económico para la empresa mantener este "pipón" por así llamarlo, que despedirlo y pagarle una liquidación por demás costosa y que la persona no se merece.

Por otra parte los procesos que siguen las empresa para: nuevas contrataciones, corte de servicio, facturación, toma de

lectura de medidores, reinstalación de servicio, etc., son tan obsoletos que su poca eficiencia le produce pérdidas económicas a la empresa.

En la actualidad existen muchos métodos dentro de la administración de empresa que nos permiten mejorar la eficiencia de un proceso administrativo, uno de ellos es el “Método de los siete pasos”, los mismos que son:

- 1) Definir los límites del proceso.
- 2) Observar los pasos del proceso.
- 3) Recolectar los datos relativos al proceso.
- 4) Analizar los datos recolectados.
- 5) Identificar las áreas de mejora.
- 6) Desarrollar mejoras.
- 7) Implantar y vigilar las mejoras.

Siguiendo estos pasos para la mejora del proceso, se va a obtener muchos beneficios como son:

- Calidad de servicio.
- Costos más bajos en la empresa.
- Mejor organización.

Y todo esto nos da como consecuencia una empresa más competitiva en el mercado. Si bien el mercado de la distribuidoras de energía eléctrica todavía no es competitivo, se aspira que en un futuro no muy lejano lo sea.

Este método es el que en capítulos subsiguientes vamos a utilizar para mejorar los procesos de:

- Contratación de servicios nuevos.
- Toma de lectura de medidores.
- Facturación.

Se escogieron estos procesos debido a que en las empresas eléctricas son los que producen mas pérdidas de energía y por ende de dinero.

La disminución de pérdidas Sociales en la EMEPE C.A., es de gran importancia. Por esto se hace urgente la implementación de un plan de inspecciones con el fin de reducir las mismas.

Las pérdidas de energía producidas por una mala administración son fáciles de disminuir, dado que estas son generadas internamente en la empresa. Con cambios en sus procesos, y con inversiones, se puede

producir un empequeñecimiento considerable en las pérdidas de energía de dicha empresa.

Por esta razón se ha hecho un estudio para desarrollar un plan estratégico con el fin de reducir las pérdidas administrativas. Este plan necesita menos control que el plan de inspecciones mencionado para reducir pérdidas sociales, debido a que como se dijo anteriormente las decisiones a tomarse solo atañen a los miembros de la misma empresa. Por otra parte este plan será más económico que un plan para reducir pérdidas técnicas.

CAPÍTULO 3

3. PROCESOS ADMINISTRATIVOS.

Las pérdidas no técnicas que se producen en una empresa eléctrica, están relacionadas con la gestión que se realiza en el área de Comercialización. Por lo tanto, para reducir y controlar las pérdidas no técnicas, se requiere que los procesos de comercialización sean simples y efectivos.

3.1 Proceso de Contratación.

Procesos del Modelo de Comercialización.

La Dirección comercial de EMEPE C.A., tiene dos objetivos o actividades fundamentales, las cuales son:

- Vender energía eléctrica.
- Cobrar lo que por concepto de esta venta se factura.

Estas dos actividades básicas del área Comercial, se subdividen a su vez, en cuatro operaciones básicas.

- Captación de clientes y su mejor atención.
- Facturación como actividad.

- Recaudación.
- Control de Pérdidas de Energía no técnicas.

Cada uno de estos subtemas mencionados, tiene sus propios procesos. Como parte de la actividad de dirección hay otras cosas tales como: organizar, controlar, dirigir los trabajos que se ejecutan en el área; promover el uso eficiente y racional de la energía, fomentar y mantener buenas relaciones con el público y los clientes en general, elaborar el presupuesto anual del área y mantener una evaluación de la ejecución durante el año; revisar permanentemente la tabla de valores por la prestación del servicio de energía eléctrica, gestionar el cobro de las planillas por venta de energía a instituciones públicas y clientes especiales, coordinar las actividades del área comercial con las demás de la Empresa, ya que es parte básica del engranaje de esta, que tiene una estructura triangular cuyos tres vértices son los clientes, EMEPE C.A., y los trabajadores. Esto implica una necesidad de coordinación de los requerimientos de los clientes o las necesidades de servicio con las demás áreas de la Empresa.

Estos son los diferentes procesos que cumplen la Dirección, junto con la emisión de informes, y manejo de documentación general que tiene que conocer la Gerencia y las demás áreas para evaluar su marcha.

El área Comercial tiene otra particularidad, porque la evaluación de sus resultados es fácilmente medible, ya que se reduce a sumas y restas de lo que se genera y lo que se cobra para saber si hay pérdidas o ganancias. Esta actividad, así como la calidad del servicio traducido en los reclamos de los clientes son absolutamente cuantificables y permiten saber cuales son las fortalezas y debilidades de la Empresa.

Proceso Existente de Instalación de Medidores.-

El proceso de instalación de medidores se origina en la jefatura de servicio al cliente mediante una solicitud de servicios, una solicitud en un formulario de propósito general que sirven para los siguientes fines:

- Solicitud de nuevo servicio.
- Cambio de domicilio.
- Arreglo de acometida.
- Cambio de acometida.
- Reinstalación
- Cambio de nombre.
- Cambio de medidor por incremento de carga.
- Retiro de medidor provisional (suspensión temporal).

- Reubicación de medidores.
- Reconexión.
- Abonados sin energía.
- Suspensión definitiva del servicio a petición del cliente.
- Servicio provisional con luz fija (sin medidor).
- Servicio provisional.

A continuación se detallan los documentos requeridos para realizar cada uno de estos procedimientos, y que sirven para identificar posteriormente entidades, atributos y relaciones.

Solicitud de Nuevo Servicio.-

Permite al interesado contar por primera vez con el servicio de energía eléctrica en forma legal y bajo los requerimientos y obligaciones que exige la empresa, para luego ser considerado como un nuevo cliente.

Para solicitar un nuevo servicio el cliente debe:

- Presentar la cédula de identidad original y una copia, y esta se anexa a la solicitud.
- No tener deuda con la empresa.
- Pagar el derecho de inspección.
- Pagar el derecho de conexión de servicio.

- Pagar los depósitos en garantía por: consumo, medidor, acometida.

Para el caso de talleres y soldaduras, se debe presentar la autorización municipal para la instalación del servicio; se exige la presentación de planos eléctricos aprobados por un ingeniero eléctrico colegiado, en caso de que la carga instalada sea mayor a 10 KW. Y para los casos de urbanización o ciudadelas del Banco Ecuatoriano de la Vivienda, deben presentar además, la carta de adjudicación y/o del inmueble.

Cambio de Domicilio.-

El cliente tiene la opción de pedir el cambio de domicilio de su medidor previamente habiendo solicitado a la empresa la misma que se encargara del traslado una vez que el usuario cumpla con los requisitos.

Para solicitar un cambio de domicilio, el cliente debe:

- Presentar la cédula de identidad del solicitante de cambio de domicilio en el área de atención de abonado.
- Presentar la última planilla cancelada, la cual debe corresponder a la última emisión
- Cancelar las cuotas pendientes de pago a crédito.

- Realizar el pago de derecho del servicio (inspección, conexión).

En caso de cambios de equipos de medición, se debe hacer el pago entre la diferencia entre la última lectura emitida y la última lectura registrada a la fecha de la solicitud de cambio, debe pagar por la diferencia de depósito en garantía por concepto de consumo, de medidor (en caso de cambiarse su equipo), y de acometida, la cual es considerada como atribución de líneas y redes.

Arreglo de Acometida.-

El cliente debe cancelar el valor correspondiente al derecho de cambio y/o reubicación de acometidas, según sea su servicio residencial, comercial o industrial.

Cambio de Acometida.-

Para solicitar un cambio de acometida, el cliente debe:

- Presentar cédula de identidad del solicitante.
- Presentar la planilla correspondiente a la última emisión.
- Pagar los derechos de inspección, desconexión y conexión de acometidas.
- Realizar el pago de la acometida instalada, la cual debe ser considerada como contribución para líneas y redes de EMEPE C.A.

Reinstalaciones.-

Para solicitar una reinspección, el cliente debe:

- Presentar la cédula de identidad del solicitante
- Realizar el pago de las planillas pendientes de cobro que existan a nombre del solicitante
- Realizar los pagos por derecho de inspección y consumo
- Pagar la diferencia por los depósitos en garantía por consumo, medidor y acometida, valor que debe ser considerado como contribución a líneas y redes de EMEPE C.A.

Cambio de Nombre.-

Para realizar el cambio de nombre, el cliente debe:

- Presentar la autorización escrita del propietario cedente
- Presentar cédula de identidad del cedente y cesionario
- Presentar planilla correspondiente a la última emisión
- Cancelar el consumo hasta la fecha de solicitud de cambio
- Efectuar el pago por los derechos de solicitud de cambio de nombre
- Efectuar el pago de la diferencia del depósito en garantía por consumo. De existir algún valor a crédito se procede a la cancelación de los mismos.

En caso de constatarse que el servicio de energía sirve a un tercero que no es el titular del mismo, EMEPE C.A., cita al cliente para que firme la solicitud del servicio, entregue copia de cédula de identidad y efectúe el respectivo pago de los depósitos de garantía por: consumo, medidor y acometida. Si el cliente se resiste al cumplimiento de lo establecido, se procede al retiro del servicio para este caso se puede mantener el mismo medidor y acometida instalado.

En caso de comprobar que el titular del servicio ha fallecido y que el usuario beneficiada con el servicio de energía registrada en este medidor es la esposa, se la cita con el fin de que presente copia de la cédula de identidad y firme la solicitud del servicio; debiéndose anotar en la misma que se procede al cambio de nombre por ser la esposa del fallecido, en este caso no se deberá cobrar ninguna actualización de los depósitos de garantía, solo se cobrará los derechos por cambio de nombre.

Cambio de Medidor por Incremento de Carga.-

Este servicio permite al usuario hacer el cambio de su medidor debido a avería del instrumento o fallas por lectura previo a un análisis y comprobación del mismo en el laboratorio. Si se llegara a comprobar

que el usuario fue el causante del daño se le cobrara el valor del medidor nuevo mas un recargo por el medidor averiado.

Para el cambio de medidor por incremento de carga, el cliente deberá presentar:

- La cédula de identidad del solicitante
- La planilla correspondiente a la última emisión
- Pagar el derecho de inspección
- La diferencia entre la lectura última emitida y la lectura al momento del retiro del medidor y la diferencia de deposito en garantía por consumo y medidor, y finalmente realizar el pago por acometida (en caso de requerirse otro tipo de conductor), se considera este último valor como contribución a líneas y redes de EMEPE C.A.

Retiro de Medidor Provisional (Suspensión Temporal). -

Para retirar el medidor provisional (suspensión temporal), el cliente deberá presentar la cédula de identidad, la planilla correspondiente a la última emisión, proceder al pago de la diferencia entre el valor de la última planilla y la lectura registrada al momento del retiro y realizar el pago del derecho del servicio por concepto de retiro de medidor y pagar por adelantado el consumo mínimo, que de acuerdo a su tarifa le corresponde con el tiempo que solicite el retiro del medidor y suspensión temporal del servicio.

Reubicación de Medidores.-

Este servicio permite que el usuario solicite la reubicación de su medidor dentro del perímetro correspondiente a su domicilio en lugares donde no dificulte la visibilidad para la inspección y lectura del consumo en el instrumento sin incomodar al usuario.

Para realizar una reubicación del medidor del cliente deberá presentar la cédula de identidad, la planilla correspondiente a la última emisión, pagara el derecho de inspección y el derecho de reubicación del medidor y la diferencia de acometida (en el caso de requerir) este último valor será considerado como contribución de líneas y redes de EMEPE C.A.

Reconexiones.-

Para efectos de reconexión del servicio, el cliente debe estar al día en el pago de las planillas y pagar de contado el derecho de reconexión del servicio.

Abonados Sin Consumo.-

Por fallas propias del cliente se les deberá atender y cobrar el derecho de inspección, si las fallas son de responsabilidad de EMEPE C.A., se

deberá atender y solucionar para que el servicio sea restablecido sin costo alguno para el cliente. Si el cliente no tiene energía por incumplir alguna obligación de EMEPE C.A., no se deberá restablecer el servicio hasta que proceda a solucionar su compromiso.

Suspensión Definitiva del Servicio a Petición del Cliente.-

Para realizar una suspensión definitiva del servicio, el cliente deberá presentar cédula de identidad, planilla de la última emisión, pagar de la diferencia entre el valor resultante de la lectura de la última planilla facturada, con relación a la lectura registrada en el medidor al momento del retiro; pagar las cuotas pendientes por cualquier concepto y pagar el derecho de desconexión del servicio.

Servicio Provisional Con Consumo Fijo (Sin Medidor). -

Es otorgado al ente cuyo consumo de energía no es en forma continua, es decir que contrata el servicio en periodos de tiempos establecidos para terminar su labor y con una tarifa especial

Este procedimiento lo siguen clientes que requieren del servicio especificando el número de días, es utilizado para vendedores ambulantes, que por épocas de fiestas se encuentran en un determinado sector o pueblo, los pagos que efectuará son: derecho de inspección derecho de conexión y desconexión de cable y valor de

consumo en base a la carga instalada por el número de días, por el costo tarifario de acuerdo al tipo de servicio y por 1.5 de recargo, El material a instalarse será suministrada por el cliente.

Servicio Provisional (Con Medidor). -

Se proporcionan a clientes que se encuentran construyendo y/o estén en trámite la aprobación de sus planos eléctricos presentados a la Empresa. Estos deben presentar la cédula de identidad, no tener deuda con la empresa y cancelar el derecho de inspección y el derecho de instalación; pagar los depósitos de consumo, acometidas y medidor provisional y presentar el permiso municipal de construcción. Es facturado si es residencial con tarifa RT y si es comercial o industrial con tarifa de consumo ocasional, esto es SOC y SOI, respectivamente.

Una vez firmada la solicitud y pagado el derecho de inspección el jefe de servicios a clientes y jefe de agencia organiza y distribuye las solicitudes de consumo y/o ordenes de trabajo a su personal, ya sea: Supervisor de Instalación o Instalador para que proceda a la inspección en el sitio, la cual puede ser aprobada o negada según las condiciones del servicio. Si es negada se notificará al cliente para que cumpla con lo exigido por la empresa y vuelva a requerir el servicio.

Si es aprobada el cliente se acerca a las oficinas donde se le efectúe el cálculo de los depósitos en garantía y derecho de conexión que debe cancelar a EMEPE C.A., el cual, según las circunstancias lo podrá efectuar a contado o a crédito, con el 50% de entrada y el saldo a 6 meses sin intereses (crédito especial), o con el 20% de entrada y el saldo a 12 o 24 meses sin intereses.

Una vez cancelado los valores, se procede a la instalación de los equipos de medición anotando a la solicitud de servicio el número de comprobante en que canceló los valores y a su vez los datos técnicos del equipo de medición con la respectiva lectura con que inicia al momento de su instalación, las solicitudes pasan al Jefe de Servicios a Clientes o Jefes de Agencia quienes distribuye a los facturadores para que estos mantengan en el archivo pendiente de ser reportado en facturación.

A continuación la siguiente tabla muestra las contrataciones realizadas por la EMEPE C.A., en el transcurso de un mes.

TABLA 5

ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO

fecha	motivo	cantidad
22/04/03	serv. ocasional	1
	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	12
23/04/03	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	7
24/04/03	camb. de direccion	3
	serv. nuevos	12
25/04/03	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	12
29/04/03	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	3
	reubica. de medidor	1
	serv. nuevos	14
30/04/03	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	2
	serv. nuevos	7
2/05/03	camb. de direccion	2
	serv. nuevos	14
3/05/03	serv. ocasional	1
	camb. de medidor	2
	reubica. de medidor	1
	serv. nuevos	9
6/05/03	camb. de direccion	4
	serv. nuevos	16
7/05/03	camb. de direccion	2
	reubica. de medidor	1
	serv. nuevos	10
8/05/03	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	6
9/05/03	serv. nuevos	6
10/05/03	serv. nuevos	4
13/05/03	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	2
	serv. nuevos	8
14/05/03	camb. de direccion	2
	serv. nuevos	6
15/05/03	serv. ocasional	1
	serv. nuevos	7
16/05/03	serv. ocasional	1
	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	7
17/05/03	camb. de medidor	2
	camb. de direccion	1
	serv. nuevos	4
20/05/03	serv. ocasional	1
	camb. de direccion	4
	serv. nuevos	20
21/05/03	serv. ocasional	1
	camb. de medidor	1
	camb. de direccion	2
	serv. nuevos	88
Total de Solicitudes		320

La tabla mostrada presenta los diferentes tipos de servicios y número de solicitudes que ingresan diariamente al departamento de contratación de la EMEPE C.A., siendo la de mayor frecuencia las solicitudes para servicios nuevos.

Considerado como uno de los departamentos de fundamental importancia de la EMEPE C.A., debido a que aquí se realizan las primeras gestiones para obtener cualquiera de los servicios que ofrece la empresa mencionados anteriormente, permitiendo a la persona interesada desarrollar los respectivos trámites correspondientes a la contratación energía eléctrica de una forma sencilla y lo más breve posible, para luego ser considerado como cliente sea este residencial, comercial o industrial.

Este departamento desempeña una labor de tipo administrativa lo cual permite una mayor planeación, control y orden del en el sistema de la empresa tomando en cuenta que es un paso importante para la eliminación de pérdidas.

Para una mejor optimización en la atención al cliente y ofrecer un mejor servicio la Empresa cuenta con el Departamento de

Contratación y el Departamento de Operaciones Comerciales descritas a continuación:

Representación del Departamento de Contratación.-

El Departamento de Contratación esta ubicado en las mismas instalaciones de la EMEPE C.A., empieza la jornada de trabajo a las 8:00 a.m. y finaliza a las 4.00 p.m. con un receso de 30 minutos para la hora del lunch. Está integrado por 2 personas debidamente capacitada encargadas de receptor y dar el tramite respectivo a las solicitudes cada uno en escritorios individuales y equipados respectivamente (computadoras, maquinas de escribir, y demás suministros de oficina) para agilizar el servicio al cliente.

Debido a que el área de concesión de la EMEPE C.A., es extensa, existe una sucursal para la atención del cliente en la prestación de servicios salvo condiciones en donde se requieren de un mayor análisis o decisión de mayor jerarquía e importancia se puede contratar el servicio en las oficinas ubicado en playas y comprendido por sectores como: El Morro, Posorja, Data, Progreso, el resto del área determinado por la empresa como zona norte se lo realiza en Santa Elena, prestando el mismo tipo de servicio.

Representación del Departamento de Operaciones Comerciales.-

El departamento de Operaciones Comerciales trabaja conjuntamente con el departamento de contratación aquí se realiza la parte operativa del área comercial y su desempeño es de carácter técnico, es la encargada de hacer todas las inspecciones y evaluaciones en lo referente a las instalaciones eléctricas en los domicilios, inmuebles y locales comerciales así como también la reparación y calibración de los instrumentos de medición además de instalar los elementos necesarios para poder alimentar la acometida por medio de las cuadrillas de operaciones.

El departamento de operaciones comerciales consta de un laboratorio equipado para realizar las pruebas a los medidores y una bodega en la que se lleva el inventario de los elementos eléctricos y equipos de medición, también es la encargada de ejecutar los servicios que ofrece la empresa como son: servicios nuevos, traslados, cambios de medidores, ubicaciones.

La parte laboral de este departamento esta organizada de la siguiente manera:

- 6 personas en cuadrilla (3 cuadrillas de 2 personas)
- 3 inspectores

- 3 en laboratorio (calibración de medidores 5%)
- 2 en bodega (coloca todos los equipos 6 personas)
- 2 en oficina

Para poder cubrir el área de concesión de la empresa se la ha clasificado en 3 zonas: La primera correspondiente desde Salinas hasta Anconcito; La segunda perteneciente al cantón La Libertad y por último el cantón Santa Elena que es la de mayor área,

Se puede registrar en la base de datos un promedio de 15 inspecciones en 30 minutos, las cuales ingresan al finaliza la jornada de trabajo, el digitador se queda luego de las horas de trabajo, y al día siguiente están listas para su tramitación.

La empresa da 2 códigos: 1 secuencial que es para el pago de planillas y el otro que es el de ruta de abonado que es mayormente para ubicar al lector en su ruta de trabajo.

Aunque poseen un sistema de red de formularios de toma de datos, pasa del departamento de operaciones comerciales al departamento de contratación para verificar en la base de datos, si existe una corrección o rectificación

3.1.1 Descripción del Proceso de Contratación para “Servicio Nuevo”.

Para la contratación de un Servicio Nuevo en la cual el abonado será de tipo residencial o comercial pequeño, es importante que el futuro cliente cumpla con los siguientes requerimientos que exige la empresa como son:

- Instalación eléctrica interna debidamente diseñada.
- Dispositivo de protección que es el breaker bipolar u otro sistema de protección
- Salidas del breaker hacia donde va el medidor.

Una vez que cumple con estas recomendaciones el interesado podrá tramitar una solicitud para el servicio de energía eléctrica siguiendo los 25 pasos que se enuncian a continuación.

- 1) Verificar los documentos del cliente.
- 2) Llenar la solicitud con sus datos.
- 3) Se dirige a caja a cancelar la solicitud.
- 4) Cancela la Solicitud.
- 5) Retorna al departamento de contratación.
- 6) Entrega y revisión de comprobante pago.
- 7) Ingreso a base de datos.

- 8) Se envían las solicitudes al Departamento de Operaciones Comerciales.
- 9) Ordenar y clasificar solicitudes por ruta de Inspección.
- 10)Traslado a los lugares de inspección.
- 11)Inspección del domicilio.
- 12)Retorna al Departamento de Operaciones Comerciales.
- 13)Ingreso de resultados de Inspección a base de datos.
- 14)Entrega de resultados al Departamento Contratación.
- 15)Cliente asiste a ver resultado de Inspección.
- 16)Revisión de resultados.
- 17)Se dirige a cancelar el valor del contrato al Departamento de Cobranza.
- 18)Cancela el valor del Contrato.
- 19)Retorna al departamento de contratación.
- 20)Entrega de comprobante y firma contrato.
- 21)Se envían contratos al Departamento de Operaciones Comerciales y Facturación.
- 22)Ordenes de trabajo y asignación de cuadrillas.
- 23)Verificar los materiales en bodega.
- 24)Traslado de cuadrilla a los domicilios para la instalación del medidor.
- 25)Instalación del medidor.

A continuación se describirá en forma detallada cada uno de los pasos del proceso que se realizan para la obtención del servicio de Contratación para “Servicio Nuevo”.

Paso 1: Verificar los Documentos del Cliente.-

La persona interesada en obtener un Servicio Nuevo deberá cercarse a las oficinas de Contratación y presentar los siguientes documentos:

- Fotocopia de cédula de identidad.
- Contrato de arrendamiento o título de propiedad del inmueble.
- Dirección exacta.

En personas jurídicas se requiere un certificado de la existencia legal de la compañía (RUC) copia de cédula del presidente o vicepresidente de la misma, como documentación complementaria.

Para el caso industrial el solicitante deberá adjuntar copia del o los planos eléctricos con los respectivos permisos municipales de construcción.

Se estima un promedio de contrataciones diarias que varía de acuerdo a la época, en algunas 5, y en otras hasta 40 contrataciones diarias

Paso 2: Llenar la Solicitud con sus Datos.-

Una vez que se verifica la documentación del cliente, se procede a llenar el formulario por medio de una máquina de escribir con los datos del cliente tales como nombre, número de cédula, tarifa a la que aspira el cliente (residencial, comercial, industrial), dirección exacta, una referencia adicional para ubicar el domicilio es recomendable, ya que en la zona no existe nombre específico de las calles, por ser en su mayoría una zona rural.

Paso 3: Se dirige para Caja a Cancelar la Solicitud.-

Luego el cliente abandona las oficinas del Departamento de Contratación y se dirige a las oficinas de Cobranzas recorriendo aproximadamente 30 metros debido a que están en diferentes instalaciones.

Paso 4: Cancela la Solicitud.-

Una vez que el interesado ingrese a Cobranzas, la cual cuenta con 4 ventanillas pero solo una es la encargada de cobrar todas las solicitudes por los servicios que ofrece el Departamento de Contratación deberá cancelar el valor de 1,40 dólares que correspondiente a la solicitud.

Además aquí se verifica si el cliente posee alguna deuda con la empresa, ya sea por facturas impagas o anulación de los servicios anteriores, si se comprueba la deuda del cliente este tendrá que dirigirse al Departamento Administrativo para solucionar el problema.

El cliente puede llegar a un acuerdo económico otorgándole una forma de crédito y comprometiéndose a pagar la deuda una vez ahí podrá seguir el proceso normal para poder obtener cualquier tipo de servicio.

Caso contrario se sigue el proceso normal.

Paso 5: Retorna al Departamento de Contratación.-

Una vez cancelado el valor de la solicitud y solucionado sus problemas por deudas, el cliente retorna a las oficinas de Contratación para entregar el recibo de pago y poder continuar con el proceso.

Paso 6: Entrega y Revisión de Comprobante Pago.-

La persona encargada del departamento de contratación receptorá el comprobante, colocando el sello de la Empresa y su firma, además notificará al cliente el día en que deberá acercarse a las oficinas para conocer si fue aprobada o no la solicitud para lo obtención del servicio de energía eléctrica.

Paso 7: Ingreso a Base de Datos.-

Luego se procede a ingresar la información del cliente que se obtuvo al llenar la solicitud en una base de datos perteneciente al departamento de contratación, haciendo las respectivas correcciones u observaciones.

Paso 8: Se Envían las Solicitudes al Departamento de Operaciones Comerciales.-

Una vez que se ha registrado la información, se reúnen y ordenan todas las solicitudes ingresadas durante el día de labores, para luego ser enviadas al departamento de operaciones comerciales y seguir con el proceso.

Paso 9: Ordenar y Clasificar Solicitudes por Ruta de Inspección.-

Al día siguiente, en el departamento de operaciones comerciales una vez receptadas las solicitudes son clasificadas por ruta de inspección, es decir se ubica a los domicilios en el mapa cartográfico de la EMEPE C.A., y se programa las rutas que seguirán los inspectores (2 inspectores) de tal forma que el traslado de un lugar a otro sea sencillo y organizado. Hay que tomar en cuenta que si el número de solicitudes receptadas es mínima (menor a 10) no se realiza inspecciones y se procede a realizar otro tipos de tipos de trabajos.

Paso 10: Traslado a los Lugares de Inspección.-

Una vez asignadas las ordenes de inspección cada examinador realizará su recorrido, para lo cual cuentan como medio de transporte motocicletas proporcionadas por la Empresa, debido a la extensa área de concesión de la EMEPE C.A., al inspector le toma llegar al domicilio de 15 a 60 minutos según la distancia del lugar de inspección con respecto a la Empresa siempre y cuando no existan problemas con la ubicación del lugar. Existen 2 inspectores separados por zonas, una de ellas es la zona de La libertad, Salinas, la otra zona corresponde a Santa Elena sector norte.

Paso 11: Inspección del Domicilio.-

Ya en el domicilio el inspector examina si cuenta con instalación eléctrica interna debidamente diseñada, dispositivo de protección que es el breaker bipolar u otro sistema de protección, salidas del breaker hacia donde va el medidor, tipo de medidor, si es correcta la tensión que requiere el cliente y tipo de construcción del domicilio (mixta, caña, madera, cemento) además de algunas novedades que se presenten, como en el caso de que haga falta algún dispositivo y tomar la medida de la longitud de la acometida. El tiempo de demora de la inspección de 8 a 10 minutos.

Paso 12: Retorna al Departamento de Operaciones Comerciales.-

Las inspecciones se realizan durante todo el tiempo que dure la jornada de trabajo o hasta que haya terminado (de 15 a 20 inspecciones diarias) para luego retornar a la Empresa.

Paso 13: Ingreso de Resultados de Inspección a Base de Datos.-

El inspector es el encargado de ingresar toda la información, novedades y resultados de la inspección a la base de datos del

departamento de operaciones comerciales, el programa se encargará de realizar los cálculos de los elementos o instrumentos eléctricos necesarios en el inmueble y se los facturara al cliente.

Paso 14: Entrega de Resultados al Departamento de Contratación.-

Luego, al día siguiente de la inspección, el documento ya depurado y con las correcciones adecuadas regresa al Departamento de Contratación para seguir con el proceso.

Paso 15: Cliente Asiste a Ver Resultado de Inspección.-

El cliente debe acercarse dos días después de haber ingresado la solicitud para conocer si puede contar con el servicio de energía eléctrica, este paso depende exclusivamente de la actitud del mismo ya que puede demorar y detener todo el proceso durante varios días si este no acude a la Empresa.

Paso 16: Revisión de Resultados.-

En este paso, tanto el cliente como el jefe del departamento de contratación examinan las novedades de la inspección y si no existe ninguna dificultad se procede a informar el costo del

contrato incluido medidor y materiales que el cliente debe pagar como también la tarifa del servicio, si el cliente esta de acuerdo se procede a elaborar y cancelar el valor del contrato.

El valor por la contratación de un “Servicio Nuevo” depende de la tensión requerida por el cliente y oscilan entre:

En una tensión de 110 – 120 V de 60 a 80 dólares,

A una tensión de 220V de 100 a 120 dólares.

En edificios es otro procedimiento, esta sujeto a la entrega de planos eléctricos o memorias técnicas y dependiendo de la carga instalada el valor del contrato varía desde 150 o 350 hasta 1000 dólares.

Paso 17: Se dirige a Cancelar el Valor del Contrato al Departamento de Cobranza.

Luego el cliente se dirige a las oficinas de Cobranza para cancelar lo pactado.

Paso 18: Cancela el Valor del Contrato.-

Ya en ventanilla muestra el documento que lo autoriza para obtener el servicio y paga el valor del contrato este paso no toma más de 3 minutos.

Paso 19: Retorna al Departamento de Contratación.-

El cliente retorna a las oficinas de contratación para entregar el recibo de pago por motivo del “Servicio Nuevo”.

Paso 20: Entrega de Comprobante y Firma Contrato.-

Al presentar el comprobante de pago y una vez elaborado el contrato los interesados proceden a la firma del mismo legalizando el documento, entrando a formar parte de EMEPE C.A.

Paso 21: Se envían Contratos al Departamento de Operaciones Comerciales y Facturación.-

Luego se expiden al termino del día de labores todos los contratos realizados con las respectivas autorizaciones a los departamentos de operaciones comerciales y facturación para la instalación del medidor y la asignación de los códigos como nuevo abonado respectivamente.

Paso 22: Ordenes de Trabajo y Asignación de Cuadrillas.-

Al día siguiente en el departamento de operaciones comerciales, la autorización ingresada permite la asignación de las ordenes de trabajo para las cuadrillas en función de la ubicación del domicilio además de los equipos (medidor, acometida, etc.) que estaban previstos en la inspección.

Paso 23: Verificar los Materiales en Bodega.-

Con la nomina de los equipos necesarios para instalar el medidor el jefe de la cuadrilla se dirige a la bodega donde se le dará los elementos disponibles, en caso de no poseerlos tendrá que hacer el pedido al departamento de operaciones comerciales.

Paso 24: Traslado de Cuadrilla a los Domicilios para la Instalación del Medidor.-

Luego la cuadrilla se dirige al domicilio según la ruta asignada, el traslado lo realizan por medio de camiones debidamente equipado que le toman llegar al sitio de 15 a 60 minutos según el recorrido establecido.

Paso 25: Instalación del Medidor.-

Por último se procede a la instalación del medidor este le toma a la cuadrilla de 8 a 15 minutos dependiendo de las condiciones de trabajo.

Cabe anotar que para el caso de un abonado tipo Industrial el procedimiento a seguir es el mismo con la diferencia que, las memorias y los planos eléctricos entregados al Departamento de Contratación son enviados al área técnica para que el Ingeniero Eléctrico de la Empresa proceda a la revisión y dar el visto bueno una vez que cumpla con los requerimientos de protección y equipos eléctricos que la empresa exige tales como: cuarto de transformadores, disyuntores, transformadores de corriente, etc.

El tiempo promedio de la aprobación del los planos eléctricos y memorias técnicas es de 10 a 15 días dependiendo de la magnitud del proyecto ya que se realizan varias inspecciones en el lugar, una vez aprobado y firmado el contrato con la Empresa se procede a la alimentación del abonado industrial.

A continuación se presenta el flujograma del proceso actual de contratación para obtener un “Servicio Nuevo” en la EMEPE C.A., (ver anexo 13).

Como se puede apreciar existe una gran dependencia del departamento de contratación, la mayoría de los tramites necesariamente tienen que regresar por aquí para continuar, esto provoca demoras y como consecuencia errores humanos al ingresar en cada área los datos del cliente, más aun cuando no existe una base de datos general.

Así también indica que el proceso puede seguir y luego de varios pasos recién indicar que no puede avanzar porque presenta deudas o no existen materiales en stock en la bodega cuando esa información se la pudo obtener al inicio.

3.1.2 Eficiencia del Proceso.

Para el análisis de la eficiencia del Proceso de Contratación en Servicio Nuevo que actualmente lleva la Empresa se procedió a realizar una hoja de trabajo donde se enumera cada uno de los pasos que se realiza para completar el ciclo del mismo.

En esta hoja de trabajo se hace la descripción del proceso en función del flujo es decir cuando consiste en una operación, transporte, demora, inspección, almacenaje y retrabajo, así como también del tiempo que le tomo a cada uno de ellos realizarlos.

El tiempo que se ha tomado como referencia es el máximo en cada flujo debido a que existen pasos del proceso como el de transporte que debido a la gran área que cubre la empresa variara dependiendo del punto de partida que es la Empresa al punto de llegada que es el domicilio del cliente (ver anexo 14).

La siguiente tabla recopila el total de flujos, número de pasos, y tiempo obteniendo una mejor información cuantitativa del proceso y obtener la eficiencia del mismo.

TABLA 6

SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

Paso	Flujo	Pasos	T (min)
Operación	○	5	1492.0
Transporte	➡	9	664.0
Demora	◻	5	4809.0
Inspeccion	□	3	16.0
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	Ⓜ	3	24.0
Total		25	7005.0

Tiempo total del proceso: 7005 min.

Tiempo de operación: 1492 min.

$$\eta = \frac{(T_{operacion} * 100)}{T_{total}}$$

Eficiencia actual de contratación: 21.30 %.

El siguiente gráfico muestra el porcentaje de tiempo que toma cada flujo en para completar el proceso.

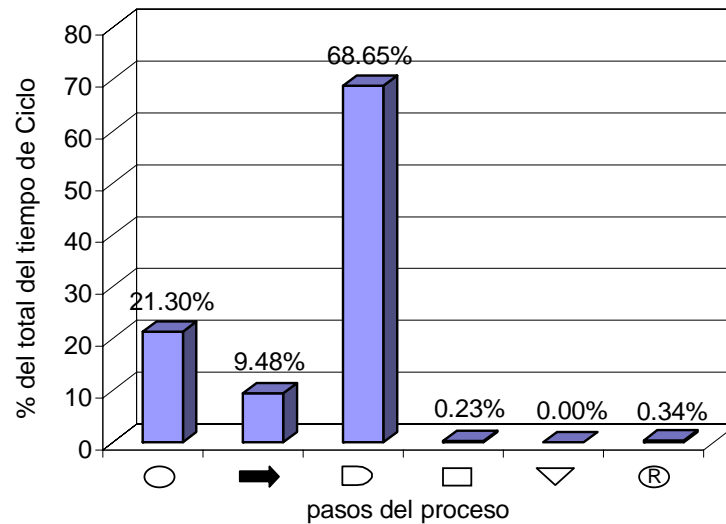


GRÁFICO 3.1. PROCESO DE CONTRATACIÓN, SERVICIOS NUEVOS.

Como se puede observar el paso de “Demora” es el que toma mayor tiempo a la empresa de ejecutarse ocupando el primer lugar con el 68.65% del total en el proceso, luego sigue el de Operación con el 21,30%, que es equivalente a la eficiencia del sistema, posteriormente el de transporte con el 9.48%.

Los pasos de Inspección y Retrabajo si bien es cierto no llegan a sumar el 1% del proceso ocasionan malestar en unos casos y en otros como por ejemplo la inspección del domicilio es indispensable y se los puede mejorar como se describirá en el siguiente capítulo.

3.2 Proceso de Toma de Lectura de Medidores.

En la EMEPE C.A., la toma de lectura de los medidores se realiza por medio de cuatro empresas tercerizadoras. Las mismas a las que les han dividido el trabajo por zonas.

TABLA 7

DIVISIÓN POR ZONAS PARA LA TOMA DE LECTURA

Ciudad	Código	Contratista
Salinas	101	Contratista 1
	102	
Jose Luis Tamayo	103	
Anconcito	104	
Santa Elena	201	Contratista 2
Manglaralto	202	
Colonche	203	
Atahualpa	204	
Julio Moreno	206	
Ancon	207	Contratista 3
Chanduy	205	
Libertad	501	
Posorja1	301	Contratista 4
Posorja2	302	
Juan Gomez Rendon	303	
El Morro	304	
Chongon	305	
Playas	401	
Data	402	
San Antonio	403	
Engabao	404	

3.2.1 Descripción del Proceso.

Para realizar el proceso de lectura se ejecutan los siguientes 18 pasos:

- 1) Emisión y entrega de la lista de abonados a los contratistas.
- 2) Revisión de la lista.
- 3) División y entrega de la lista a los lectores.
- 4) Transporte de los lectores al área de medición.
- 5) El lector se transporta hasta el sitio mismo de la medición.
- 6) Búsqueda del abonado en la lista.
- 7) Toma de la lectura.
- 8) Observación de la instalación.
- 9) Anotación de las novedades.
- 10) El lector regresa a la oficina.
- 11) Entrega de las listas de abonados.
- 12) Revisión de las novedades y las lecturas en blanco.
- 13) Se mandan a un supervisor para tratar de hacer la lectura.
- 14) Ingreso de los datos a una computadora.
- 15) Se traslada la información a la empresa.
- 16) Búsqueda de inconsistencias en las listas y devolución de las mismas al contratista.
- 17) El contratista manda al supervisor para remediar las inconsistencias.

18) Se traslada la lista a la empresa.

Una mejor descripción de los pasos del proceso se presenta en el un diagrama de flujo (ver anexo 15).

Por lo descrito en el flujograma este es proceso muy lineal, en el cual básicamente no existen tomas de decisión, por lo tanto es muy fácil de analizar y mejorar.

Paso 1. - Emisión y Entrega de la Lista de Abonados.-

Se realiza por parte de la EMEPE C.A., a cada uno de los contratistas, en oficinas de la empresa.

Cada empresa contratista tiene alrededor de 16.000 abonados en sus listas entre urbanos y rurales.

Paso 2. - Revisión de la Lista.-

Una vez que la lista esta en manos del contratista este la revisa para que haya novedades tales como: Listas incompletas, o más abonados de los que corresponden.

Paso 3. - División y Entrega de las Listas a los Lectores.-

Con la lista revisada se divide la misma y es entregada a cada uno de los lectores para que vaya a recorrer la ruta que le ha sido asignada.

Paso 4. - Transporte de los Lectores al Área de Medición.-

El transporte de los lectores al área de lectura si es que esta se encuentra en zona urbana se lo hace por medio de una camioneta propiedad del contratista, en la cual se embarcan todos los lectores y se los va repartiendo en sus distintos sectores de lectura. En caso de que la zona sea rural, se lleva a todos los lectores hasta dicha zona, y de ahí cada uno va a pie al sector que se le fue asignado.

Paso 5. - Transporte al Sitio mismo de la Medición.-

Ya en el área de lectura el lector se desplaza a cada una de las casas a las que tiene que tomar la lectura.

Paso 6. - Busca al Abonado en la Lista.-

Al llegar a la casa y si el medidor esta a la vista, el lector identifica el número del medidor y procede a buscarlo en la lista que se le a otorgado, si el medidor no esta a la vista se llama a la persona que reside en esa casa, y se le pide permiso para

realizar la lectura, en caso de que el número del medidor no aparezca en la lista se le piden las facturas al abonado y se verifica si este está dentro de la zona que le fue asignada al lector.

Paso 7. - Toma de la Lectura.-

Si se ha verificado que el número de medidor coincide con el número que aparece en la lista se procede a tomar la lectura del mismo.

Paso 8. - Observación de la Instalación.-

Terminada la toma de lectura el lector tiene que hacer una somera observación del estado del medidor y de la acometida, para detectar si existe algún caso de hurto o robo de energía por parte del abonado.

Paso 9. - Anotación de las Novedades.-

Habiendo hecho la observación el lector anota las novedades en una pequeña tabla que le ofrece diversos códigos para poder notificar las distintas anomalías que haya detectado.

TABLA 8

CÓDIGO DE OBSERVACIONES PARA LA TOMA DE
LECTURA

Código	Descripción
1	Conexión Directa
2	Conexión en la Acometida
3	Sello Roto
4	Medidor con Lectura Baja
5	Medidor Quemado
6	Medidor Frenado
7	Medidor con Ciclometro Dañado
8	Tapa de Vidrio Rota
9	Medidor Virado
10	Medidor con Conexiones Invertidas

Paso 10. - El Lector Regresa a la Oficina.-

El lector puede regresar a la oficina del contratista una vez que haya terminado de hacer todas las lecturas, si el lector se encuentra cerca de la oficina se regresa caminando sino hace uso del transporte público.

Paso 11. - Entrega de las Listas de Abonados.-

Cuando el lector llega a la oficina del contratista hace entrega de la lista a la secretaria.

Paso 12. - Revisión de las Novedades y las Lecturas en Blanco.-

La secretaria revisa las listas en busca de alguna novedad o lecturas en blanco.

Paso 13. - Se Manda a un Supervisor.-

Una vez identificados cuales fueron los abonados a los cuales por cualquier motivo no se les puede hacer la toma de la lectura del medidor, se manda a un supervisor a tratar de tomar todas las lecturas faltantes de todas las zonas.

Paso 14. - Ingreso de los Datos a una Computadora.-

Con las listas completas en su mayoría una secretaria se encarga de transcribir todas las lecturas obtenidas en ese día a un documento del programa excel.

Paso 15. - Se Traslada la Información a la Empresa.-

Luego de los dos primeros días de lecturas se traslada la información obtenida, tanto la que esta en las listas, como la que se encuentra en el documento del programa antes mencionado.

Cuando se termina de hacer todas las lecturas se repite el proceso de transporte.

Paso 16. - Búsqueda de Inconsistencias en las Listas y Devolución de las Mismas al Contratista.-

Una vez que la información llega a la EMEPE C.A., esta corre un programa para encontrar inconsistencias en la toma de lecturas, inconsistencias tales como lecturas de valor cero, lecturas de medidores menores a la lectura anterior, etc.

Siempre y cuando existan inconsistencias la empresa devuelve la lista a los contratistas para que vayan a remediar, solo y únicamente las inconsistencias señaladas.

Paso 17. - Se envía al Supervisor.-

Una vez más el contratista envía a su supervisor para tratar de remediar dichas inconsistencias.

Paso 18. - Se Traslada la Lista a la Empresa.-

Finalmente se envían las listas completas empresa.

3.2.2 Eficiencia del Proceso.

Para el análisis del rendimiento de este proceso se va a hacer uso de la hoja de trabajo al igual que en el proceso anterior (ver anexo 16).

La hoja de trabajo nos muestra la cantidad y la descripción de los diferentes flujos del proceso, en el cual se nota que existen muchas demoras, y hay una gran cantidad de transporte e inspección.

De esta hoja de trabajo podemos deducir la siguiente tabla

TABLA 9

SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

Paso	Flujo	Pasos	T (h)
Operación	○	5	30.5
Transporte	➡	5	23.1
Demora	◻	1	14.2
Inspeccion	□	4	114.8
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	Ⓜ	3	78.0
Total		18	260.5

Tiempo total del proceso:	260.5
Tiempo de operación:	30.5
Rendimiento:	11.71 %

Una mejor explicación del valor relativo de cada flujo del proceso se muestra a continuación.

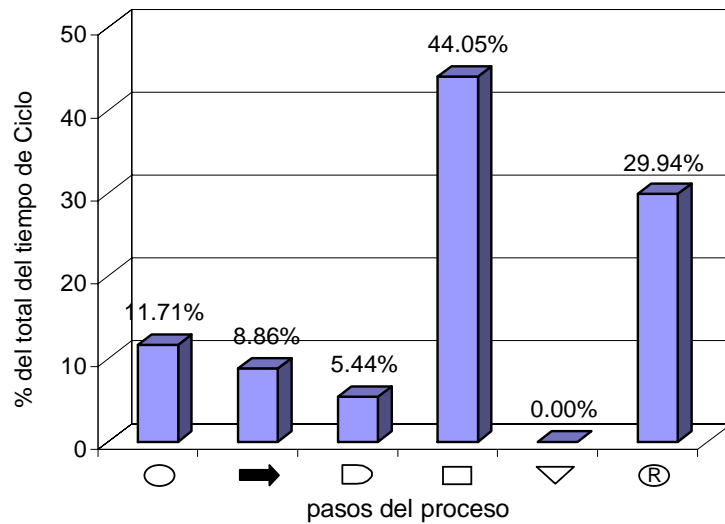


GRÁFICO 3.2. PROCESO DE TOMA DE LECTURA.

El gráfico muestra que el proceso ocupa gran tiempo en inspección y transporte, por ende esas son las áreas que hay que mejorar.

3.3 Proceso de Facturación.

Mediante el estudio y seguimiento realizado, se ha notado que la EMEPE C.A., para la obtención de las planillas de consumo mensual de cada cliente, actualmente, se basa en el siguiente proceso de facturación (ver anexo 17).

3.3.1 Descripción del Proceso.

A continuación enumeraremos todos los pasos del proceso actual.

- 1) Digitación
- 2) Inconsistencia e impresión
- 3) Revisión
- 4) Inspección lugar
- 5) Corrección
- 6) Corrida del programa
- 7) Impresión
- 8) Revisión
- 9) Corrección
- 10) Actualización de tarifas
- 11) Corrida del programa
- 12) Inconsistencia

13) Validar la facturación

14) Centro de cómputo

15) Impresión

Ahora una breve introducción de cómo se desarrolla cada uno de estos pasos del proceso actual:

Paso 1. - Digitación.-

A medida que los lectores (contratistas) obtengan la toma de lectura y novedades (cortados, conectados directo, retirados o servicio normal) de cada cliente, estas son entregadas en el departamento de facturación para que sea digitado, cada digitador ingresa aproximadamente 2500 usuarios por día, habiendo 5 personas encargadas de digitar.

El ingreso al sistema de todos los usuarios se los realiza aproximadamente en 5 o 6 días.

Paso 2. - Inconsistencia e Impresión.-

El programa obtiene un archivo de datos de lecturas erradas (inconsistencias), los cuales pueden ser causados por parte del lector o del digitador, obteniéndose del 4% al 11% de inconsistencias aproximado, lo cual es impreso para verificar.

Paso 3. - Revisión.-

El digitador revisa el kardex (lecturas) para saber si cometió algún error, en el caso de no haberlo cometido manda un inspector al lugar donde se tomo la mala lectura.

Paso 4- Inspección Lugar.-

El inspector realiza una nueva toma de lectura a los usuarios que presenten este problema.

Paso 5. - Corrección.-

El digitador corrige su error o el error del lector respectivamente.

Paso 6. - Corrida del Programa.-

Se hace una primera corrida para actualizar las lecturas y novedades de los usuarios.

Paso 7. - Impresión.-

Se obtiene una impresión de todas las novedades existentes.

Paso 8- Revisión.-

Se hace una revisión de todas las novedades existentes.

Paso 9. - Corrección.-

En el caso de haber algún error en las novedades se procede a corregir en ese mismo instante.

Paso 10. - Actualización de Tarifas.-

En el caso de haber algún ajuste al pliego tarifario se lo actualiza.

Paso 11. - Corrida del Programa.-

Se corre el programa con todas las consistencias que hayan de todos los usuarios.

Paso 12. - Inconsistencia.-

El programa obtiene un listado de usuarios que tienen un consumo mayor a 2.000 KW mensual (inconsistencias), siendo aproximadamente unos 300 clientes con consumo mayor a 2.000 KW mensual.

Paso 13- Validar la Facturación.-

Para validar la facturación, de entre todos los clientes se escoge al azar unos 1.000 usuarios entre ellos industriales y

residenciales, se realiza las pruebas debidas, para obtener los valores de las planillas y se revisa si el precio es el correcto de cada factura, todo este paso toma aproximadamente el tiempo de un día y medio.

Paso 14- Centro de Cómputo.-

Luego de realizar la validación y verificando que los valores de las planillas son los correctos se comunica al centro de cómputo que los datos ya están listos para poder obtener el valor de los consumos de todos los clientes y a su vez obtener la impresión de toda la facturación (planillas).

Paso 15- Impresión.-

Se obtiene la factura (planilla) de todos los usuarios, dándose la orden al sistema para que imprima las facturas de todos los usuarios, el obtener la impresión de todas las planillas acarrea el tiempo de dos días aproximadamente.

De esta forma se lleva a cabo el completo proceso actual de facturación de la EMEPE C.A.

Por último, una vez obtenidas todas las planillas de los usuarios el departamento de facturación entregan las planillas a los contratistas, los cuales receiptan las facturas de todos los usuarios, luego las clasifican y reparten, los usuarios reciben en sus domicilios la factura de consumo correspondiente a un mes, teniendo plazo máximo de pago hasta el fin del mismo.

3.3.2 Eficiencia del Proceso.

A continuación un estudio detallado de los pasos del proceso actual de facturación presentado en hojas de trabajo (ver anexo 18), y gráfico de barras.

TABLA 10

SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

Paso	Flujo	Pasos	T (h)
Operación	○	5	40.0
Transporte	➡	0	0.0
Demora	◻	4	17.0
Inspeccion	□	3	14.5
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	Ⓜ	3	40.5
Total		15	112.0

La tabla de sumario de datos, es la recolección general de cada paso del proceso, como lo son: operación, transporte, demora, etc.

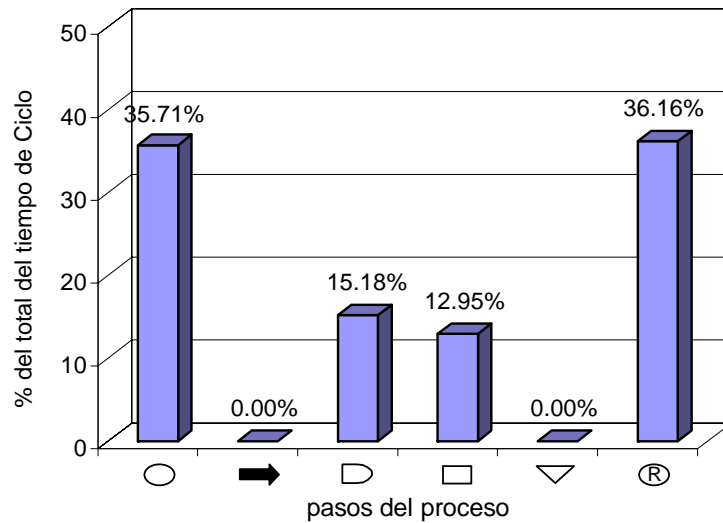


GRÁFICO 3.3. PROCESO DE FACTURACIÓN.

En el gráfico de barras, lo que se hace es la representación en porcentaje de cada tipo de paso del proceso.

Si analizamos detenidamente la gráfica de barras, podemos ver que en el proceso actual de facturación tenemos mucho retrabajo el cual es el 36.2 % del proceso, de la misma forma la demora es de 15.2 % del proceso y la inspección es de 12.9 % del proceso.

Como vemos solamente el 35.7 % del proceso es de operación, o lo que es lo mismo decir que la eficiencia del proceso es de 35.7 %.

CAPÍTULO 4

4. REINGENIERÍA DE LOS PROCESOS.

En la actualidad optimizar el trabajo, otorgar al cliente un mejor servicio, y hacer que los proyectos de una Empresa resulten una buena inversión hace que cada directiva o grupo gerencial busque soluciones efectivas y en el menor tiempo posible en cada una de las áreas que ellos administran aun cuando estas aparentemente funcionen con normalidad.

En este capítulo procederemos a desarrollar la reingeniería en cada uno de los procesos descritos y analizados anteriormente, tomando en cuenta que todo flujo del proceso que no produce operación debe ser eliminado, y si esto no es posible se debe reducir su tiempo al mínimo, para de esta manera mejorar las eficiencias de dichos procesos, es verdad que cambiar ciertos aspectos sobre la marcha implica complicaciones pero se lo puede lograr si se lo hace de forma organizada.

4.1 Proceso de Contratación.

Empezaremos tomando como base la estructura que actual existe, a partir de ahí se harán cambios, modificaciones, en algunos casos se

eliminará pasos tomando en cuenta como principal objetivo que la Empresa sea beneficiada con ello, se utilizará mecanismos como tecnología, capacitación, etc., que en un principio implica un costo a esta, pero en el futuro representara haber hecho un buen negocio.

4.1.1 Proceso Propuesto.

Una vez analizado el proceso actual con que la EMEPE C.A., realiza el contrato para la obtención de un “Servicio Nuevo”, se puede proponer ajustes y reformas que permitirán que este sea más ágil y ofrezca mejores resultados.

La reingeniería planteada a continuación establece innovaciones en ciertos pasos y en otros se los puede eliminar fácilmente sin alterar el orden del proceso, todo esto gracias a la ayuda de una nueva tecnología que modernizará las diferentes áreas de la Empresa, el nuevo proceso propuesto consta de 15 pasos (diez menos que el actual) los cuales se enuncian a continuación.

- 1) Verificar documentos del cliente
- 2) Llenar solicitud para servicio nuevo.
- 3) Cancelar la solicitud.

- 4) Emisión y asignación de ordenes de trabajo para inspecciones
- 5) Traslado a los lugares de inspección.
- 6) Inspección del domicilio.
- 7) Retorno al departamento de operaciones comerciales
- 8) Ingreso de novedades de la inspección a la base de datos.
- 9) Cliente asiste a ver el resultado de la Inspección.
- 10) Cancelar el valor del contrato para "Servicio Nuevo".
- 11) Firma del Contrato.
- 12) Orden de trabajo y asignación de cuadrillas.
- 13) Verificar los materiales en bodega.
- 14) Traslado de cuadrillas a lugares de instalación del medidor.
- 15) Instalación del medidor.

La descripción de cada uno de los pasos propuestos y la explicación del porque de sus cambios se detallan a continuación.

Paso 1: Verificar los Documentos del Cliente.-

Este es el primer paso del proceso propuesto, por su importancia y rapidez no se ajusta a cambios ya que de antemano se especifica los requisitos que tiene que presentar si

no se cumple se detiene el proceso por tanto el cliente no pierde tiempo y el encargado del departamento no llena ninguna solicitud.

Paso 2: Llenar la Solicitud para Servicio Nuevo.-

En este paso la falta de un software moderno, eficaz y eficiente el cual cuente con toda la información que se pueda obtener del cliente y a la vez una red interna del sistema permitirá que se pueda comunicar con los departamentos de: Operaciones Comerciales, Cobranzas, Administrativo, Facturación. Esto ahorrará tiempo y tramite engorrosos.

Por ejemplo cuando un cliente solicita un Servicio Nuevo en Contratación, y tiene deudas con la Empresa este debe perder tiempo ya que tiene que ir primero a Cobranzas y luego a Administración para saber de su deuda con el nuevo sistema se notifica al cliente en el mismo Departamento de Contratación que no puede seguir el proceso hasta que haya arreglado su situación.

Es importante indicar que el departamento de Contratación se encuentra separada aproximadamente a 30mt. de Cobranzas a

pesar de estar dentro del mismo perímetro de la Empresa, el edificio de Cobranzas cuenta con el espacio y las instalaciones adecuadas para que el departamento de Contrataciones se traslade ya que aquí solo laboran 2 personas. Esto permitirá que se pierda tiempo en traslado del cliente y en la impresión del papel de pago por la solicitud, el software estaría cumpliendo su función al emitir la información a los otros departamentos.

Paso 3: Cancelar la Solicitud.-

Con el sistema en red el tiempo que tarda en cancelar la solicitud disminuye y es mas ágil sin necesidad de presentar ningún documento debido a que el proceso es directo y esta registrado y existe una caja que se dedica al cobro único de este servicio entregándole el recibo correspondiente.

También se puede indicar al cliente cuando y donde puede acercarse para saber el resultado de la inspección sin necesidad de regresar a Contratación.

Paso 4: Emisión y Asignación de Ordenes de Trabajo para Inspecciones.-

En el Departamento de Operaciones se emitirán las ordenes de inspecciones con sus respectivas rutas, domicilio, cliente y novedades que ocurra en la inspección. Si bien es cierto que EMEPE C.A., cubre un sector bastante extenso resulta complicado enviar hacer la inspección solo por unas pocas solicitudes es preferible organizar los días que estos se pueden llevar a cabo con respecto a los otros servicios que se ofrecen.

Paso 5: Traslado a los Lugares de Inspección.-

En la actualidad el Sector de la Península y el área de concesión que corresponde a EMEPE C.A., no cuenta con un Sistema de Información Geográfico que cuente con una base cartográfica de manzanas y solares debido a que gran parte de la población tuvo su asentamiento sobre invasiones o son comunas lo que implica un inconveniente para localizar la vivienda y realizar la inspección.

Esto genera gran pérdida de tiempo aproximadamente de 15 a 20 minutos, pero es bueno reconocer que los inspectores encargados, con una experiencia de 10 años como lectores son capaces de dar con el lugar de inspección, aun así es imprescindible realizar un catastro digitalizado, en base a un

levantamiento digital de la cartografía de las áreas de servicio urbanas y rurales.

Paso 6: Inspección del Domicilio.-

No existe mayor cambio en este paso, las ordenes de inspección pueden ser fáciles de manipular y rápidas para llenar la información que requiere la empresa.

Paso 7: Retorna al Departamento de Operaciones Comerciales.-

Toma el mismo tiempo en realizarse, no se hace cambio ni implementaciones en este paso.

Paso 8: Ingreso de Novedades de la Inspección a la Base de Datos.-

Con la implementación del nuevo software se ahorrara tiempo y la información estará al servicio de los demás departamentos incluso en la bodega de la empresa se puede revisar si los implementos que se necesitan están disponibles y si hay en stock.

Paso 9: Cliente Asiste a Ver Resultado de Inspección.-

Se puede considerar como un paso relativo ya que depende del cliente de su asistencia para saber si el servicio es concedido o no por la Empresa intervienen algunos factores como descuido, olvido, no tener el dinero para pagar el servicio, etc. El tiempo de caducidad de la solicitud es de 1 año, por lo cual la Empresa debería poner una fecha tope para cerrar el contrato y en el peor de los casos hacer llegar un comunicado al cliente ya que cuenta con sus datos personales.

Se descarta la opción de hacer llamadas telefónicas debido a que esto ocasiona mayores gastos dentro del presupuesto de la Empresa, otra opción sería que el propio inspector le indique la fecha en que puede acercarse a las oficinas de la Empresa por que no existe ninguna novedad en la inspección, esto permite ahorrar tiempo, tanto a la EMEPE C.A., como al cliente.

Paso 10: Cancela el Valor del Contrato para “Servicio Nuevo”.

El cliente se acercara directamente al departamento de Cobranzas mostrando el recibo de pago donde se le indicará el valor total del servicio que debe cancelar, eso quiere decir que

el resultado de la inspección fue favorable y no tiene que ir antes a Contratación sino solo a firmar el contrato.

Paso 11: Firma Contrato.-

Con el comprobante de pago el cliente se acerca al departamento de Contratación donde se procede a firmar el contrato ya no es necesario mandar las ordenes de instalación del medidor, ni documentos que pueden extraviarse o tener errores, el sistema se encarga de hacerlo incluso de asignar el respectivo código para que se empiece el proceso de facturación.

Paso 12: Ordenes de Trabajo y Asignación de Cuadrillas.-

Este paso esta condicionado con respecto al número de instalaciones que se realicen en ese día debido a que puede existir pocas rutas y realizar largos viajes por lo cual puede organizar estableciendo cronogramas de trabajos que realizan las cuadrillas dando prioridad a las solicitudes con mayor demanda ya que las cuadrillas también realizan arreglo y cambio de acometidas, reubicaciones de medidor, etc.

En esta sección no se establece cambios urgentes ni especiales tomando en cuenta de no alargar el tiempo máximo para la instalación del servicio.

Paso 13: Verificar los Materiales en Bodega.-

Con el sistema implementado se ahorra tiempo, con anticipación se puede tener los elementos necesarios y separados para el nuevo abonado a la vez informa al departamento de Operaciones Comerciales que hace falta para hacer el respectivo pedido a Administración.

Paso 14: Traslado de Cuadrilla a los Domicilios para la Instalación del Medidor.-

Se considera las mismas observaciones que para el traslado de los inspectores EMEPE C.A., no cuenta con un catastro actualizado ni nombres en las calles, para los casos en que los sectores de instalación son comunas, recintos, la guía que normalmente usan para la ubicación del domicilio son por comentarios de los inspectores que ponen en las hojas de registro, por lo demás no existe mayor cambio o mejoras en esta unidad.

Paso 15: Instalación del Medidor.-

No se implementa ningún cambio ni sugerencia aquí, el tiempo que se toma en ejecutar esta operación es el necesario, el número de cuadrillas (3 cuadrillas de 2 personas en cada una) es suficiente para que efectúen el trabajo.

En conclusión la Reingeniería que se desea realiza en este proceso tiene como fundamento:

- Incorporar un nuevo software y un sistema de red al sistema EMEPE C.A.
- Actualizar y mejor el catastro del área de concesión de EMEPE C.A.
- Reubicación física de departamentos con número pequeño de personal como el caso de Contratación.

Para la parte Industrial se estableció que el proceso actual sigue los mismos paso, en la reingeniería propuesta para estos abonados es el mismo, pero en la parte revisión de memorias técnicas y planos eléctricos el cual toma cerca de 2 semana para su aprobación, y esta a cargo de un solo Ingeniero Eléctrico se sugiere contratar otro o en el peor de los casos un ayudante con experiencia en el área eléctrica.

El tiempo que se estima reducir en aprobar el servicio para el abonado Industrial es a una semana máximo. Y es aplicable a la reingeniería planteada.

Un diagrama de flujo del proceso propuesto se muestra a continuación (ver anexo 19).

Este flujo muestra que los pasos son más sencillos, directos y ágiles, además que cada área trabajan en forma conjunta ya que existe interacción entre las mismas y a la vez poseen poder de decidir sin descuidar la función para la cual fueron creadas, además que el proceso se va a detener desde el inicio si el cliente no cumple con los requerimiento de la Empresa, evitando contratiempos y confusiones para ambas partes.

4.1.2 Eficiencia del Proceso.

Para realizar la eficiencia de reingeniería diseñada se usara los mismos mecanismos propuesto en el capítulo anterior, a continuación vemos la siguiente hoja de trabajo (ver anexo 20).

Con el nuevo esquema podemos observar que el número de pasos que se sigue para obtener un “Servicio Nuevo” ha reducido, es decir que de los 25 pasos que se llevaban acabo solo se harán 15, eliminando retrabajos que consistían en ingresar una y otra vez la información del cliente para luego optimizar el tiempo en los pasos que son importantes, lo cual es muy significativo para la empresa.

Con el siguiente cuadro veremos un sumario de todos los flujos y la eficiencia del mismo.

TABLA 11

SUMARIO DE DATOS DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO
DE CONTRATACIÓN

Paso	Flujo	Pasos	T (min)
Operación	○	5	1477.0
Transporte	➡	3	180.0
Demora	◻	4	1450.0
Inspeccion	□	3	16.0
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	®	0	0.0
Total		15	3123.0

Tiempo total del proceso.	3123 min.
Tiempo de operación:	1477 min.

$$\eta = \frac{(T_{operacion} * 100)}{T_{total}}$$

Eficiencia del proceso propuesto: 47.49 %.

Como se esperaba con la nueva estructura del proceso la eficiencia en el mismo pasa de 21.30 % al 47.29 % mejorándolo notablemente un poco más del doble de su rendimiento actual.

Una gráfica de barras podrá mostrarnos como variaran los flujos en el proceso propuesto.

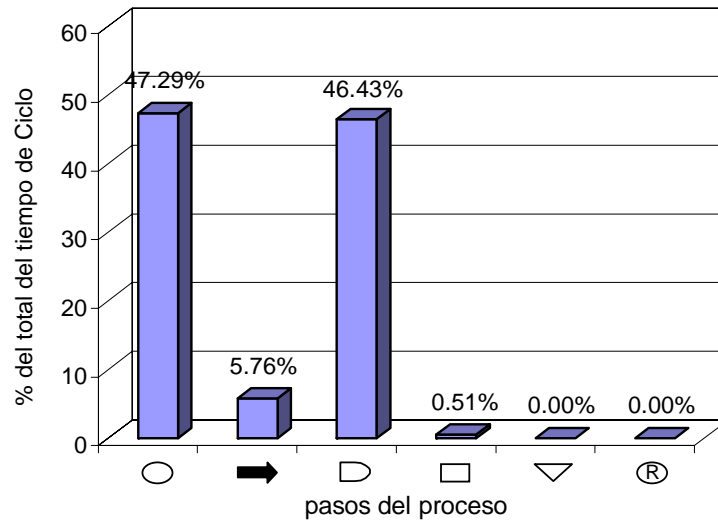


GRÁFICO 4.1. REINGENIERÍA DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

Se aprecia que ahora que el flujo de Operación pasa a ocupar el primer lugar con el 47.29% reduciendo las Demoras al 46.43% en forma notable a la anterior, y la parte de Transporte al 5,76% las inspecciones siguen con una menor proporción 0.51% y eliminando totalmente el retrabajo optimizando los tiempos en cada uno de ellos.

4.2 Proceso de Toma de Lectura de Medidores.

Dado que la eficiencia del proceso de lectura de medidores es tan baja, se procederá a hacer una reingeniería del mismo, con el fin de mejorar su rendimiento. Es claro que todo reingeniería conlleva una

inversión, ya sea de tiempo dinero o fuerza laboral, el estudio de esta inversión se hará mas adelante en capítulos posteriores. En este capítulo nos limitaremos a hacer cambios en la parte de cómo se desarrolla el proceso.

4.2.1 Proceso Propuesto.

Como se dijo en el capítulo anterior la lectura de medidores se efectuaba por medio de compañías tercerizadoras lo cual no va a cambiar en este nuevo proceso.

El nuevo proceso consta de 16 pasos que son:

- 1) Emisión y entrega de la lista de abonados y computadoras de mano a los contratistas.
- 2) Entrega de computadoras a los lectores.
- 3) Transporte de los lectores al área de medición
- 4) Transporte del lector al sitio mismo de la medición.
- 5) Confirmación del abonado.
- 6) Toma de la lectura.
- 7) Observación de la instalación.
- 8) Anotación de las novedades.
- 9) Retorno del lector a la oficina.
- 10) Entrega de la computadora de mano.

- 11) Revisión de novedades y lecturas en blanco.
- 12) Se envía a un supervisor.
- 13) Se traslada la información a la empresa.
- 14) Búsqueda de inconsistencias en las listas y devolución de las mismas.
- 15) Se envía al supervisor.
- 16) Se envía la lista a la empresa.

Para su mejor entendimiento se presenta un detalle de los pasos.

Paso 1. - Emisión y Entrega de la Lista de Abonados y Computadoras de Mano a los Contratistas.-

La Emisión y entrega de la lista de abonados y computadoras de mano se hará por parte de la empresa a los contratistas un día antes de que se vaya a empezar con la toma de lectura, cabe señalar que las listas de abonados están dentro de la base de datos de la computadora de mano.

Paso 2. - Entrega de las Computadoras a los Lectores.-

La entrega de computadoras de mano a los lectores se efectuara en la oficina, y solo se le dará computadora de mano

a aquel lector no tenga en su ruta zonas de nivel delincencial alto, para que no ponga en riesgo su seguridad y la del equipo.

Paso 3. - Transporte de los Lectores al Área de Medición.-

EL transporte al área de medición debe ser responsabilidad de cada lector, solo aquellos lectores que tengan rutas muy distantes, o tengan rutas donde sea riesgoso llegar en transporte publico, o simplemente no existe transporte hasta este lugar, deberán ser llevados hasta dicha zona en una camioneta. Claro esta que cuando la toma de lecturas se haga en zonas rurales obligadamente habrá que transportar a los lectores.

Paso 4. - Transporte del Lector al sitio mismo de la Medición.-

Una vez en la zona cada lector se transportara a pie hasta el sitio mismo de la lectura, siguiendo una ruta anteriormente señalada por la EMEPE C.A., para que el lector vaya en orden según le vayan apareciendo los abonados en la pantalla de las computadoras de mano.

Paso 5. - Confirmación del Abonado.-

Ya en el sitio el lector confirma que el número del medidor concuerde con el que le aparece en la computadora de mano.

Paso 6. - Toma de la Lectura.-

El lector toma la lectura y la anota directamente en la computadora de mano, si la computadora no le manda una señal de que lectura no es valida quiere decir que no hay problema.

Paso 7. - Observación de la Instalación.-

Al observar la instalación el lector debe ser capas de darse cuenta del estado de la misma, para de esta manera declarar las novedades de forma precisa y que no le tome mucho tiempo, hay que tomar en cuenta de estos pequeños reportes podemos darnos cuenta de quien se esta robando la energía.

Paso 8. - Anotación las Novedades.-

Las novedades de la acometida al igual que la toma de la lectura el medidor se va a hacer directamente en la computadora de mano.

Paso 9. - Retorno del Lector a la Oficina.-

El lector regresara a la oficina haciendo uso del transporte publico, igualmente, solo en caso de que la zona de lectura sea muy lejana se tendrá que ir a recoger al lector en el mismo sitio en el que fue dejado en la primera ocasión.

Paso 10. - Entrega de la Computadora de Mano.-

Al llegar a la oficina el lector hace entrega de las computadoras de mano.

Paso 11. - Revisión de Novedades y Lecturas en Blanco.-

Se revisan las lecturas en blanco y cualquier otra novedad que reporte el lector, aparte de ese el programa de las computadoras de mano debe señalar cuantas y cuales fueron las lecturas invalidas y las lecturas en blanco.

Paso 12. - Se envía a un Supervisor para tratar de Hacer la Lectura.

Se trasladan las computadoras de mano a la empresa, una vez aquí son puestas en unas cunas, en las cuales se conectan con la base de datos de la empresa y toda la información que estaba en las computadoras pasa a la EMEPE C.A.

Paso 13- Se Traslada la Información a la Empresa.-

Se manda a un supervisor, que trate de hacer las lecturas en blanco, y confirme la validez de las lecturas que la computadora de mano dio como no validas.

Paso 14. - Búsqueda de Inconsistencias en las Listas y Devolución de las mismas al Contratista.-

Cuando la empresa ya tiene la información en sus computadoras, corre un software para hallar inconsistencias, y si es que las hay le manda al contratista una lista con las misma, para que este remedie la situación.

Paso 15. - El Contratista envía al Supervisor para Remediar las Inconsistencias.-

El supervisor del contratista visita uno a uno los lugares que han dado problemas, si las lecturas fueron bien tomadas pero aun así son invalidas se proceda a hacer una examinación de las instalaciones para ver si el abonado no esta robando energía, o si hay alguna otra novedad, por la cual la lectura haya sido invalidada.

Paso 16. - Se envía la Lista a la Empresa.-

Una vez remediadas todas las inconsistencias, el contratista envía las lecturas a la empresa.

Una mejor explicación de los pasos del proceso se muestra en el siguiente flujograma (ver anexo 21).

Al igual que en el proceso original, este nuevo proceso tampoco tiene muchas tomas de decisiones.

4.2.2 Eficiencia del Proceso.

Al igual que en capítulo anterior para el análisis del rendimiento del proceso vamos a hacer uso de una hoja de trabajo (ver anexo 22).

En esta nueva hoja de trabajo se nota la disminución en los flujos de inspección y retrabajo.

De esta hoja de trabajo podemos deducir la siguiente tabla:

TABLA 12

SUMARIO DE DATOS DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO
DE TOMA DE LECTURA

Paso	Flujo	Pasos	T (h)
Operación	○	5	35.7
Transporte	➡	5	28.3
Demora	⏸	1	5.0
Inspeccion	□	3	24.0
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	Ⓜ	2	40.0
Total		16	133.0

Tiempo total del proceso:	133.01
Tiempo de operación:	35.67
Rendimiento:	26.83 %

El porcentaje de los flujos del proceso se ve mas claro en el siguiente gráfico de barras.

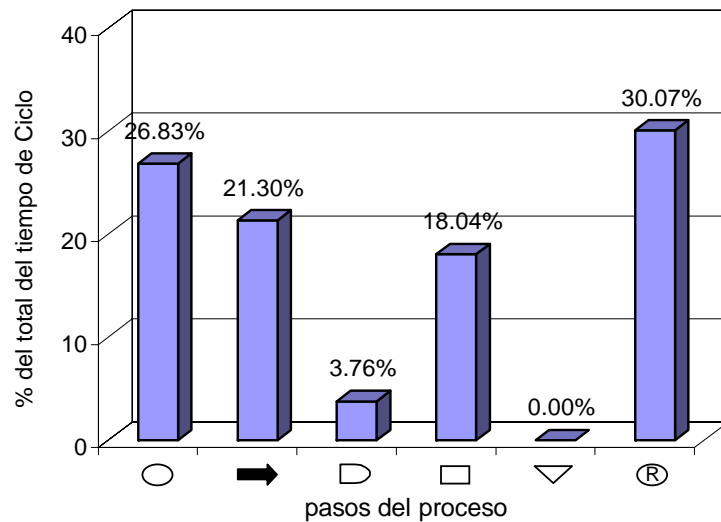


GRÁFICO 4.2. REINGENIERÍA DEL PROCESO DE TOMA DE LECTURA

El gráfico denota una clara disminución en los tiempos de inspección retrabajo y transporte, y un aumento en el tiempo de operación.

Si bien se podrá pensar que la eficiencia del proceso es aun baja, hay que considerar que existen pasos de inspección y transporte que son imposibles de eliminar dado a la naturaleza del proceso.

En comparación con el rendimiento actual del proceso que es 9.9 %, tenemos un proceso que es casi 4 veces más eficiente.

4.3 Proceso de Facturación.

Una vez realizado un estudio detallado de todos los pasos del proceso de facturación, aplicaremos la reingeniería con el fin de eliminar o minimizar de la mejor forma aquellos pasos que no son de operación; entonces desarrollaremos mejoras.

Como nos podemos dar cuenta, la parte de proceso que debemos eliminar completamente o a lo mas mínimo es el retrabajo, seguido por la demora y la inspección.

4.3.1 Proceso Propuesto.

El proceso que se propone se lo realizaría en un tiempo de 10 a 12 días, debido al proceso de toma de lectura.

A continuación enumeraremos todos los pasos del proceso propuesto.

- 1) Transmisión de datos
- 2) Inconsistencia e impresión
- 3) Inspección lugar
- 4) Corrección

- 5) Corrida del programa
- 6) Actualización de tarifas
- 7) Validar la facturación
- 8) Impresión

A continuación el diagrama de flujo muestra el proceso de facturación propuesto, reducidos a lo mínimo todos los pasos de retrabajo, demora e inspección, y a su vez mezclando algunos pasos de operación, con el fin de reducir el ciclo del proceso (ver anexo 23).

A continuación una explicación de cómo se desarrollarían los pasos del proceso de facturación propuesto:

Paso 1- Transmisión de Datos.-

Para poder transmitir los datos hacia una computadora, en el Proceso de Toma de Lecturas se ha propuesto la utilización de equipos comúnmente utilizados en estas tareas denominados "hand held", o computadoras de mano, a medida que los lectores, obtengan la toma de lectura y novedades de cada cliente; estas en el departamento de facturación serian transmitidas diariamente en un tiempo de 1 hora con 30

minutos, por el lapso de 10 días, desde el “hand held” a la computadora personal (PC), por medio de la utilización de un software, del que más adelante se darán detalles.

En esta parte del proceso nos evitaríamos al digitador, el cual por ser humano este tiende a cometer errores.

Paso 2- Inconsistencia e Impresión.-

El programa obtiene un archivo de datos de lecturas erradas (inconsistencias) y lecturas en blanco diariamente. Una vez transmitidos los datos del día, este paso demoraría 30 minutos y se lo realizaría en 10 días.

Paso 3- Inspección Lugar.-

El inspector realiza una nueva toma de lectura a los usuarios que presenten este problema una vez obtenida la inconsistencia de lecturas erradas y en blanco. Este paso lo realizaría al día siguiente de haber obtenido dicha inconsistencia desde el segundo día hasta el undécimo día, tomándose todo el día.

Paso 4- Corrección.-

Por medio del hand held se transmite los datos a la PC, los cuales fueron tomados por el inspector. Este paso se lo

realizaría al día siguiente de haber sido inspeccionado el o los lugares que presentaban problemas de lecturas, en el lapso de 30 minutos, realizándose desde el tercer día hasta el duodécimo día

Paso 5- Corrida del Programa.-

Se corre el programa actualizando las lecturas y novedades de los usuarios, además de clasificar en ese instante a los usuarios por consumo mayor de 2.000KW. El programa se lo correría diariamente en un tiempo de 30 minutos, por 10 días.

Paso 6- Actualización de Tarifas.-

En el caso de haber algún cambio en el pliego tarifario se actualizara el mismo, esto se lo realizaría solamente el primer día empezado el proceso de facturación, tomándose un tiempo de 2 horas.

Paso 7- Validar la Facturación.-

Igualmente se podrá validar el proceso de facturación, pero esto debe hacerse diariamente, escogiendo al azar 100 usuarios entre ellos industriales y residenciales, realizándose los cálculos

necesarios y revisando si el precio es el correcto de cada factura.

Con toda la validación correcta se dará la orden al sistema para que realice los cálculos del resto de usuarios los cuales serán facturados en ese día, por el lapso de 10 días.

Paso 8- Impresión.-

Se obtiene las facturas (planillas) de todos los usuarios que en ese día han sido ingresados y los cuales no han tenido problema alguno, dándose la orden al sistema para que imprima las facturas de esos clientes.

De esta forma se llevará a cabo por completo el proceso propuesto de facturación de la EMEPE C.A., realizándose todos los pasos anteriormente mencionados durante los días correspondientes, cumpliendo los 12 días del proceso.

4.3.2 Eficiencia del Proceso.

A continuación un estudio detallado de los pasos del proceso propuesto de facturación presentado en hojas de trabajo (anexo 24) y gráfico de barras.

TABLA 13

SUMARIO DE DATOS DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO
DE FACTURACIÓN

Paso	Flujo	Pasos	T (h)
Operación	○	5	52.0
Transporte	➡	0	0.0
Demora	⏸	1	5.0
Inspeccion	□	1	8.0
Almacenaje	▽	0	0.0
Retrabajo	Ⓜ	1	5.0
Total		8	70.0

En el gráfico de barras a continuación se muestra de una manera mas clara los resultados de la tabla anterior.

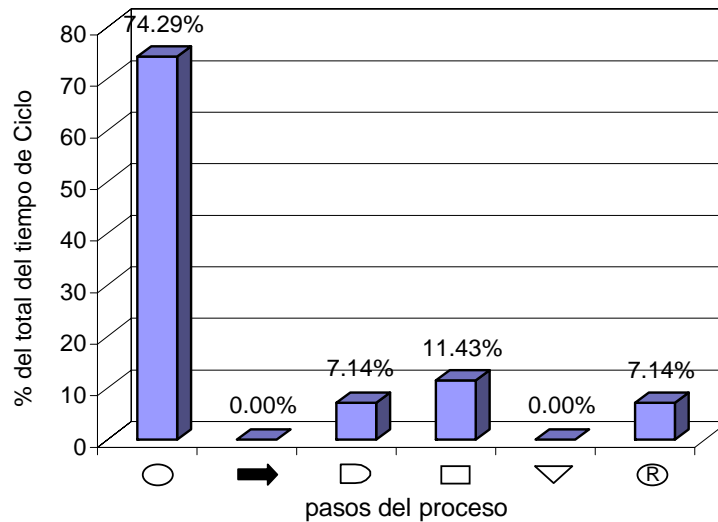


GRÁFICO 4.3. REINGENIERÍA DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

Como podemos ver se le a disminuido a lo mínimo todos los pasos del proceso. La inspección no se la puede disminuir mas, debido a que se debe esperar un día completo a los contratistas ya que estos van a realizar la inspección de lecturas erradas y en blanco.

La eficiencia del proceso de facturación aumenta de un 35.7% a un 74.3 %.

CAPÍTULO 5

5. ANÁLISIS DE COSTOS.

Recurrir a nuevos y modernos mecanismos de trabajo para lograr que una empresa sea productiva, eficaz, y a la vez eficiente no es tarea fácil, se requiere que el grupo que lo dirige tenga visión y ganas de invertir en proyectos con futuro cuyos resultados se verán plasmados a cortos plazos.

Es importante que dentro de estos planes de inversión ambas partes tanto empresa como cliente queden satisfechos, sin olvidar que debe existir el esfuerzo conjunto para ello. Es por esto y bajo esta premisa que, una vez hecha la descripción y estudio de cada uno de los Procesos actuales (Servicio Nuevo, Toma de Lectura y Facturación) de la EMEPE C.A., es indispensable invertir en tecnología y en capacitación de la fuerza laboral. Esto ayudara aprovechar las horas de trabajo, evitar mayor porcentaje de errores humanos, e ir a la par con el mundo globalizado que estamos viviendo.

Como consecuencia de ello habrá confianza en el sistema y mejor control del servicio que presta EMEPE C.A., disminuyendo las pérdidas que es el objetivo principal de este estudio.

5.1 Costos de la Reingeniería del Proceso de Contratación.

En un principio se definió al Departamento de Contratación como de importancia para la EMEPE C.A., seguimos manteniendo esa idea, debido a que aquí comienza el proceso para otorgar el servicio de energía eléctrica a un usuario de forma legal y bajo los requerimientos que exige la Empresa.

Uno de los primeros pasos es el de registrar al cliente dentro del banco de datos de la EMEPE C.A., clasificándolo por consumo, sectorizándolo, permitiendo ver las áreas con mayor pérdidas y el efecto que tiene el nivel social en esta región ya que la mayor parte de los habitantes es de bajos recursos, solo así se podrá tener una visión de en que sector predomina el hurto de la energía eléctrica.

El proceso de Contratación para Servicios Nuevos que actualmente tiene la EMEPE C.A., el flujo de mayor porcentaje corresponde a demoras, producto de: el poco interés que tiene el cliente por legalizar el servicio, los tramites que tardan en ejecutarse, el no tener la

ubicación exacta del domicilio, al no tener un catastro actualizado, la falta de comunicación con las demás áreas para facilitar las gestiones del cliente, el nivel socioeconómico de los habitantes y la extensa área de concesión.

No tener una red directa de información con los demás departamentos de la Empresa involucra hacer pasar a los clientes contratiempos por el pedido de una información básica, claro está que cada área tiene su propia estructura de trabajo y cada una cumple con un papel diferente y a la vez importante, pero poder controlar cada sección involucrándose unas con otras hará que las deficiencias encontradas se resuelvan en su debido tiempo y sean mas fáciles de solucionar.

Tomando en cuenta estas observaciones y en base a la reingeniería planteada se aconseja que la EMEPE C.A., tome en cuenta 3 puntos estratégicos para mejorar el proceso de contratación en Servicios Nuevos.

- Incorporar un nuevo software y un sistema de red al sistema de la EMEPE C.A.
- Actualizar y mejorar el catastro del área de concesión de la EMEPE C.A.

- Reubicación física de departamentos con número pequeño de personal como el caso de Contratación.

El costo para la implementación de nuevo software se hará en base al estudio de las áreas implicadas como son: Contratación, Cobranzas, Administrativo, Facturación y Operaciones Comerciales para que interactúen entre si, con la respectiva información del cliente (datos personales, servicio que requiere, deudas, etc.), en una base de datos y a la vez sea independiente en sus funciones.

Este nuevo equipo permitirá corregir errores en digitación ya que se evitara ir registrando al cliente en cada Departamento produciendo retrabajos, pérdidas de solicitudes, y se evitara la impresión de documentos innecesarios en cada área lo que ayuda, ahorra suministros de oficina y demás implementos.

Se puede llevar un inventario de los equipos e instrumentos que tiene empresa con sus respectivos códigos, precios y cantidad disponible y de lo que necesitaría para cubrir la demanda de los clientes llevando un control, evitando pérdidas o hurto de los mismos, lo que hará más ágil el proceso para la instalación del medidor.

Con el nuevo software se clasificarán las rutas de inspección, y se podrá emitir la hoja de inspecciones con los correspondientes detalles del abonado.

El ingreso de los resultados será inmediato y con la información suficiente, facilitando su comprensión al momento que el cliente este de acuerdo con el valor que tendrá que cancelar antes de firmar el contrato.

El costo para la ejecución del software esta cerca de los \$2500 el cual incluye licencias e implementación y corrida del mismo, el costo por capacitación del personal en un tiempo estimado de 3 semanas es de \$1000, incluyendo el mantenimiento durante el tiempo en el que se implementa el sistema.

La actualización y mejoramiento del Catastro el cual contiene una base cartográfica de manzanas, solares e información de abonados permitirá la ubicación inmediata del cliente siendo una herramienta para detectar las posibles zonas donde predomina las pérdidas no técnicas.

Mejorar este Catastro no le representara ningún costo a la empresa ni equivale a ningún tipo de inversión ya que corresponde a los Municipios de la región actualizar datos, dar nombre a las calles, legalizar terrenos, etc., lo que existirá es un aporte de esa información a la Empresa, ya que esta cuenta con una base de datos mapas del área de concesión.

Una ayuda valiosa y que esta aplicando por iniciativa propia los trabajadores del Departamento de Operaciones Comerciales encargados de la inspección de los domicilios es zonificar las áreas que visitan crear su propia base cartográfica pero esto lo aplican a sectores pequeños y conocidos que no tienen ningún tipo de complicaciones por no estar muy apartados de los lugares que los inspectores toman como referencia.

Por último reubicar el departamento de Contratación el cual por tener poco personal que labora (2 personas) en un espacio apartado y que representa pérdida de tiempo por trasladarse al paso inmediato del proceso no tiene ningún tipo de costo para EMEPE C.A., debido a que el edificio donde se espera trasladarlo cuenta con el espacio necesario y las instalaciones adecuadas para realizar el trabajo.

La ejecución de esta reingeniería simboliza un costo a la Empresa pero a la vez permitirá mejorar el servicio y por ende las pérdidas administrativas lo que incluye un beneficio que lo analizaremos en el siguiente capítulo.

5.2 Costos de la Reingeniería del Proceso de Toma de Lectura de Medidores.

Como se dijo anteriormente toda reingeniería conlleva un costo, ya sea de tiempo, fuerza laboral o monetario.

A continuación se van analizar los costos en que deben incurrir tanto la empresa, como el contratista para poder llevar a cabo es nuevo proceso de toma de lectura de medidores.

El primer cambio notable es el hecho de que la toma de lectura de medidores se va a realizar por solo una compañía tercerizadora, si solo se diera este cambio la empresa no tendría que incurrir en ningún costo porque esta seguiría pagando el mismo valor que paga por cada lectura realizada, cabe recalcar que en este momento ese valor es de 19 centavos por lectura. Lo cual quiere decir que la empresa paga alrededor de \$11.780 mensuales en este proceso.

Por otro lado, el contratista sí tiene que incurrir en gastos, ya que al ser el solo el que tiene la responsabilidad de tomar todas las lecturas tiene que obtener más personal para así cumplir con la meta deseada.

Como ya se mencionó, en la actualidad la empresa tiene 4 compañías tercerizadoras lo cual da como resultado que en promedio cada compañía tiene que tomarle la lectura a 15.500 abonados. Si el proceso debe realizarse en 5 días, quiere decir que se deben realizar 3.100 lecturas diarias, un lector en promedio con el proceso anterior realizaba alrededor de 300 lecturas diarias. Por lo tanto el contratista debía tener entre 10 y 11 lectores durante 5 días para cumplir su cometido.

Con el nuevo proceso el contratista deberá hacer alrededor de 62000 lecturas, las mismas que deben realizarse en un lapso de 10 días, por ende hay que realizar 6.200 lecturas diarias. Con el nuevo proceso un lector promedio puede realizar alrededor de 360 lecturas diarias. Por lo tanto el contratista tendrá que contratar un número de lectores no menor a 17, durante un lapso de 10 días.

En realidad, el tiempo que se debe mantener a los lectores es irrelevante ya que ganan un valor fijo por cada lectura realizada, este valor es igual a 2 centavos.

En consecuencia de lo antes expuesto si el contratista tenía que gastar anteriormente \$ 310 en sueldos, con el nuevo proceso gastara \$ 1.240, por la misma razón.

El segundo cambio en el proceso es el uso de computadoras de mano o Hand Held para registrar la lectura de los medidores. Esta es una inversión que también la tendrá que realizar el contratista. Es lógico que este cobrará a la empresa un valor más alto por cada lectura con el fin de recuperar lo que se gastó en la adquisición de los Hand Held y en el software asociado.

Por lo tanto el contratista deberá incurrir en los siguientes gastos debe incurrir en los siguientes gastos:

- Adquisición de las computadoras de mano
- Adquisición de las baterías para las mismas
- Adquisición del software para la toma de lecturas
- Capacitación del personal que va a tomar las lecturas
- Diseño de la ruta que debe seguir cada lector.

A continuación se presenta un desglose de los gastos antes mencionados en una cotización que se le pidió a la empresa MADO (Mercados Asociados y Direcciones Objetivas S. A.)

TABLA 14

DESGLOSE DE COSTOS PARA LA REINGENIERÍA DE TOMA DE
LECTURA

Cantidad	Descripcion	Precio Unitario	Precio Total
17	Computadora de Mano Hand Held Workabout incluye baterias	875.00	14875.00
17	Bateria de NiMH 1600 mAh para Workabout para respaldo	25.00	425.00
17	Sistema de Toma en Terreno de Lectura (TTL) (con 17 licencias e instalado)		6930.00
subtotal			22230.00
IVA 12%			2667.60
TOTAL			24897.60

El valor de \$ 24.897,6 incluye los costos de la capacitación del personal de toma de lectura de medidores.

El costo en el que debe incurrir la empresa será, la diferencia entre el precio de la lectura hecha con Hand Held y la lectura hecha de la manera convencional.

El contratista por causa de los Hand Held debe incurrir en costos por un valor de \$ 24.897,6. el mismo que se va a recuperar en un año.

Despreciando el valor del dinero en el tiempo tenemos que, la empresa debe pagar al contratista un valor extra mensual igual a \$ 2.074,75. Si dividimos este valor para el número de abonados, nos da como resultado que la empresa debe pagar 3,3 centavos mas al contratista por cada lectura realizada. Por lo tanto la empresa pagará 23 centavos por cada lectura.

El análisis del tiempo que va a tomar recuperar la inversión anteriormente descrita se hará en el capítulo siguiente.

5.3 Costos de la Reingeniería del Proceso de Facturación.

Una vez desarrollado el Proceso propuesto de Facturación, se debe realizar un análisis para determinar el costo en que incurriría la EMEPE C.A., para poderlo implementar.

El Proceso de Facturación propuesto requiere del uso de tecnología, la misma que ha sido evaluada mediante un asesoramiento técnico profesional, el cual detalla la utilización de Equipos Portátiles de Inspección.

Los Equipos Portátiles de Inspección requieren también de un programa para ser manejados, dicho programa se denomina IT (Inspección en el Terreno), el cual permite aprovechar al máximo las bondades de esta tecnología.

El programa IT se enlaza al Sistema Central de la EMEPE C.A., a través de la interfaz denominado Administrador de Inspecciones.

Los Equipos Portátiles de Inspección reposan también en Terminales Receptoras de Información, necesarios para trasladar la información y cargar las baterías de los equipos.

Además se debe tener en cuenta que cuando se adquieren equipos nuevos, siempre se debe dar una capacitación a las personas que vayan a utilizar dichos equipos, para de esta forma obtener un rendimiento exitoso y no fracasar en el objetivo propuesto.

A continuación se detallan las características funcionales de los sistemas antes mencionados.

– Sistema de Inspecciones en Terreno (IT)

El sistema IT es un programa que permite manejar y aprovechar al máximo las bondades de los Equipos Portátiles de Inspección.

El programa IT recibe del Sistema Central de la EMEPE C.A., la “Inconsistencia” por ciclo, en este archivo se encuentran los clientes que presentan ciertas irregularidades ya sea en consumo o reiterados códigos de observación y al final del trabajo el programa entrega la información recopilada.

El sistema IT permite al inspector ejecutar las siguientes actividades:

- + Códigos Especiales.
- + Realizar un censo de carga por cliente, el mismo que consiste en la suma del consumo de los distintos equipos que tiene una residencia, entre los que a manera de ejemplo se mencionan: focos, televisores, refrigeradores, licuadoras, computadoras, etc. El programa IT cuenta para el efecto con tablas con cada uno de los posibles artefactos que se encuentran en una

residencia, industria o comercio, sus consumos promedio y además ponderaciones.

– Sistema de Administración de Inspecciones (AI)

El sistema de Administración de Inspecciones permite integrar el Sistema Central de la EMEPE C.A., y el programa IT que reside en los Equipos Portátiles de Inspección, siendo éste la interfaz entre ambos sistemas residentes en un PC y desarrollado en Visual Basic 6.0 y base datos Access.

El sistema de Administración de Inspecciones permite un correcto envío y recepción de información entre estos sistemas definiendo los archivos tipo texto que contienen los datos a ser procesados.

A Continuación se detallan los costos de los equipos mencionados.

TABLA 15

DESGLOSE DE COSTOS PARA LA REINGENIERÍA DE
FACTURACIÓN

Cantidad	Descripcion	Precio Unitario	Precio Total
2	Computadora de Mano Hand Held Workabout incluye baterias	875.00	1750.00
2	Bateria de NiMH 1600 mAh para Workabout para respaldo	25.00	50.00
1	Terminales Receptores de Imformacion W/A Docking Statio - US (para 1 Hand Held Workabout)	395.00	395.00
4	Terminales Receptores de Imformacion W/A multiple Docking Statio - US (para 4 Hand Held Workabout)	1315.00	5260.00
1	Sistema de Inspecciones en Terreno (IT) (con 2 licencias e instalado)	1570.00	1570.00
1	Sistema Administrador de Inspecciones (AI) (con 1 licencia e instalado)	1290.00	1290.00
	subtotal		10315.00
		IVA 12%	1237.80
		TOTAL	11552.80

La capacitación del personal esta incluido en el valor total.

Como podemos apreciar, la inversión total en la cual la EMEPE C.A., estará invirtiendo es de 11.552,80 usd para la implementación del Proceso de Facturación propuesto.

CAPÍTULO 6

6. PLAN ESTRATÉGICO.

Se ha desarrollado un plan estratégico, para alcanzar las metas deseadas realizando una inversión en los diferentes procesos administrativos descritos en capítulos anteriores. Este plan muestra como en un corto plazo se va a recuperar la inversión hecha por la EMEPE C.A.

Este plan estratégico se efectuará con el fin de recuperar pérdidas comerciales administrativas. Disminuir las pérdidas producidas por hurto es muy necesario para la empresa. Para esto debe ejecutarse un plan de inspecciones que se desarrolle paralelamente al plan aquí descrito. El análisis de dicho plan de inspecciones no forma parte de este estudio, y las razones ya fueron explicadas en el capítulo 2. Además recobrar las pérdidas administrativas es más sencillo puesto que solo se tienen que tomar decisiones internas en la empresa para cambiar los procesos y se obtienen los resultados esperados. Disminuir pérdidas técnicas resulta muy costoso para la empresa, por esta razón, el análisis de su reducción tampoco forma parte de este estudio.

Es importante recalcar que este plan será efectuado en diferentes departamentos administrativos de la empresa, considerados indispensables, tomando en cuenta que representan una gran cantidad de pérdidas para esta, debido a la ineficiencia en sus procesos.

La manera de desarrollar la estrategia será por medio de un plan piloto, el mismo que se realizara con el fin de capacitar a los lectores en el sitio mismo de la medición.

6.1 Metas y Objetivos.

Con la implementación de este plan estratégico se piensa alcanzar los siguiente objetivos:

- Por medio de una reingeniería completa mejorar la eficiencia de los procesos y alcanzar un porcentaje de:

Contratación de servicios nuevos: 47,29 %

Toma de lectura de medidores: 26,83 %

Facturación: 74,30 %

(Los porcentajes de contratación de servicios nuevos y toma de lectura de medidores podrían parecer bajos, pero en comparación con la eficiencia de los procesos actuales son muy buenos objetivos, la eficiencia de estos procesos no pueden mejorar dado

a la naturaleza de los mismos, en estos procesos existen flujos como transporte e inspección que es inevitable).

- Mediante la reingeniería de los procesos administrativos antes mencionados, se piensa reducir las pérdidas de energía de la EMEPE C.A., en 1.3% en el lapso de 12 meses.

- En esta misma cantidad de tiempo se espera recuperar los costos de las inversiones descritos en el capítulo 5, que son necesarios para poder realizar la reingeniería antes mencionada

6.2 Implementación del Plan Estratégico.

Como se dijo en la introducción de este capítulo el desarrollo de la estrategia se hará por medio de un plan piloto, para el mismo se seleccionara varios sectores del área de concesión de la EMEPE C.A., para que todos y cada uno de los lectores pueda capacitarse.

El plan piloto se efectuara básicamente en el proceso de toma de lectura de medidores. Una tercera parte de los lectores hará la lectura con el Hand Held cada mes en cierto sector del área de concesión de la empresa, mientras que el proceso de toma de lectura se seguirá efectuando de la manera como se ha venido trabajando hasta el día

de hoy. Al final de tres meses todos los lectores habrán terminado su capacitación, y se implementaría de manera general la toma de lectura en toda la empresa con los Hand Held.

Este plan estratégico podría realizarse a partir de cualquier mes del año, para efectos de un mejor entendimiento del mismo se numeraran los meses en vez de llamarlos por su nombre.

Mes 0. - este periodo por completo la EMEPE C.A., lo va a utilizar para informar tanto a los clientes como a los miembros de la empresa los cambios que se avecinan en los meses venideros, mismos cambios que se describen con detalle en la reingeniería de los procesos en el capítulo 4. Parte de la información deberá consistir en indicar a los clientes cuales van a ser los nuevos pasos que estos deben seguir para la adquisición de un nuevo servicio, ya que en el proceso de contratación es en el cual se van a dar los primeros cambios y es en el único en donde interviene el cliente.

Dado que el ser humano es reacio al cambio, la empresa también debe utilizar este mes para resaltar lo benéficos que los cambios van a traer tanto para los miembros de la empresa como para los clientes.

Por otro lado las ordenes de compra para la adquisición los equipos (Hardware y Software) necesarios para llevar a cabo la reingeniería del proceso de facturación y contratación tienen que ser enviadas a comienzos de este mes, dado que dichos equipos pueden demorar en llegar hasta 70 días desde la fecha en que son pedidos.

Mes 1. - Este mes se utilizara básicamente para la capacitación de los miembros del departamento de contratación y facturación en la utilización del nuevo software necesario para la reingeniería de los procesos en cuestión. Además se hará la implementación de dicho software en las computadoras de la EMEPE C.A.

Mes 2. - En este mes el departamento de contratación debe funcionar según se indican en la reingeniería del mismo, cabe recalcar que la base cartográfica podría o no estar lista para esta fecha dado que su puesta en marcha no depende netamente de la EMEPE C.A., sino de una coordinación con los diferentes Municipios de los cantones que están dentro del área de concesión de la Empresa. Sin embargo no existirá ningún contratiempo para la buena ejecución de este plan estratégico.

Meses 3, 4 y 5. - Durante estos tres meses se espera un desarrollo normal del plan piloto y se receptorán los resultados del mismo. Los cuales serán almacenados para un futuro análisis.

Mes 6. - En este se hará el análisis de los resultados obtenidos en los tres meses anteriores, esperando una reducción en las pérdidas de energía y por ende en las pérdidas económicas acordes con las estimadas en las metas descritas en este capítulo.

Mes 7. - Después de haber obtenido los resultados del plan piloto se implementara de manera radical la toma de lectura con Hand Held a nivel de toda el área de concesión de la EMEPE C.A., por ende el proceso de facturación también se realizara según su reingeniería.

Mes 8 y siguientes.- Del mes 8 en adelante se seguirá realizando los procesos de manera normal, sin olvidarse de monitorear los resultados obtenidos, para verificar la reducción en las pérdidas de energía.

6.3 Análisis Costo Beneficio.

Para la mejor comprensión de esta parte del capítulo se va a hacer un análisis individual costo-beneficio de cada una de las reingenierías de los procesos antes mencionados.

En el análisis costo-beneficio del Proceso de Contratación para "Servicio Nuevo" se hará una comparación entre el proceso actual y la reingeniería que deseamos implementar, vistas desde la parte económica y de las pérdidas de consumo de energía que estas ocasionan a la EMEPE C.A.

A continuación se presenta un registro de las solicitudes que recibe el departamento de Contratación para "Servicio Nuevo" con el proceso que actualmente lleva la EMEPE C.A., tomando como muestra el periodo de 1 mes (de abril a mayo del 2003), en que se lleva a cabo esta actividad, debido a que según los registros de la empresa el número de solicitudes ingresadas mensualmente es aproximadamente de 150 a 200 solicitudes, tenemos el siguiente cuadro de registros.

TABLA 16

REGÍSTRO DE ABONADOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

Fecha	Número de Abonados
22/04/03	12
23/04/03	7
24/04/03	12
25/04/03	12
29/04/03	14
30/04/03	7
2/05/03	14
3/05/03	9
6/05/03	16
7/05/03	10
8/05/03	6
9/05/03	6
10/05/03	4
13/05/03	8
14/05/03	6
15/05/03	7
16/05/03	7
17/05/03	4
20/05/03	20
Total	181

Para las 181 personas que en este periodo iniciaron el ingreso de la solicitud para “Servicio Nuevo”, se realizó un seguimiento del número de días que demora en adquirir este servicio, es decir desde la fecha de ingreso hasta la ejecución del mismo que consiste en instalar el medidor en el domicilio por parte de la EMEPE C.A.

Este análisis también consiste en obtener un promedio de consumo en KWh, En base a la carga mínima instalada a nivel del abonado residencial que es de 150 KWh, A razón de 5 KWh Diarios con un precio de 11,21 centavos de dólar el KWh

TABLA 17

REGÍSTR0 DE CONTRATOS LEGALIZADOS

Duración del Proceso (días)	Abonados con Contrato	KWh. no registrados
1	5	25.00
2	5	50.00
3	8	120.00
4	6	120.00
5	2	50.00
6	6	180.00
7	2	70.00
8	12	480.00
9	3	135.00
10	2	100.00
11	0	0.00
12	2	120.00
13	0	0.00
14	2	140.00
15	2	150.00
16	0	0.00
17	0	0.00
18	1	90.00
Total	58	1830.00

De los 181 abonados solo 58 de ellos logran contratar el servicio con el proceso actual, el tiempo de demora para lograrlo causa una

pérdida de 1.830 KWh Que equivale a 205,14 dólares mensuales debido a que tarda de 1, 2, o hasta 18 días en ejecutarse todos los pasos del proceso, a esto se le incrementa el consumo de los 123 clientes restantes que no lograron el servicio por diferentes razones tales como: dirección errónea del domicilio, no aprobar la inspección, demora de los tramites para firmar el contrato, etc., que equivale a una pérdida en el consumo de 18.450 KWh Correspondiente a 2.069,25 dólares, lo que da una pérdida de 2.273,38 dólares mensuales para la EMEPE C.A.

Con la aplicación de la reingeniería al Proceso de “Servicios Nuevos”, se logrará realizar todo el proceso en 2 días, para el caso de los 181 clientes que consumirán un promedio de 10 KWh Diarios en lo que demora obtener el servicio, tendrán un consumo de 1.810 KWh Lo que constituye 202,90 dólares de pérdida para la EMEPE C.A., recuperando 2.070,38 dólares mensuales que es una cantidad bastante significativa lo equivale 24.845,88 dólares al año que los podría utilizar para inversiones en otras áreas de la Empresa.

Si tenemos que las pérdidas registradas por el proceso actual de Contratación en un mes (de abril a mayo del 2.003), son alrededor de 20280 KWh Haciendo una proyección tenemos que al año esas

pérdidas serán equivalentes a 243,36 MWh que representan el 0,52% del total de pérdidas no técnicas anuales que presenta la EMEPE C.A., que están calculadas en 47.102,30 MWh que constituyen el 18,13%.

Todo esto representa pérdidas económicas de 27.280,68 dólares anuales por concepto de pérdida de energía eléctrica, al no efectuar en forma rápida y efectiva el proceso, al no contar con un sistema que agilice las solicitudes entrantes de los clientes y por la falta de información de la misma.

Con la reingeniería desarrollada, el sistema nuevo que se piensa ejecutar además de una estrategia de trabajo de forma organizada se tratará de recuperar esas pérdidas en un 90 %, generadas por captar la contratación de un "Servicio Nuevo".

Sabiendo que la única inversión que hará la empresa en estas áreas es la implementación del nuevo software y la capacitación para su uso y desarrollo el cual tiene un costo total de 3.500 dólares, lo que significa una buena inversión ya que al instalar este nuevo sistema de base de datos, se piensa recuperar 2.070,48 dólares por motivo de

consumo que no ha sido registrado legalmente, por lo tanto se estima recuperar la inversión al cabo de 2 meses.

Es importante aclarar que el software propuesto como parte de la reingeniería del proceso de contratación involucra a toda la empresa, el costo que se muestra en el capítulo 5 corresponde a la fracción del programa en la cual solamente intervienen los departamentos de: Contratación, Cobranzas, Operaciones Comerciales, Administrativo y Facturación, además las características del mismo son básicas, pero cumple en forma eficiente con los requerimientos del proceso, de ahí el motivo de su bajo costo.

Siguiendo el plan estratégico con el que se espera obtener resultados óptimos, tenemos el siguiente flujo de capital.

TABLA 18

FLUJO DE CAPITAL DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

Nro de Mes	Flujo de Capital
Mes 0	0.00
Mes 1	-3500.00
Mes 2	2070.48
Mes 3	2070.48
Mes 4	2070.48
Mes 5	2070.48
Mes 6	2070.48
Mes 7	2070.48
Mes 8	2070.48
Mes 9	2070.48
Mes 10	2070.48
Mes 11	2070.48
Mes 12	2070.48

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}$$

Donde

$r = 18,00\%$ anual; $r = 1.5\%$ mensual

$VPN = 18.990,43$

El resultado del VPN nos permite corroborar que la inversión en este proyecto resulta favorable para nuestros objetivos.

Hallar con exactitud las pérdidas de energía producidas por una mala toma de lectura de medidores es imposible ya que, la única manera de notarlo es si el error es a favor de la empresa, ya que existe un reclamo por parte del abonado afectado. Si el error es a favor del abonado este no declara el error sino que simplemente paga un valor inferior al que debiera y la empresa es perjudicada.

Por otro lado cuando existe una lectura en blanco o sea que no pudo ser tomada, lo que la empresa aplica es un promedio de los consumos de los últimos 6 seis meses y eso se le cobra al abonado. Si bien esta es una buena manera de poder contabilizar un consumo en caso de que no lo haya, no es una forma real y exacta de cobrar el consumo, y en la mayoría de los casos la empresa también sale perjudicada.

Otra manera de que la toma de lectura de medidores produzca pérdidas es cuando el lector no realiza su trabajo sino que se lleva los libros de lectura a su casa y los llena según su creencia personal, lo cual una vez mas le produce pérdidas a la empresa.

Con la reingeniería que se realizo de este proceso se espera eliminar en su totalidad el hecho de que el lector se equivoque al momento de

hacer la lectura, ya que como se expuso en el capítulo 4 la computadora de mano que le será proporcionada hace una validación de la lectura en el sitio de la medición.

El problema de las lecturas en blanco si bien no se lo va a poder solucionar por completo, pero el hecho de que este nuevo proceso se lo realice en 10 días y no en 5, y que se entreguen los resultados de la lectura diariamente produce que se pueda hacer una mejor inspección de las lecturas que no pudieron ser tomadas en un principio, y hacerlas en una segunda instancia.

El problema de que el lector se lleve el libro de lecturas y lo llene con la información que a él le parezca, si queda completamente solucionado, ya que la computadora de mano hace un registro de la hora en que fue ingresada la lectura, y si todas las lecturas fueron ingresadas en una sola hora quiere decir que el lector no cumplió con su trabajo.

Dado que las pérdidas no técnicas producidas en la empresa son en promedio en un año son iguales a 18,13 % (ver anexo 5), vamos a suponer que el 0,83 % son pérdidas producidas por una mala toma de lectura de medidores. Lo cual nos da como resultado una pérdida

mensual en promedio igual a 180.000 KWh, multiplicado por el precio del KWh que es igual a 11,21 centavos de dólar (precio promedio tarifa residencial año 2.003) da un total de \$ 20.178 mensuales por pérdidas en toma de lecturas.

Esta suposición es basada en el hecho de que la empresa tiene un porcentaje de lecturas en blanco en promedio igual al 4,5 %, prácticamente 3.000 abonados, el promedio de consumo en la EMEPE C.A., es de 150 KWh, dado que como se explico anteriormente la empresa no deja la lectura en blanco sino que anota un promedio, vamos a asumir que el promedio tiene falla en 20%, por ende si hay 3.000 abonados con lecturas en blanco y cada uno de ellos deja de pagar 30 KWh mensuales, tenemos 90.000 KWh de pérdidas por mes.

Un número similar de KWh mensuales se pierde por lecturas mal tomadas.

Por lo expuesto anteriormente se espera recuperar el 0,63% de las pérdidas de la empresa. Por lo tanto se esperan recuperar \$ 15.400,48 mensuales.

Cabe recalcar que este es un análisis sobre un supuesto, el cual se lo ha hecho de la manera más pesimista posible, dado que solo se piensa recuperar un 0,63 % de la energía total.

Debido a lo antes expuesto con respecto a la incertidumbre del proyecto, es por lo cual se ha visto necesario la realización de un plan piloto.

Basándonos en los supuestos descritos en párrafos anteriores se va a hacer uso del indicador económico del Valor Presente para evaluar si se emprende o no con el proyecto.

Siguiendo cronológicamente los pasos del plan estratégico descrito en este capítulo tenemos los siguientes flujos de capital, siendo un valor negativo igual a un capital que sale de la empresa, y un valor positivo un capital que ingresa.

TABLA 19

FLUJO DE CAPITAL DEL PROCESO DE TOMA DE LECTURA

Nro de Mes	Flujo de Capital
Mes 0	0.00
Mes 1	0.00
Mes 2	0.00
Mes 3	-4753.00
Mes 4	-4753.00
Mes 5	-4753.00
Mes 6	0.00
Mes 7	12920.00
Mes 8	12920.00
Mes 9	12920.00
Mes 10	12920.00
Mes 11	12920.00
Mes 12	12920.00

El valor de \$ 4.753 se debe a que se realiza la lectura con Hand Held a un tercio de los abonados, entonces, 20.666 abonados a 23 centavos cada lectura da como resultado dicho valor.

Los ingresos que produce el proceso se deben al valor recuperado por reducción de pérdidas menos el valor correspondiente al aumento en el precio de las lecturas. La diferencia entre el precio de la lectura convencional contra la lectura con Hand Held es de 4 centavos, multiplicado por 62000 abonados da \$2480. La recuperación de las

pérdidas nos da un ingreso de \$ 15.400, restándolo del valor anterior nos da \$ 12.920.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

$r = 18\%$ anual; $r = 1.5\%$ mensual

$VPN = 53.881,71$

Dado que el VPN es positivo si se debe seguir adelante con el proyecto.

Igualmente no se puede determinar las pérdidas producidas por la mala facturación, ya que la única forma de darse cuenta es cuando existen los reclamos, pero estos reclamos son producidos cuando el abonado es el perjudicado, mas no la empresa.

Como sabemos que el 18.13% son en promedio en un año las pérdidas no técnicas producidas en la EMEPE C.A., entonces asumiremos que las pérdidas que se producen por una mala facturación son el 0,73%, dándonos como resultado 157.007,66 KWh,

esto multiplicado por el precio del KWh que es de 11,21 centavos de dólar, nos da 17.600,56 usd mensuales por pérdidas en la mala facturación.

Entonces lo que estaríamos proponiendo es una recuperación del 0,58% de las pérdidas antes descritas. Lo cual nos da 14.080,45 usd de recuperación mensual.

A continuación y de la misma forma que en toma de lectura se va a hacer uso del indicador económico del valor presente para evaluar si se emprende o no con el proyecto.

Siguiendo cronológicamente los pasos del plan estratégico descrito en este capítulo tenemos los siguientes flujos de capital.

TABLA 20

FLUJO DE CAPITAL DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

Nro de Mes	Flujo de Capital
Mes 0	-8086.96
Mes 1	0.00
Mes 2	-3465.84
Mes 3	0.00
Mes 4	0.00
Mes 5	0.00
Mes 6	0.00
Mes 7	14080.45
Mes 8	14080.45
Mes 9	14080.45
Mes 10	14080.45
Mes 11	14080.45
Mes 12	14080.45

Los valores de \$ 8.086,96 y \$ 3.465,84 son producto del 70 % y 30 % respectivamente del pago de los equipos adquiridos para el proceso de facturación.

El valor de \$ 14.080,45 es el valor de la recuperación mensual del porcentaje de las pérdidas antes descritas.

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

$r = 18\%$ anual; $r = 1.5\%$ mensual

VPN = 61912,51

Dado que el VPN es positivo si se debe seguir adelante con el proyecto.

A continuación se muestra el análisis de la viabilidad económica de todo el plan estratégico, igualmente que en los 3 anteriores casos se usa el indicador del valor presente.

TABLA 21

FLUJO DE CAPITAL DEL PLAN ESTRATÉGICO

Nro de Mes	Flujo de Capital
Mes 0	-8086.96
Mes 1	-3500.00
Mes 2	-1395.36
Mes 3	-2682.52
Mes 4	-2682.52
Mes 5	-2682.52
Mes 6	2070.48
Mes 7	29070.93
Mes 8	29070.93
Mes 9	29070.93
Mes 10	29070.93
Mes 11	29070.93
Mes 12	29070.93

Valor Presente = \$ 132.889,83

Dado que el VPN es positivo se debe seguir adelante con todo el plan estratégico.

6.4 Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones.-

- 1) El proyecto aquí expuesto muestra como de una manera muy practica, haciendo cambios en las distintas partes de los procesos antes analizados, se puede mejorar la eficiencia de los mismos, dando como resultado:

TABLA 22

EFICIENCIA DE LOS PROCESOS ANTES Y DESPUÉS DE LA
REINGENIERÍA

Proceso	Eficiencia	
	Actual %	Reingenieria %
Contratación	21.30	47.49
Toma de Lecturas	11.71	26.83
Facturación	35.70	74.30

Como se aprecia en la tabla todos los procesos aumentan su eficiencia en más del doble, esto representa para la empresa la posibilidad de brindar un mejor servicio a sus clientes, y por ende mejorar su imagen. Cabe recordar que las eficiencias de los procesos administrativos son bajas.

- 2) Las pérdidas totales de la EMEPE C.A., son 27,18 %. Las cuales están divididas en 9,05 % de pérdidas técnicas y 18,13 % en pérdidas comerciales. Las pérdidas comerciales se subdividen en, pérdidas sociales y pérdidas administrativas.

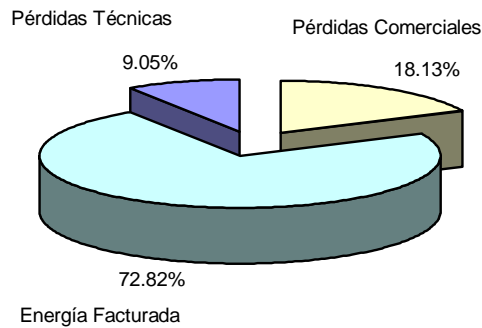


GRÁFICO 6.1. DIVISIÓN DE LA ENERGÍA DISPONIBLE

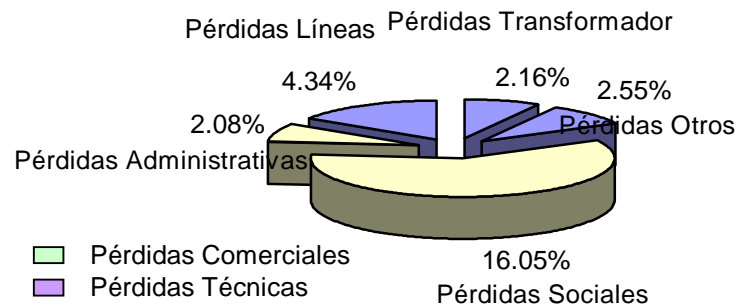


GRÁFICO 6.2. DIVISIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

- 3) Las pérdidas técnicas en las empresas son básicamente, producidas por efecto joule en líneas y transformadores; efecto corona en líneas; y pérdidas en el núcleo de hierro en los transformadores.
- 4) Se ha realizado la evaluación de las pérdidas técnicas debido a que el porcentaje de dichas pérdidas es considerable. Su reducción se recomienda para etapas posteriores a este plan estratégico.

Como se ve en el ejemplo, la disminución de 1,55% de pérdidas técnicas le costaría a la empresa \$ 5'859.000 lo cual sería recuperable en aproximadamente 13 años. Por lo tanto la reducción de estas pérdidas se deja para una etapa posterior, cuando sea económicamente aceptable.

- 5) Las pérdidas comerciales se han clasificado en pérdidas sociales y pérdidas administrativas. La reducción de pérdidas comerciales sociales es vital para la empresa, y para ello se debe ejecutar un plan de inspecciones que forme parte del desarrollo de este plan estratégico. El análisis y la ejecución de este plan de inspecciones no se estudiarán a fondo en esta tesis.
- 6) EL plan estratégico prioriza un estudio a fondo de la reducción de pérdidas comerciales administrativas. Efectuando una reingeniería en los procesos de contratación, toma de lecturas y facturación.
- 7) La disminución de pérdidas administrativas es sencilla dado que la reestructuración de los procesos para que estos tengan una mejor eficiencia solo depende de la empresa.

- 8) Este plan esta enfocado en la reducción de pérdidas comerciales administrativas, puesto que su reducción es fácilmente apreciado por los clientes, económicamente viable, y sus resultados se obtienen en el menor tiempo.

- 9) Del plan estratégico se espera que en el peor de los casos disminuya las pérdidas: en contratación, 0,09 %, en toma de lecturas. 0,63 %, y en facturación 0,58 %, Por lo tanto el plan estratégico en su totalidad espera recuperar 1,3 % de las pérdidas totales de la EMEPE C.A., lo que traducido a dinero indica que la Empresa dejará de perder anualmente un valor aproximado de \$ 400.000.

- 10) La estrategia tiene un plan piloto para la parte de toma de lectura de medidores la cual consiste en la capacitación para el lector en el sitio de la medición durante tres meses, priorizando primeramente las tomas de lectura a los abonados industriales debido a que estos son 310 usuarios los cuales nos representan alrededor del 20 % de los ingresos facturados, y en segunda instancia a los de consumo masivo.

- 11) El proceso de contratación de servicios nuevos se pone en marcha desde el inicio del plan estratégico sin depender del accionar del plan piloto.
- 12) Debido a que el desarrollo del nuevo proceso de facturación depende del avance que tenga el proceso de toma de lectura digital de medidores, este no se ejecuta en su totalidad hasta que el proceso de lectura se desarrolle a plenitud.
- 13) El plan estratégico comienza en el Mes 0, explicándole a los clientes y trabajadores los beneficios que va a traer dicho plan. Así mismo se realiza la adquisición de los equipos para los procesos de contratación y facturación.
- 14) En el Mes 1 se implementara el software de contratación y facturación y se capacitara al personal que involucra dichos procesos.
- 15) Para el Mes 2 los cambios hechos en el proceso de contratación deben haber reducido las pérdidas del mismo casi en su totalidad.

- 16) En los Meses 3, 4 y 5 se recopilan los resultados de los cambios hechos en el proceso del plan piloto, almacenándolos y depurándolos para evitar errores, corrigiendo estos en la marcha de dicho proceso.

- 17) Para el Mes 6 se realizara el análisis en los resultados obtenidos en el plan piloto y se harán los preparativos para ejecutar el plan a nivel general de toda la empresa.

- 18) En el mes 7 el plan estratégico debe estar desarrollándose normalmente para toda el área de concesión de la EMEPE C.A.

- 19) En el Mes 8 en adelante se realizara el monitoreo de los procesos y se corregirá cualquier problema existente de los mismos sobre la marcha.

- 20) La inversión necesaria para poder emprender este proyecto a nivel global en toda la EMEPE C.A., es de un monto aproximado a \$ 40.000, La misma que se piensa recuperar en periodo no mayor a un año, lo cual hace que este proyecto sea muy viable.

Recomendaciones.-

- 1) Se recomienda que el Plan Estratégico se ponga en marcha lo antes posible, dado que cada día que pasa la EMEPE C.A., esta perdiendo dinero, si bien este plan no va evitar la pérdida total del mismo, va a ayudar a recuperar una parte significativa de este, cumpliéndose así una de las metas propuestas.

- 2) Si se va a poner en marcha dicho plan es necesario que se lo haga en el orden y de la manera que se describe a continuación para obtener los mejores resultados del mismo.
 - Información a clientes y personal de la empresa acerca del plan.
 - Reingeniería del proceso de contratación y facturación, y capacitación de sus miembros.
 - Puesta en marcha del plan piloto.
 - Inspección a los abonados industriales.
 - Inspección a los abonados de consumo masivo.
 - Recuperación de los valores producidos por pérdidas en contratación.
 - Recopilación de los datos del plan piloto.

- Análisis de resultados.
 - Reingeniería completa de toma de lectura de medidores.
 - Monitoreo de los procesos.
 - Recuperación de los valores producidos por pérdidas en toma de lecturas y en facturación.
- 3) Las inspecciones que se vayan a realizar a los abonados de tipo industrial y comercial, deben ser minuciosas y con personal técnico calificado, debido a que en este tipo de usuarios hay un mayor consumo y por ende una mayor capacidad para el hurto de la energía eléctrica.
- 4) Se debe llevar un mayor control en lo que respecta a los procesos aquí descritos cuando se trate de un abonado de tipo industrial, esto no va a ser una tarea prolongada ya que solo son 310 abonados correspondientes al 0,5 % del total de clientes de la empresa, pero si va a ser una tarea muy necesaria ya que estos consumen el 21 % de la energía disponible de la empresa.
- 5) De la misma manera se debe tener un buen control con los siguientes abonados: comerciales y otros, debido que representan

un porcentaje significativo del consumo total de la energía disponible.

- 6) Se debe llevar un buen control y corrección de las novedades y problemas reportados por los lectores acerca del estado de las acometidas y de los medidores de los diferentes usuarios, y de ser necesario tomar acciones inmediatas.
- 7) De igual manera es recomendable que la Empresa haga un gran trabajo de información interna para promover los cambios que va a realizar, si bien estos van a ser beneficiosos para ambas partes, empresa y clientes, siempre existirán personas que se resistan al cambio, sobre todos aquellos que por estos nuevos procesos van a salir perjudicados, como lo son trabajadores que hacían mal su labor y ahora se los va a controlar, o aquellos que debido a la reingeniería de los procesos van a ser reubicados, por ende es labor de la empresa propagar esta buena idea para mejorar la actual situación de todos.
- 8) Será necesario también un buen monitoreo de los procesos para que la reingeniería de los mismos no fracase, no solo porque al haber cambios se van a cometer errores hasta que los trabajadores

se acostumbren a los nuevos procesos, sino como se dijo en el párrafo anterior, siempre existirá quien quiera sabotear las buenas ideas.

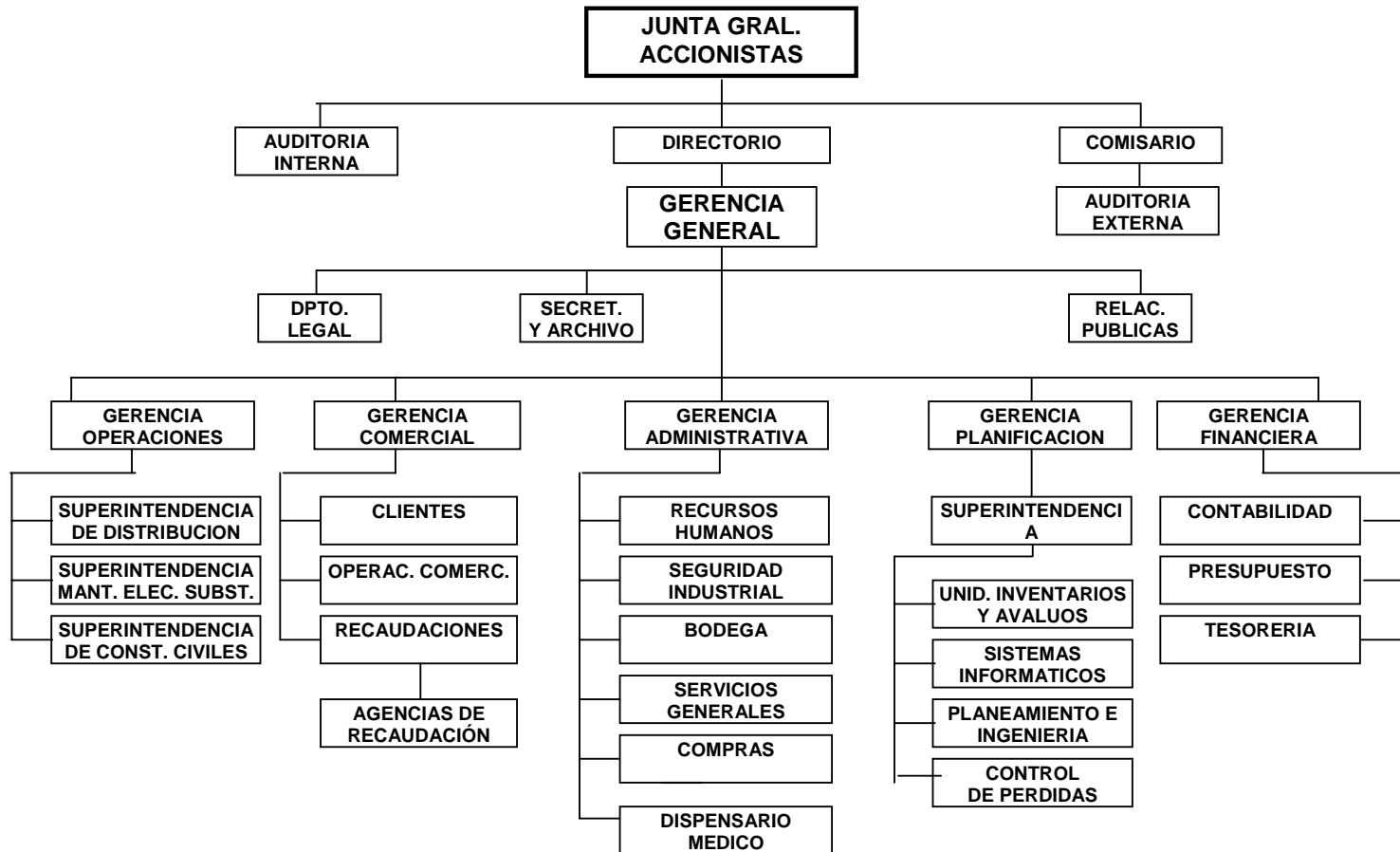
- 9) Debido a las nuevas ingeniarías de los procesos, la organización de cada área va a ser muchos más fácil, por lo tanto se recomienda que se tomen medidas desde el primer día de la estrategia para que en un futuro la empresa pueda contar con toda información necesaria con el fin de emprender proyectos similares a este, y no se tengan las dificultades que se tuvo con la adquisición de datos para poder realizar el proyecto en cuestión.
- 10) La empresa también debería emprender una campaña de concienciación hacia los abonados para disminuir las pérdidas sociales de la misma.
- 11) Las personas a cargo de la dirección de la empresa deben estar debidamente capacitados y tener la experiencia necesaria para poder desempeñar un cargo de tan alto nivel.
- 12) Es recomendable que las personas que se encuentran encargadas de la Alta Gerencia, Directorio y Personal Técnico de la empresa

se mantengan en sus puestos lo estipulado por los reglamentos internos de la misma, para poder desempeñar una mejor función, y llevar a cabo todos los proyectos que sean necesarios.

ANEXOS

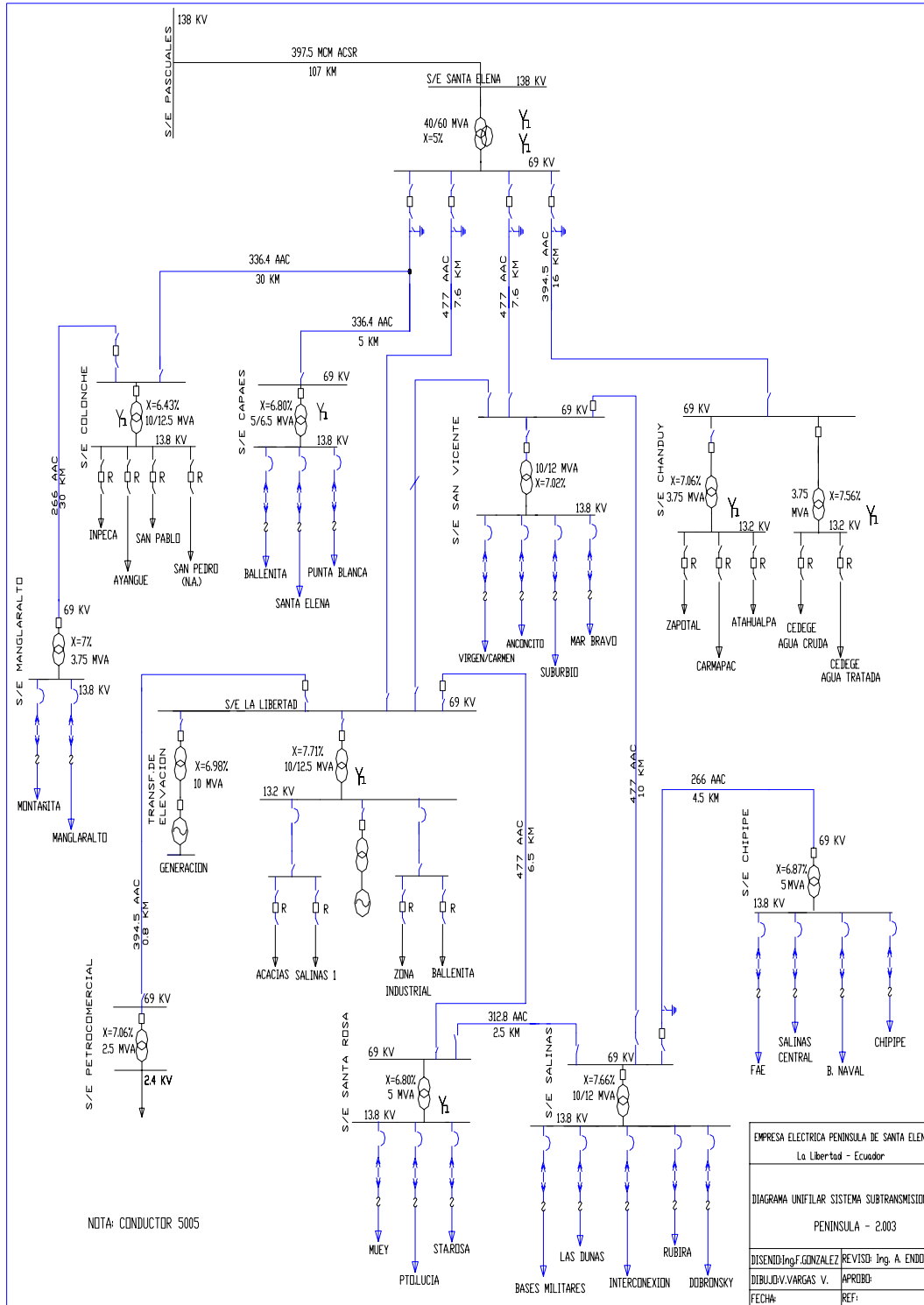
ANEXO 1

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.



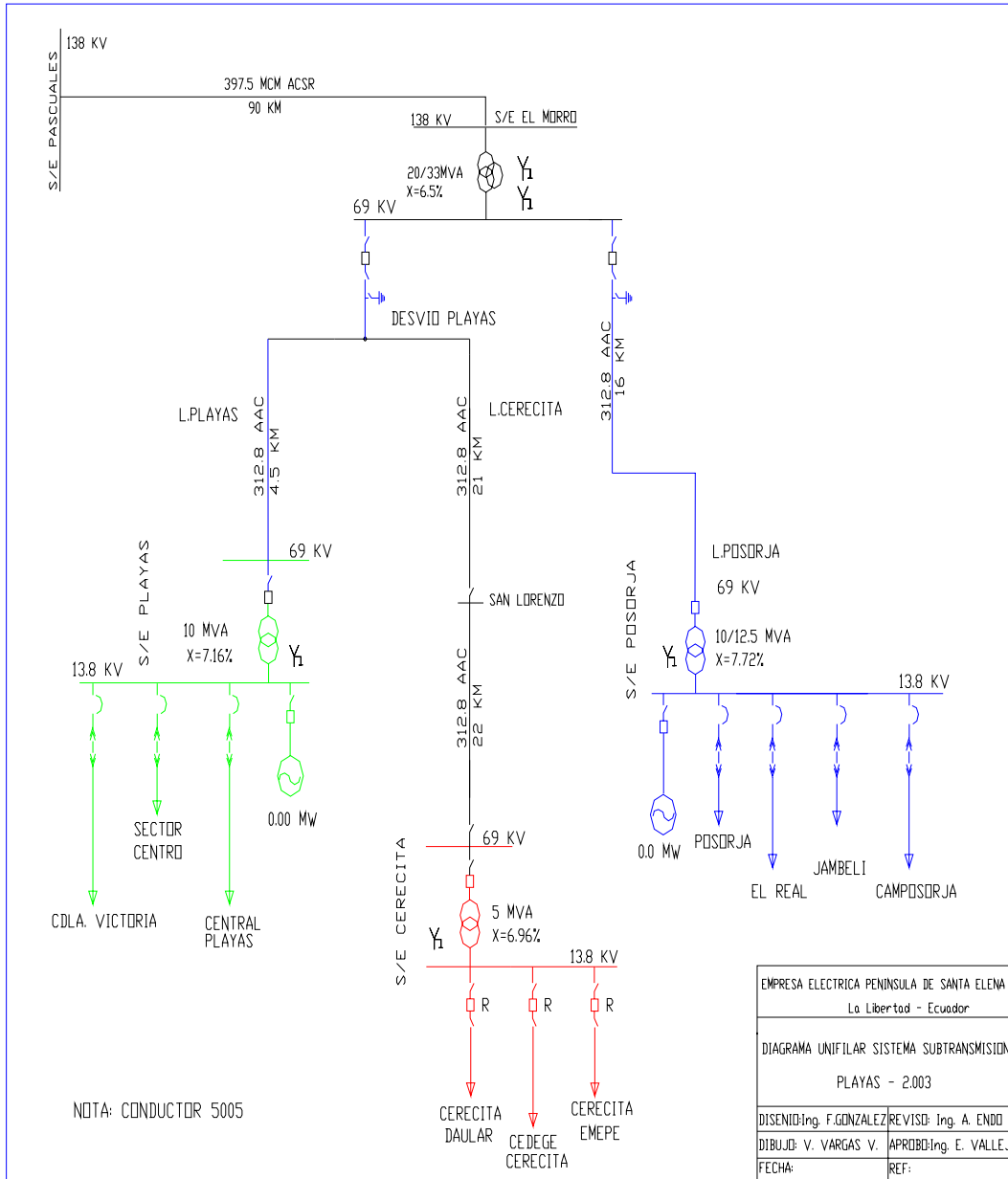
ANEXO 3

Diagrama Unifilar Peninsula



ANEXO 4

Diagrama Unifilar Playas



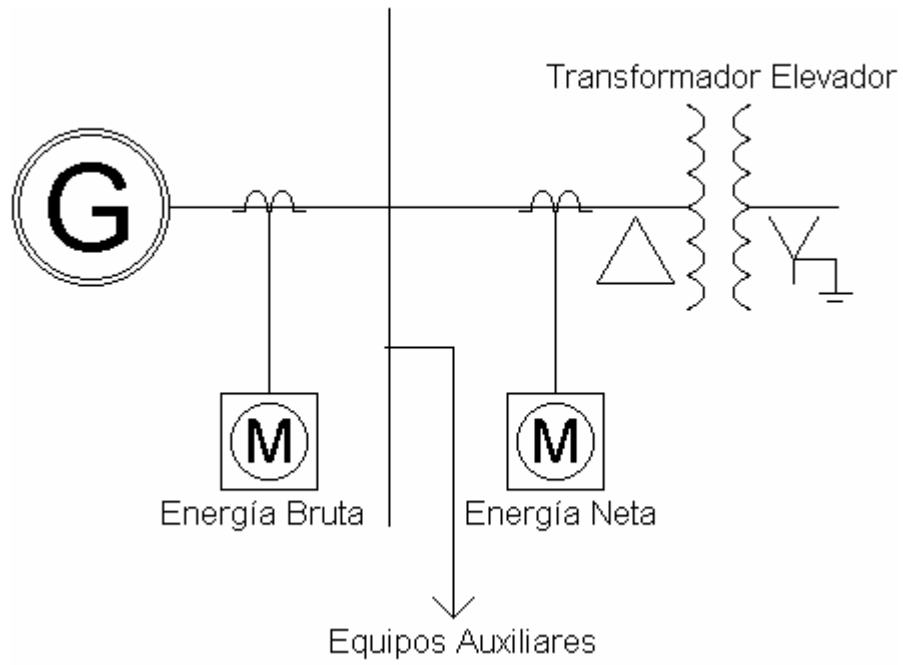
ANEXO 5

PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE DISTRIBUIDOR

Año 2002	Disponibile	Pérdidas Distribuidor		Alto Voltaje		Medio Voltaje				Bajo Voltaje									
				Líneas ST		S/E		Alim.Prim.		Transf.		Secund.		A. Público		Acometid.		No Técnicas	
Mes	MWh	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Ene	24148,1	6233,6	25,8	323,5	1,3	157,1	0,7	50,2	0,2	584,7	2,4	679,8	2,8	413,3	1,7	26,4	0,1	3998,6	16,6
Feb	23399,9	5219,6	22,3	336,8	1,4	147,9	0,6	23,5	0,1	449,4	1,9	614,5	2,6	378,8	1,6	23,7	0,1	3245,0	13,9
Mar	27312,4	7773,3	28,5	376,5	1,4	165,4	0,6	62,2	0,2	535,5	2,0	680,5	2,5	414,0	1,5	26,5	0,1	5512,8	20,2
Abr	25315,0	6642,9	26,2	376,7	1,5	165,9	0,7	62,6	0,2	571,4	2,3	658,7	2,6	402,4	1,6	25,7	0,1	4379,5	17,3
May	25144,1	6653,3	26,5	363,0	1,4	153,9	0,6	58,4	0,2	604,8	2,4	681,8	2,7	416,7	1,7	26,9	0,1	4347,8	17,3
Jun	21977,5	5885,1	26,8	279,8	1,3	136,4	0,6	30,0	0,1	517,3	2,4	660,6	3,0	397,9	1,8	25,7	0,1	3837,3	17,5
Jul	22111,6	5825,6	26,3	278,9	1,3	139,2	0,6	27,3	0,1	561,3	2,5	683,4	3,1	411,5	1,9	26,4	0,1	3697,6	16,7
Ago	22893,5	6681,5	29,2	341,3	1,5	147,7	0,6	20,6	0,1	594,0	2,6	684,7	3,0	412,5	1,8	26,1	0,1	4454,6	19,5
Sep	21887,4	6807,3	31,1	392,4	1,8	143,0	0,7	20,2	0,1	404,4	1,8	663,0	3,0	399,7	1,8	28,3	0,1	4756,2	21,7
Oct	23116,3	6336,7	27,4	316,4	1,4	112,8	0,5	60,0	0,3	397,1	1,7	691,4	3,0	413,9	1,8	26,5	0,1	4318,6	18,7
Nov	22413,1	6521,5	29,1	307,1	1,4	111,4	0,5	59,6	0,3	393,3	1,8	669,4	3,0	400,7	1,8	25,6	0,1	4554,2	20,3
Total	259719,0	70580,5	27,2	3692,4	1,4	1580,9	0,6	474,7	0,2	5613,2	2,2	7367,9	2,8	4461,4	1,7	287,7	0,1	47102,3	18,1

ANEXO 6

PÉRDIDAS EN GENERACIÓN.



ANEXO 7

PERDIDAS EN TRANSFORMADORES

Hora	Pérdidas		Potencia nominal KW	Carga KW	Factor		Pérdidas Transformador			
	vacio	cobre			carga	pérdidas	KWh (1)	% (1)	KWh (2)	% (2)
	KW	KW								
1:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	28,32	0,00
2:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	28,32	0,00
3:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	28,32	0,00
4:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	28,32	0,00
5:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	28,32	0,00
6:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	28,32	0,00
7:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	28,32	0,00
8:00	28,32	70,85	24270,00	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	28,32	0,00
9:00	28,32	70,85	24270,00	11080,00	0,46	0,28	13,30	0,12	43,09	0,39
10:00	28,32	70,85	24270,00	17781,00	0,73	0,60	21,16	0,12	66,35	0,37
11:00	28,32	70,85	24270,00	17589,00	0,72	0,59	20,98	0,12	65,53	0,37
12:00	28,32	70,85	24270,00	17397,00	0,72	0,57	20,80	0,12	64,72	0,37
13:00	28,32	70,85	24270,00	17301,00	0,71	0,57	20,73	0,12	64,32	0,37
14:00	28,32	70,85	24270,00	17253,00	0,71	0,57	20,72	0,12	64,12	0,37
15:00	28,32	70,85	24270,00	17253,00	0,71	0,57	20,76	0,12	64,12	0,37
16:00	28,32	70,85	24270,00	17205,00	0,71	0,56	20,74	0,12	63,92	0,37
17:00	28,32	70,85	24270,00	17397,00	0,72	0,57	21,01	0,12	64,72	0,37
18:00	28,32	70,85	24270,00	17445,00	0,72	0,58	21,11	0,12	64,93	0,37
19:00	28,32	70,85	24270,00	17733,00	0,73	0,59	21,48	0,12	66,14	0,37
20:00	28,32	70,85	24270,00	17829,00	0,73	0,60	21,64	0,12	66,55	0,37
21:00	28,32	70,85	24270,00	17925,00	0,74	0,60	21,79	0,12	66,97	0,37
22:00	28,32	70,85	24270,00	17829,00	0,73	0,60	21,72	0,12	66,55	0,37
23:00	28,32	70,85	24270,00	16245,00	0,67	0,51	19,91	0,12	60,06	0,37
0:00	28,32	70,85	24270,00	1325,00	0,05	0,02	2,55	0,19	28,53	2,15
Total	679,68	1700,40	582480,00	256587,00	0,44	0,27	311,90	0,12	1207,21	0,47

ANEXO 8

PERDIDAS EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Subestación SNI	desde	hasta	Long. Km	Conductor		Resist.	Imped.	Capacidad Térmica
				Calibre	Tipo	%	%	
Playas 138	El Moro 69	Playas 69	4,5	312.8 MCM	AAAC5005	2,17	4,37	47,80
Playas 138	El Moro 69	Posorja 69	16,0	312.8 MCM	AAAC5005	7,73	15,55	47,80
Península 138	Sta. Elena	Colonche	30,0	312.8 MCM	AAAC5005	14,49	29,15	47,80
Península 138	Sta. Elena	La Libertad	7,6	394.5 MCM	AAAC5005	2,92	6,66	53,80
Península 138	Sta. Elena	Chanduy	16,0	394.5 MCM	AAAC5005	6,14	15,26	53,80
Península 138	Sta. Elena	Salinas	17,6	394.5 MCM	AAAC5005	6,75	15,43	53,80
Península 138	La Libertad	Petropenínsula	0,8	155.4 MCM	AAAC5005	0,78	0,85	29,90
Península 138	La Libertad	Sta. Rosa	0,8	312.8 MCM	AAAC5005	3,14	5,82	47,80
Península 138	Salinas	Chipipe	0,8	312.8 MCM	AAAC5005	2,17	4,03	47,80
Península 138	Sta. Rosa	Salinas	0,8	312.8 MCM	AAAC5005	9,66	1,52	47,80

ANEXO 9

PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Subestación	# Trafo	Capacidad MVA	Enfriam.	Relación Trafo	Conexión Trafo		Base 100 MVA 69 KV		Base Prop.		Pérdidas vacío KW
					Prim.	Sec.	Resist. %	Inped. %	Resist. %	Inped. %	
Libertad	1	10/12.5	OA/FA	69/13.8	D	Y	3,90	61,56	0,39	6,16	10,47
Chipepe	1	5	OA	69/13.8	D	Y	12,20	136,86	0,61	6,84	6,86
Chanduy	1	3,75	OA	69/13.8	D	Y	18,10	175,56	0,68	6,59	6,13
Salinas	1	12,5	OA/FA	69/13.8	D	Y	3,90	61,15	0,39	6,12	11,91
Sta. Rosa	1	10/12.5	OA/FA	69/13.8	D	Y	5,20	68,50	0,52	6,85	10,47
Libertad (elev.)	1	10	OA/FA	69/13.8	Y	Y	5,20	58,67	0,52	5,87	10,47
Colonche	1	10	OA	69/13.8	D	Y	5,20	76,92	0,52	7,69	10,47
Playas	1	3,75	OA/FA	69/13.8	D	Y	18,10	193,28	0,68	7,25	6,13
Posorja	1	10/12.5	OA	69/13.8	D	Y	5,20	76,92	0,52	7,69	10,47
Cerecita	1	5	OA	69/13.8	D	Y	12,20	136,86	0,61	6,84	6,86

ANEXO 10

SISTEMA DE LÍNEAS PRIMARIAS, PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN CADA UNA DE ESTAS

Subestación	Alimentadora	Demanda		Factor			Long. Línea Km	Pérdidas Potencia		Demanda Energía Mes MWh	Pérdida Energía Mes	
		Real KW	React. KVAR	Carga	Pérd.	Pot.		KW	%		KWh	%
Libertad	Libertad	1010	364	0,63	0,47	0,941	4,58	4,97	0,49	457,19	1665,01	0,36
	Ballen Santa El.	4400	1584	0,66	0,50	0,941	11,20	524,22	11,91	2082,96	188668,01	9,06
	Salinas I	1336	499	0,64	0,47	0,937	4,65	6,61	0,49	612,55	2260,14	0,37
	Acacias	1702	636	0,73	0,59	0,937	4,47	9,88	0,58	896,16	4223,70	0,47
	Petro Península	210	98	0,43	0,26	0,906	1,80	0,18	0,09	65,11	33,56	0,05
	General Enriquez	1760	634	0,63	0,47	0,941	13,20	37,33	2,12	803,15	12668,27	1,58
Chipipe	Chipipe	130	39	0,78	0,66	0,958	1,17	0,01	0,01	72,90	4,74	0,01
	Base Naval Atah.	500	142	0,67	0,52	0,962	0,40	0,24	0,05	242,10	89,57	0,04
	Interconexión	250	67	0,79	0,67	0,966	1,50	0,17	0,07	141,30	81,62	0,06
	FAE	300	87	0,69	0,55	0,96	0,40	0,09	0,03	149,99	35,37	0,02
Salinas	C. Rubira	280	159	0,71	0,56	0,87	1,00	0,25	0,09	142,79	101,46	0,07
	Dobronsky	470	242	0,63	0,47	0,889	2,05	0,62	0,13	214,51	210,46	0,10
	Interconexión	850	438	0,69	0,54	0,889	1,30	2,31	0,27	423,01	901,11	0,21
	Bases Militares	1030	523	0,67	0,52	0,892	4,02	10,31	1,00	497,98	3838,45	0,77
	Las Dunas	590	304	0,62	0,45	0,889	2,20	1,61	0,27	261,59	521,86	0,20
Santa Rosa	Muey	770	169	0,75	0,62	0,977	3,00	3,96	0,51	414,58	1755,72	0,42
	Santa Rosa	980	203	0,63	0,47	0,979	3,70	4,98	0,51	443,75	1669,21	0,38
	Puerto Lucía	980	211	0,65	0,50	0,978	4,00	15,35	1,57	461,18	5472,01	1,19
San Vicente	Suburbio	1934	709	0,54	0,37	0,939	4,00	12,98	0,67	756,95	3457,22	0,46
	Mar Bravo	1493	547	0,60	0,43	0,939	7,10	34,52	2,31	639,71	10598,68	1,66
Colonche	Ayangue	1500	313	0,58	0,41	0,979	18,60	82,50	5,50	628,45	24448,76	3,89
	Manglar Alto	1080	236	0,36	0,20	0,977	24,17	122,90	11,38	283,44	17905,74	6,32
	San Pablo	540	111	0,60	0,43	0,98	41,25	2,97	0,55	234,02	928,43	0,40
	Inpeca	1437	296	0,90	0,84	0,979	15,00	61,00	4,24	934,38	36973,73	3,96
Chanduy	Carmapac	954	599	0,65	0,49	0,847	16,00	10,60	1,11	444,69	3721,43	0,84
	Santa Elena	1395	881	0,64	0,48	0,846	24,00	33,97	2,44	644,42	11755,57	1,82
	Zapotal	501	122	0,35	0,19	0,972	8,00	16,74	3,34	125,31	2274,37	1,81
Total Península		28382	10213				222,76	1001,27	3,53	13074,19	336264,20	2,57
Posorja	Posorja	1620	938	0,65	0,49	0,87	11,60	30,44	1,88	753,26	10644,56	1,41
	Real	480	278	0,66	0,51	0,87	2,20	1,23	0,26	229,51	449,84	0,20
	Camposorja	780	452	0,65	0,49	0,87	19,60	102,76	13,17	366,28	36506,78	9,97
	Jambelí	160	124	0,19	0,08	0,79	8,00	1,71	1,07	21,60	99,55	0,46
Playas	Central	1760	1104	0,60	0,44	0,85	36,00	81,14	4,61	766,02	25538,31	3,33
	Centro	1200	753	0,65	0,49	0,85	1,92	3,51	0,29	563,07	1245,43	0,22
Total Playas		6000	3649				79,32	220,79	3,68	2699,74	74484,47	2,76
Total		34382	13862				302,08	1222,06	3,55	15773,93	410748,67	2,60

ANEXO 11

SISTEMA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN CADA UNA DE ESTOS

Alimentadora	Demanda Total KW	KVA Inстал.	Pérdidas				Factor			Demanda Energía Mes MWh	Pérdida Energía Mes	
			Vacío	Cobre	Potencia		Utiliz.	Pérdidas			KWh	%
			KW	KW	KW	%		Vacío	Cobre			
Libertad	1073,45	1502,50	5,53	12,31	17,84	1,66	0,71	0,0037	24,12	485,91	5976,62	1,23
Ballen Santa El.	4676,44	8571,57	32,49	15,20	47,69	1,02	0,51	0,0038	51,06	2213,83	17163,74	0,78
Salinas I	1426,26	1622,50	6,64	21,07	27,71	1,94	0,88	0,0041	27,27	653,93	9474,82	1,45
Acacias	1816,98	3032,50	10,82	16,97	27,79	1,53	0,60	0,0036	47,40	956,71	11880,22	1,24
Petro Península	231,93	409,10	1,55	16,41	17,96	7,74	0,51	0,0038	51,06	71,91	3348,81	4,66
General Enriquez	1870,57	3428,63	13,00	15,20	28,20	1,51	0,51	0,0038	51,06	853,61	9569,92	1,12
Chipipe	135,77	6229,50	24,00	0,04	24,04	17,71	0,02	0,0038	76,61	76,13	11392,84	14,96
Base Naval Atah.	519,64	974,04	3,69	14,53	18,22	3,51	0,51	0,0038	51,06	251,61	6799,65	2,70
Interconexión	258,81	3305,50	13,26	0,28	13,54	5,23	0,08	0,0038	43,20	146,28	6501,06	4,44
FAE	312,47	584,43	2,22	14,60	16,82	5,38	0,51	0,0038	51,06	156,23	6610,51	4,23
C. Rubira	321,83	545,46	2,07	17,77	19,84	6,16	0,51	0,0038	51,06	164,13	8051,94	4,91
Dobronsky	528,70	3021,00	11,28	1,37	12,65	2,39	0,18	0,0028	32,23	241,30	4293,97	1,78
Interconexión	956,16	1655,87	6,28	17,02	23,30	2,44	0,51	0,0038	51,06	475,85	9089,07	1,91
Bases Militares	1155,25	5957,00	21,42	3,42	24,84	2,15	0,19	0,0035	89,00	558,54	9248,03	1,66
Las Dunas	663,69	1149,37	4,36	17,02	21,38	3,22	0,51	0,0038	51,06	294,26	6929,99	2,36
Muey	788,41	1500,03	5,69	14,10	19,79	2,51	0,51	0,0038	51,06	424,49	8774,17	2,07
Santa Rosa	1000,88	1909,12	7,24	14,03	21,27	2,13	0,51	0,0038	51,06	453,21	7129,32	1,57
Puerto Lucía	1002,54	1909,12	7,24	14,08	21,32	2,13	0,51	0,0038	51,06	471,79	7600,21	1,61
Suburbio	2059,69	3767,60	14,28	15,26	29,54	1,43	0,51	0,0038	51,06	806,15	7867,98	0,98
Mar Bravo	1590,22	2908,84	11,03	15,26	26,29	1,65	0,51	0,0038	51,06	681,36	8071,82	1,18
Ayangué	1532,21	3844,00	17,00	9,02	26,02	1,70	0,40	0,0044	56,79	641,95	7710,99	1,20
Manglar Alto	1105,48	6864,00	20,53	2,17	22,70	2,05	0,16	0,0030	83,81	290,12	3307,24	1,14
San Pablo	551,33	1051,97	4,11	13,97	18,08	3,28	41,25	0,0039	50,86	238,93	5651,83	2,37
Inpeca	1467,43	2799,96	10,94	13,97	24,91	1,70	0,51	0,0039	50,86	954,17	15098,62	1,58
Carmapac	1126,43	1859,06	7,27	18,67	25,94	2,30	0,51	0,0039	50,86	525,06	9106,97	1,73
Santa Elena	1649,70	2717,19	10,62	18,75	29,37	1,78	0,51	0,0039	50,86	762,08	10163,71	1,33
Zapotal	515,48	975,60	3,81	14,20	18,01	3,49	0,51	0,0039	50,86	128,94	2446,92	1,90
Total Península	30337,75	74095,46	278,37	346,69	625,06	2,06				13978,46	219261,00	1,57
Posorja	1871,91	918,00	3,93	12,78	16,71	0,89	0,90	0,0072	2,54	870,39	5843,32	0,67
Real	554,64	1742,60	6,77	5,22	11,99	2,16	0,28	0,0039	50,86	265,20	4385,03	1,65
Camposorja	901,29	4697,50	19,95	2,95	22,90	2,54	0,19	0,0035	65,81	423,23	8135,43	1,92
Jambelí	202,70	580,87	2,26	6,27	8,53	4,21	0,28	0,0039	50,86	27,36	496,61	1,81
Central	2077,46	6389,53	24,83	5,44	30,27	1,46	0,28	0,0039	50,86	904,19	9527,30	1,05
Centro	1416,45	1735,50	6,34	18,93	25,27	1,78	0,82	0,0035	27,46	664,63	8966,36	1,35
Total Playas	7024,45	16064,00	64,08	51,59	115,67	1,65				3155,02	37354,05	1,18
Total	37362,20	90159,46	342,45	398,28	740,73	1,98				17133,48	256615,05	1,50

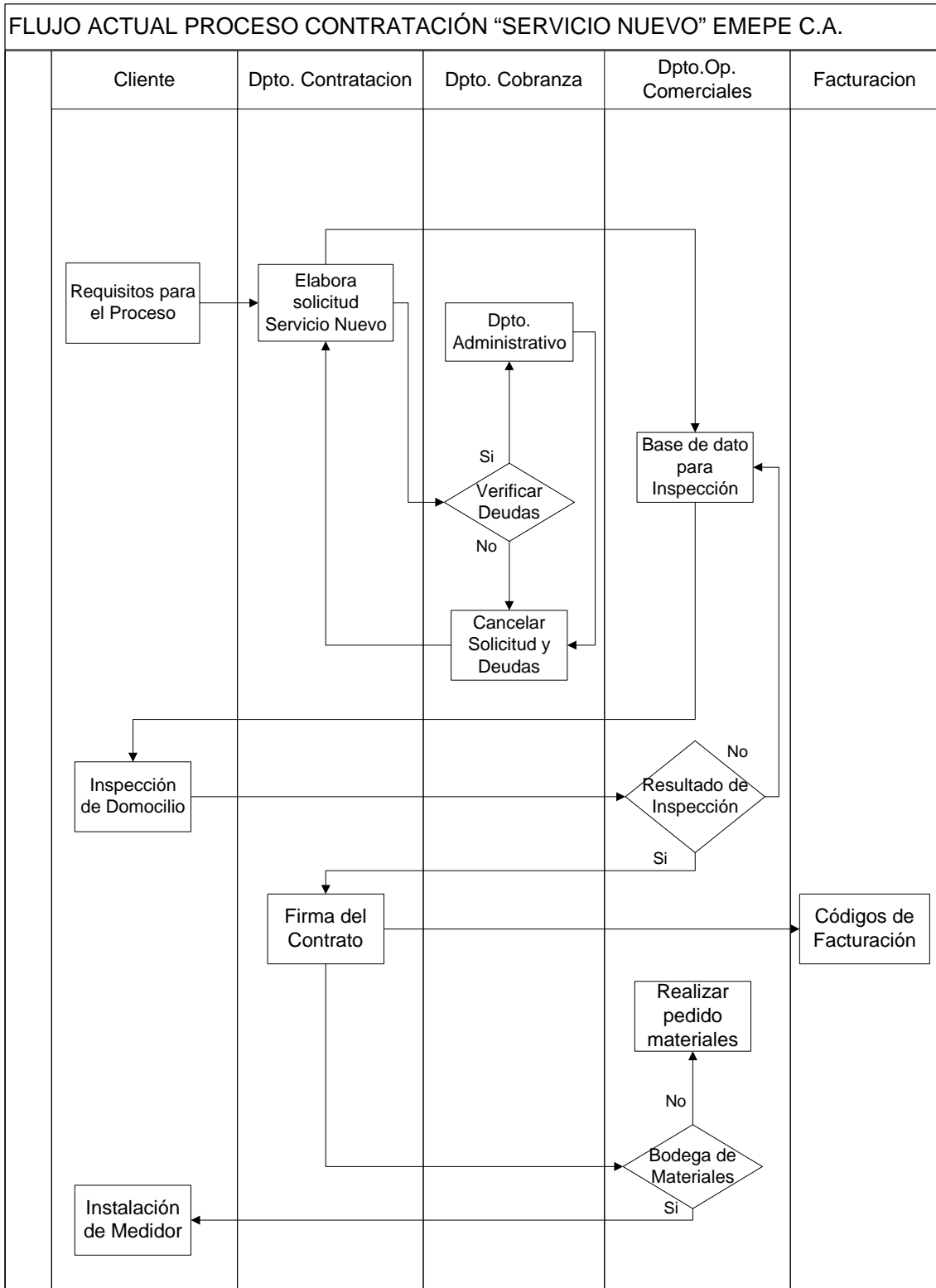
ANEXO 12

SISTEMA DE CIRCUITOS SECUNDARIOS, PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA EN CADA UNA DE ESTOS

	Perdidas x unid. long.	Long. Secund.	Pérdidas Potencia		Energía Sistema	Pérdidas Energía	
	W/m	m	KW	%	MWh	MWh	%
Península	0,001384	751400	1039,94	3,29	14170,91	333,77	2,36
Playas	0,001384	154600	213,97	2,71	3324,26	72,48	2,18
Total		906000	1253,90	3,17	17495,17	406,25	2,32

ANEXO 13

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.



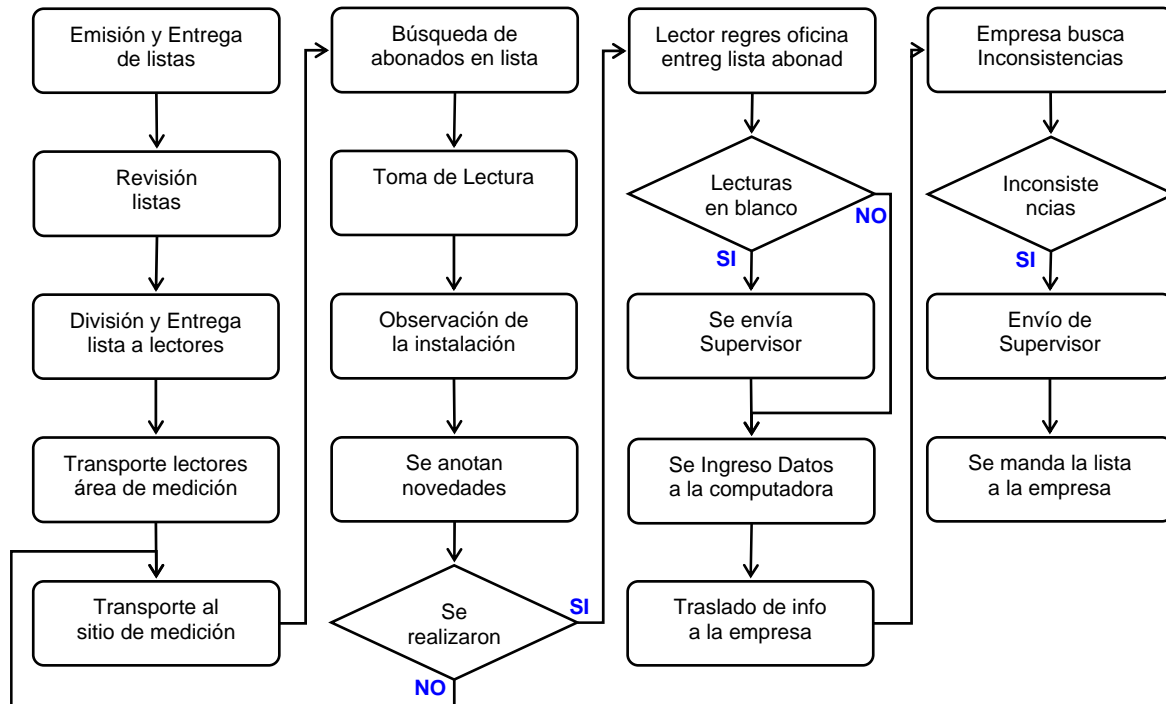
ANEXO 14

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN

#	Paso	Flujo	T (min.)	Simbolo en la gráfica					
				○	➡	▷	□	▽	®
1	Verificar los documentos del cliente	□	1,0				X		
2	Llenar la solicitud con sus datos	○	4,0	X					
3	Se dirige a caja a cancelar la solicitud	➡	1,0		X				
4	Cancela la solicitud	▷	3,0			X			
5	Retorna al departamento de contratacion	➡	1,0		X				
6	Entrega y revisión de comprobante pago	▷	2,0			X			
7	Ingr. De datos a base de datos	®	4,0						X
8	Se envian las solicitudes al dpto.op.com.	▷	480,0			X			
9	Ordenar y clasificar slctd. Por ruta de insp.	®	15,0						X
10	Traslado a los lugares de inspección	➡	15 a 60		X				
11	Inspección del domicilio	□	8 a 10				X		
12	Retorna al dpto. Op. Com.	➡	15 a 60		X				
13	Ingr. De resultados de insp. A base de datos	○	30,0	X					
14	Entrega de resultados al dpto. Contratación	▷	1440,0			X			
15	Cliente asiste a ver resultado de inspección	▷	2880,0			X			
16	Revisión de resultados	®	5						X
17	Se dirige a cancelar el valor pactado	➡	1		X				
18	Cancela el valor del contrato	○	3	X					
19	Retorna al departamento de contratacion	➡	1		X				
20	Entrega de comprobante y firma contrato	▷	4			X			
21	Se envian contratos al dpto.op.com.y fact.	➡	480		X				
22	Orden de trabajo y asignación de cuadrillas	○	1440	X					
23	Verificar los materiales en bodega	□	3 a 5				X		
24	Traslado cuadrilla a lugares de instalación	➡	15 a 60		X				
25	Instalación del medidor	○	8 a 15	X					

ANEXO 15

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE TOMA DE LECTURA DE MEDIDORES.



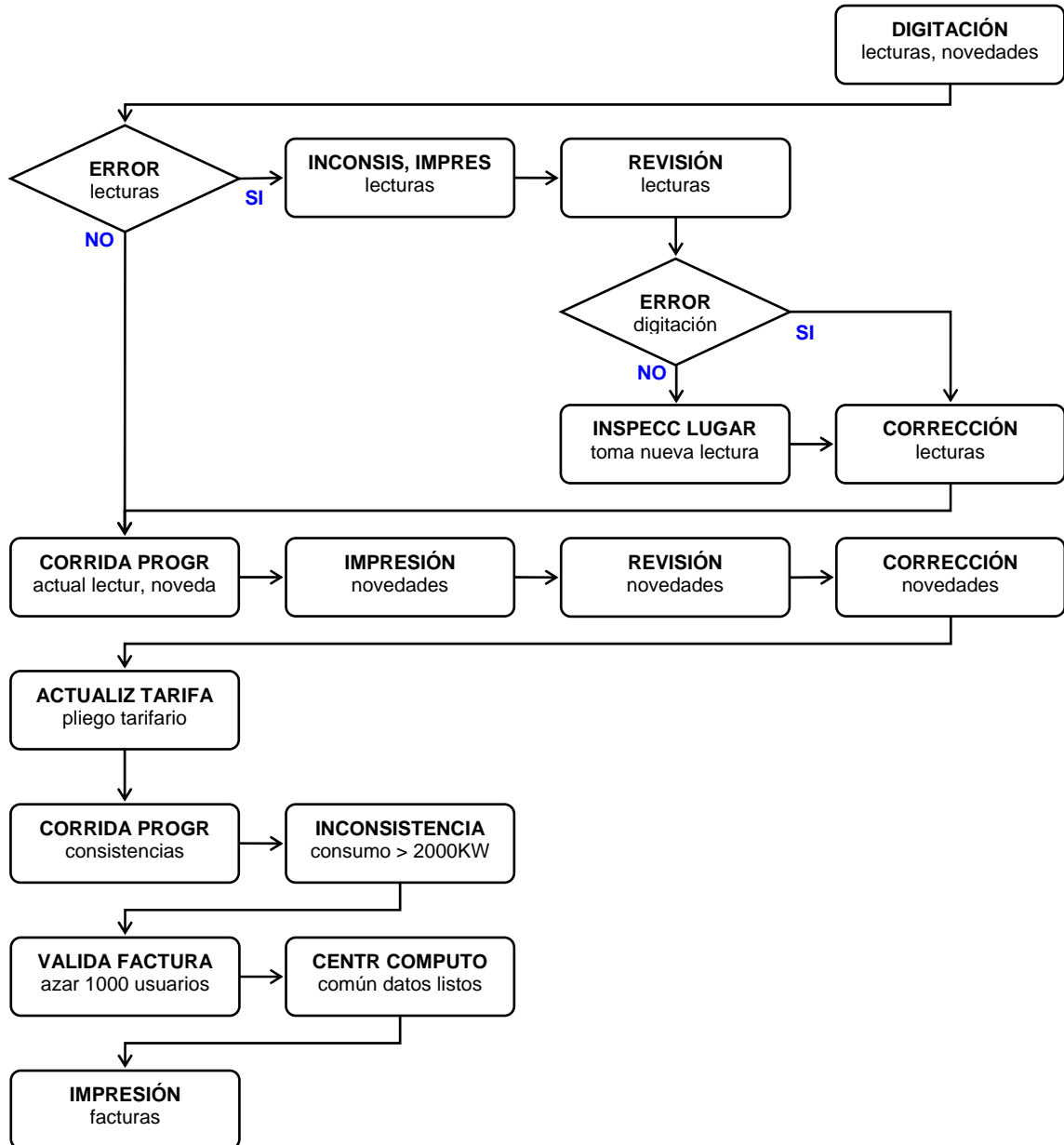
ANEXO 16

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE TOMA DE LECTURA DE MEDIDORES

#	Paso	Flujo	T (h)	Símbolo en la gráfica					
				○	➡	◻	□	▽	Ⓜ
1	Emision y entrega de listas a los contratistas	○	24,0	X					
2	Revisión de lista	□	48,0				X		
3	Division y entrega de lestas a lectores	○	2,8	X					
4	Transporte de lectores al area de medicion	➡	1,7		X				
5	Transporte al sitio mismo de medicion	➡	18,8		X				
6	Busca al abonado en la lista	◻	14,2			X			
7	Toma la lectura	○	2,5	X					
8	Observa la instalación	□	3,8				X		
9	Anota novedades	○	1,3	X					
10	El lector regresa a la oficina	➡	1,7		X				
11	Entrega las listas de abonados	○	0,0	X					
12	Se revisan novedades y lecturas en blanco	□	15,0				X		
13	Se envia a un superv. para verificar las noved.	Ⓜ	50,0						X
14	Se ingresan los datos en la computadora	Ⓜ	16,0						X
15	Se traslada la informacion a la empresa	➡	0,5		X				
16	La empresa busca inconsistencias	□	48,0				X		
17	Se manda al superv. a remediar las inconsist.	Ⓜ	12,0						X
18	Se regresa la lista a la empresa	➡	0,5		X				

ANEXO 17

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE FACTURACIÓN.



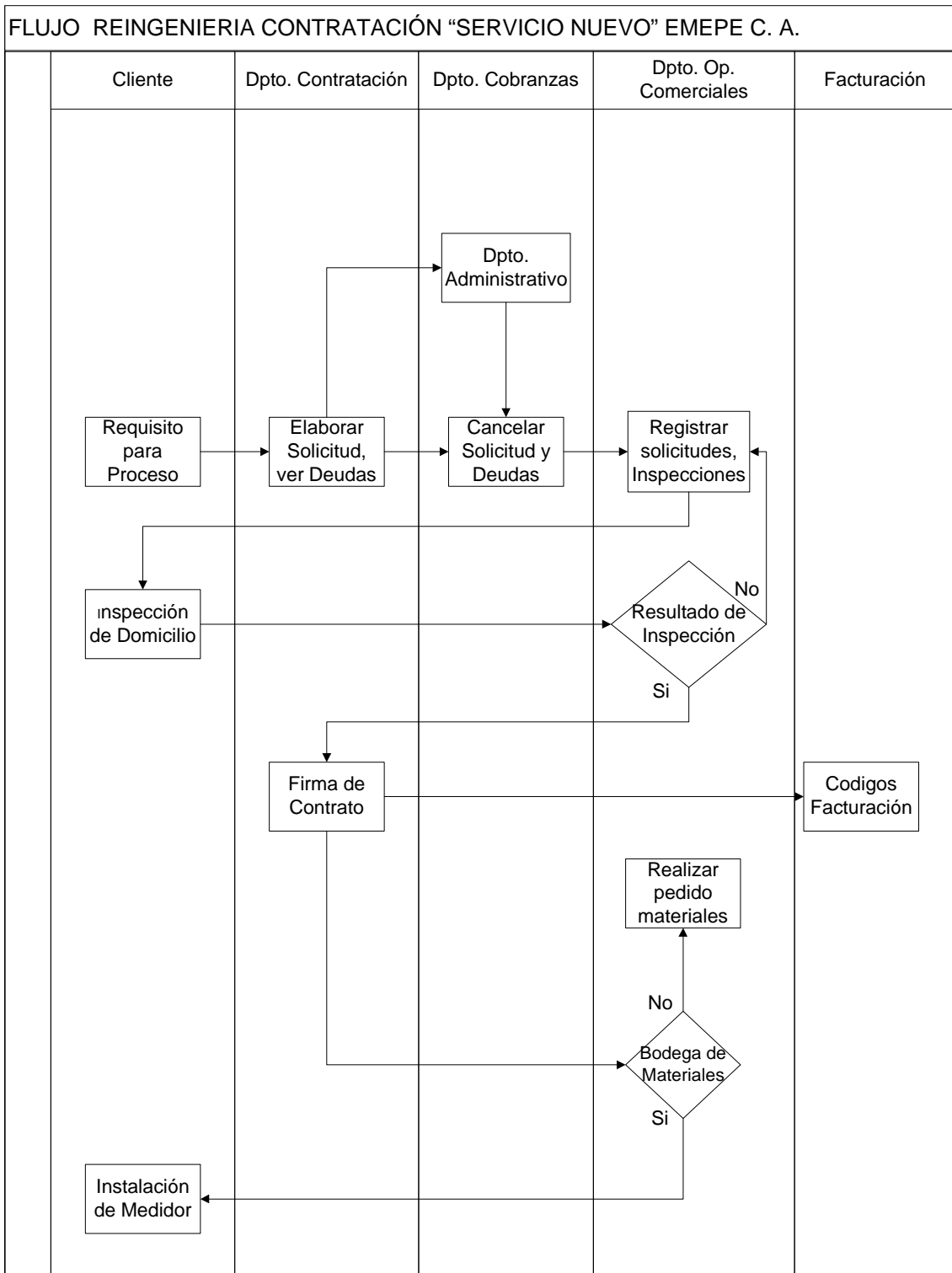
ANEXO 18

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

#	Paso	Flujo	T (h)	Simbolo en la gráfica						
				○	➡	◻	□	▽	Ⓡ	
1	Digitación (lecturas y novedades)	Ⓡ	30,0							X
2	Inconsistencia e Impresion (lectura)	◻	5,0			X				
3	Revisión (lectura)	□	2,5				X			
4	Corrección (lectura)	Ⓡ	6,5							X
5	Inspeccion Lugar (nueva lectura)	□	8,0				X			
6	Corrida Programa (actual lecturas y novedades)	○	4,0	X						
7	Impresión (novedades)	◻	4,0			X				
8	Revisión (novedades)	□	4,0				X			
9	Corrección (novedades)	Ⓡ	4,0							X
10	Actualización Tarifas	○	4,0	X						
11	Corrida Programa (consistencias)	○	4,0	X						
12	Inconsistencia (consumo >2000KW)	◻	4,0			X				
13	Validar facturación	○	12,0	X						
14	Centro Cómputo (comunic dat list)	◻	4,0			X				
15	Impresión (facturas)	○	16,0	X						

ANEXO 19

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.



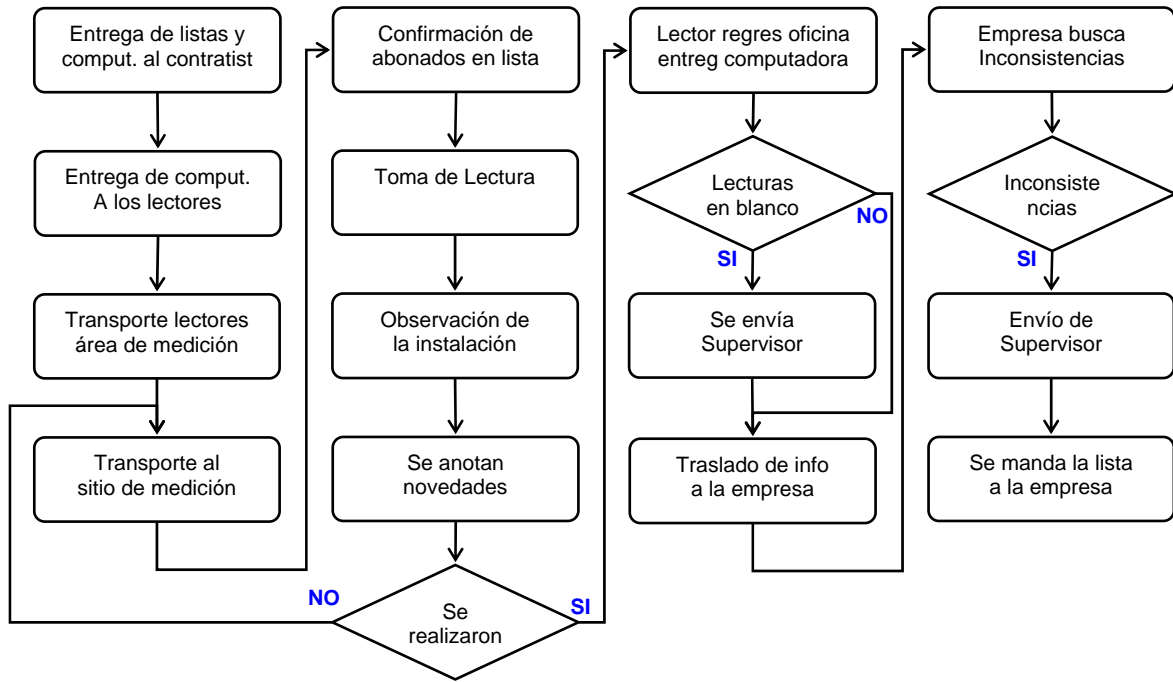
ANEXO 20

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN

#	Paso	Flujo	T (min.)	Símbolo en la gráfica					
				○	➡	◐	◑	▽	®
1	Verificar los documentos del cliente	◑	1,0				X		
2	Llenar la solicitud con sus datos	○	2,0	X					
3	Cancela la Solicitud	◐	3,0			X			
4	Emisión de Orden de Inspección	○	5,0	X					
5	Traslado a los lugares de inspección	➡	15 a 60		X				
6	Inspección del domicilio	◑	8 a 10				X		
7	Retorna al Dpto. Op. Com.	➡	15 a 60		X				
8	Ingr. de resultados de Insp. a base de datos	○	15,0	X					
9	Ciente asiste a ver resultado de Inspección	◐	1440,0			X			
10	Cancela el valor del Contrato	◐	3,0			X			
11	Entrega de comprobante y firma contrato	◐	4,0			X			
12	Orden de trabajo y asignación de cuadrillas	○	1440,0	X					
13	Verificar los materiales en bodega	◑	3 a 5				X		
14	Traslado cuadrilla a lugares de instalación	➡	15 a 60		X				
15	Instalación del medidor	○	8 a 15	X					

ANEXO 21

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO DE TOMA DE LECTURA DE MEDIDORES.



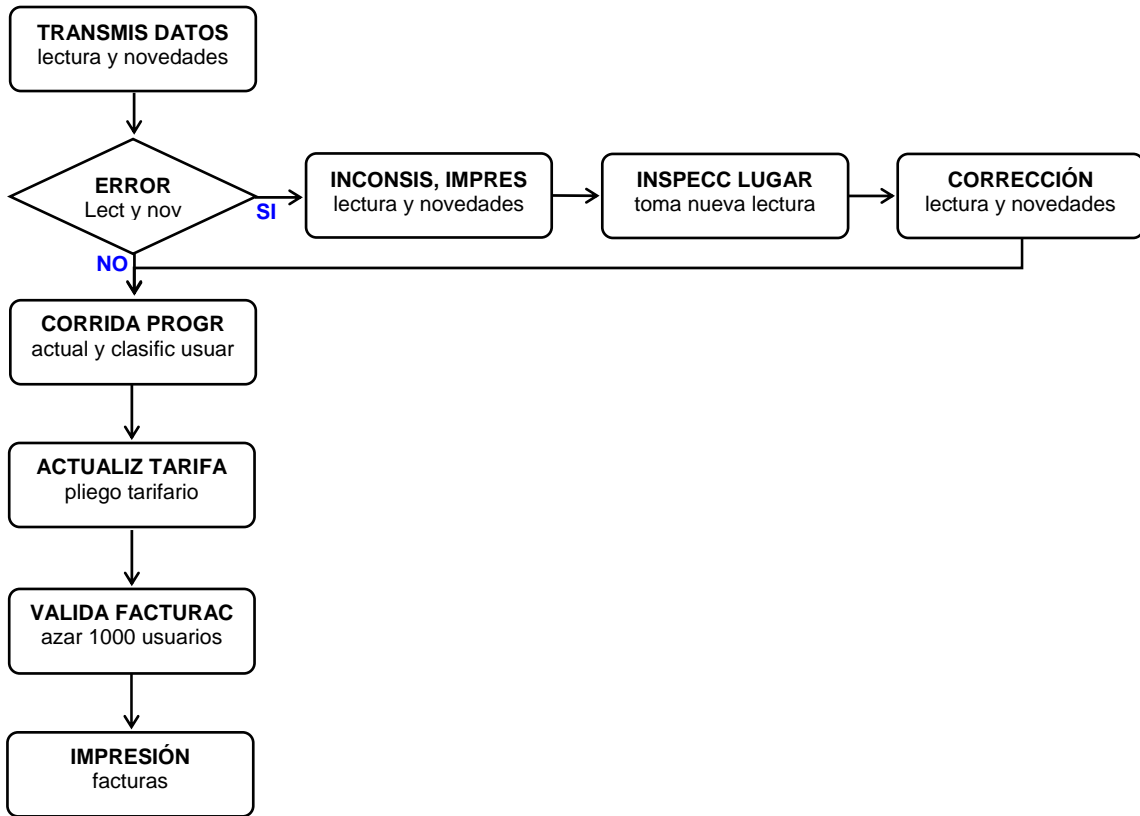
ANEXO 22

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO DE TOMA DE LECTURA DE MEDIDORES

#	Paso	Flujo	T (h)	Simbolo en la gráfica						
				○	➡	◻	□	▽	Ⓡ	
1	Emision de listas y entrega de comp. a contrat.	○	20,00	X						
2	Entrega de computadoras a lectores	○	1,67	X						
3	Transporte de lectores al area de medicion	➡	1,67		X					
4	El lector se transporta al sitio de la medicion	➡	20,00		X					
5	Confirma que sea el abonado correspondiente	◻	5,00			X				
6	Toma la lectura	○	11,00	X						
7	Observa la instalacion	□	9,00				X			
8	Anota las nevedades	○	3,00	X						
9	El lector regresa a la oficina	➡	1,67		X					
10	Entrega la computadora de mano	○	0,01	X						
11	Se revisan novedades y lecturas en blenco	□	10,00				X			
12	Se envia al supervisor a hacer la lectura	Ⓡ	30,00							X
13	Se traslada la informacion a la empresa	➡	2,50		X					
14	La empresa busca inconsistencias en la lista	□	10,00				X			
15	Se envia al superv. a remediar las inconsist.	Ⓡ	10,00							X
16	Se regresa la lista a la empresa	➡	2,50		X					

ANEXO 23

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA REINGENIERÍA DEL PROCESO DE FACTURACIÓN.



ANEXO 24

HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO PROPUESTO DE FACTURACIÓN

#	Paso	Flujo	T (h)	Símbolo en la gráfica					
				○	➔	◐	◻	▽	Ⓜ
1	Transmision de Datos (lecturas y novedades)	○	15,0	X					
2	Inconsistencia e Impresion (lectura)	◐	5,0			X			
3	Inspeccion Lugar (nueva lectura)	◻	8,0				X		
4	Corrección (lectura)	Ⓜ	5,0						X
5	Corrida Prog (actual l y n, clasif cons > 2MW)	○	5,0	X					
6	Actualización Tarifas	○	2,0	X					
7	Validar facturación	○	15,0	X					
8	Impresión (facturas)	○	15,0	X					

BIBLIOGRAFIA

- 1) Informe Técnico “INECEL – ESPOL” (estudio realizado para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., 1998).
- 2) Douglas R. Emery, Jhon D. Finnerty “Administración Financiera Corporativa”.
- 3) Ing. F. González, Ing. A. Endo “Planificación del Sistema Eléctrico Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A.” (Península de Santa Elena, 2003).
- 4) Lawrence M. Millers “El Nuevo Espíritu Empresario” (Ed. Edamex, 1990).
- 5) Jerry L. Harbour “Manual de Trabajo de Reingeniería de Procesos”.
- 6) Ing. A. Tama “Experiencias y Metodología por parte de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. en la Reducción y Control de las Pérdidas de Energía”, (Guayaquil, Octubre 2003).