



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN**

“Análisis Técnico y Económico para la Reducción y Pérdidas Técnicas y Comerciales en la Empresa Eléctrica de la Península de Santa Elena  
EMEPE. C.A.”

### **TÓPICO DE GRADUACIÓN**

Previa a la obtención del Título de

### **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**Especialización: POTENCIA**

Presentada por

Jorge Armando Estrada Méndez

Ronny Elías Nieto Pasquel

Jorge Hernando Rivera Paredes

Guayaquil – Ecuador

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a todas aquellas personas que nos brindaron su apoyo en la realización de este proyecto de graduación, como a la familia Parrales Baquerizo por brindarnos su hospitalidad, a los Ingenieros Fernando Gonzáles, Juan Lara y Miguel Endo de la Empresa Eléctrica de la Península que nos brindaron todo su apoyo en lo que respecta a información técnica, y en especial a los Ing. Adolfo Salcedo e Ing. Alberto Tama por habernos brindado una guía adecuada para la realización de este proyecto de tesis.

## DEDICATORIA

A Dios por iluminar mi vida, a mis  
padres, hermanos y amigos.

**Jorge**

A Dios por haberme brindado la vida, a mi  
madre por ser mi enspiración, a mi padre,  
a mis hermanos, a mi esposa y a mi hijo  
por ser lo más importante en mi vida.

**Ronny**

A Dios que a guiado mi camino, a mi  
mama a mi abuela que ha sido mi  
sustento de vida, sin ella no hubiera  
hecho posible mi sueño, a mis hermanos  
por comprenderme, a mi esposa y a mi hija  
por ser mi fuente de inspiración.

**Armando**

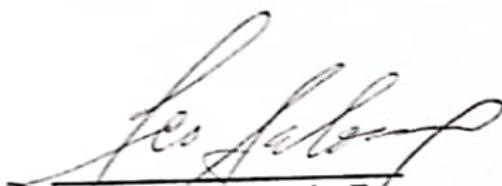
## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



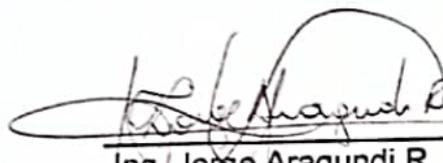
Ing. Holger Cevallos.  
SUBDECANO DE LA FIEC  
PRESIDENTE



Ing. Adolfo Salcedo G.  
DIRECTOR DE TÓPICO



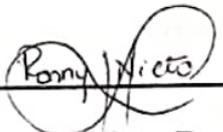
Ing. Leo Salomón F.  
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Jorge Aragundi R.  
MIEMBRO PRINCIPAL

## 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".



---

Ronny Nieto Pasquel



---

Jorge Estrada Méndez



---

Jorge Rivera Paredes

## **RESUMEN**

El siguiente proyecto de tesis presenta un análisis técnico económico de la empresa de la Península de Santa Elena (EMEPE), para la reducción de pérdidas técnicas y comerciales.

Proceder a calcular las pérdidas técnicas y pérdidas comerciales del año, para ello se debe obtener la información correspondiente en la empresa eléctrica de la península de Santa Elena y además se realizan levantamientos eléctricos del sistema de distribución para realizar los cálculos pertinentes.

Analizar más a fondo el proceso de contratación de un servicio nuevo, para cuantificar las pérdidas que estas producen a la empresa por retrasos en la instalación de los medidores, es decir por un mal proceso administrativo. Para detectar donde no es eficiente o existen demoras se debe hacer un seguimiento al proceso, para de esta manera buscar soluciones a corto o mediano plazo.

Proponer un proceso que sea más eficiente para que el cliente se sienta satisfecho y la empresa obtenga mejores ingresos.

Realizar una evaluación económica de las alternativas de reducción de pérdidas técnicas y comerciales es otra parte fundamental para decidir que alternativa es la más apropiada, tomando en cuenta una reingeniería en cada proceso.

Priorizar los métodos de reducción de pérdidas técnicas y pérdidas comerciales en base a la evaluación económica de las alternativas de reducción.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS	XVII
ÍNDICE TABLAS	XVIII
INTRODUCCIÓN	XXV
CAPITULO I.	
ASPECTOS GENERALES DE LA EMEPE.	
1.1. Introducción.	1
1.2. Estructura Organización.	1
1.3. Área de servicio.	2
1.4. Infraestructura eléctrica.	2
1.5. Enfoque global de energía.	5
1.5.1. Contribución de las pérdidas técnicas y comerciales a las pérdidas globales de la empresa.	6
1.5.2. Distribución de las pérdidas globales en los sistemas administrativos. eléctricos.	8
1.5.3. Características de la demanda en el año 2004.	9
1.5.3.1. Número de clientes.	10
1.5.3.2. Clasificación por tipo de abonado.	12

32	1.5.3.3. Energía disponible.	14
33	1.5.3.4. Energía facturada.	15
	1.5.3.5. Precios medios de energía mensual por tipo de cliente (USDc/Kwh.).	16

## CAPITULO II.

### PÉRDIDAS TÉCNICAS.

2.1.	Introducción.	18
2.2.	Naturaleza y origen de las pérdidas técnicas.	18
2.3.	Clasificación	19
2.3.1.	Pérdidas en generación.	19
2.3.2.	Pérdidas en transmisión.	19
2.3.3.	Pérdidas en distribución.	20
2.4.	Análisis de las causas que producen las pérdidas técnicas.	20
2.4.1.	Pérdidas por efecto corona.	20
2.4.2.	Pérdidas por histéresis.	21
2.4.3.	Pérdidas por corrientes de Foucalt.	22
2.4.4.	Pérdidas por efecto Joule.	22

## CAPITULO III.

### PÉRDIDAS COMERCIALES.

3.1.	Introducción.	23
------	---------------	----

3.2. Naturaleza y origen de las pérdidas comerciales.	23
3.3. Clasificación.	25
3.3.1. Administrativas.	25
3.3.2. Fraude y hurto.	26
3.4. Análisis de las causas que producen las pérdidas comerciales.	27
3.4.1. Pérdidas por administración.	27
3.4.1.1. Proceso de contratación para clientes residenciales.	28
3.4.1.2. Eficiencia del proceso.	41
3.4.2. Pérdidas por fraude y hurto.	44
3.4.2.1. Pérdidas por conexiones ilegales.	45
3.4.2.2. Pérdidas por adulteración en los equipos de medición.	46
3.4.2.2.1. Adulteraciones más comunes.	46

#### CAPITULO IV.

#### CÁLCULOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES EN LA EMEPE EN EL AÑO 2004.

4.1. Cálculos de pérdidas técnicas.	59
4.1.1. Cálculos de pérdidas en líneas de subtransmisión.	59
4.1.1.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	59
4.1.1.2. Metodología para el cálculo.	62
4.1.1.3. Pérdidas de potencia.	63

4.1.1.4. Pérdidas de energía.	64
4.1.2. Cálculo de pérdidas en transformadores de potencia.	65
4.1.2.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	65
4.1.2.2. Metodología para el cálculo.	66
4.1.2.3. Pérdidas de potencia.	67
4.1.2.4. Pérdidas de energía.	69
4.1.3. Cálculo de pérdidas de las líneas primarias.	69
4.1.3.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	70
4.1.3.2. Metodología para el cálculo.	71
4.1.3.3. Levantamiento físico.	72
4.1.3.4. Pérdida de potencia.	73
4.1.3.5. Pérdida de energía.	78
4.1.4. Cálculo de pérdidas en transformadores de distribución.	81
4.1.4.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	82
4.1.4.2. Metodología para el cálculo.	84
4.1.4.3. Levantamiento físico.	84
4.1.4.4. Pérdida de potencia.	85
4.1.4.5. Pérdida de energía.	88
4.1.5. Cálculo de pérdidas en líneas secundarias.	89
4.1.5.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	90
4.1.5.2. Metodología para el cálculo.	91
4.1.5.3. Levantamiento físico.	93

4.1.5.4. Pérdida de potencia.	93
4.1.5.5. Pérdida de energía.	100
4.1.6. Cálculo de pérdidas en acometidas.	101
4.1.6.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	102
4.1.6.2. Metodología para el cálculo.	102
4.1.6.3. Pérdida de potencia.	103
4.1.6.4. Pérdida de energía.	108
4.1.7. Cálculo de pérdidas en luminarias.	111
4.1.7.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.	111
4.1.7.2. Metodología para el cálculo.	112
4.1.7.3. Pérdida de potencia.	113
4.1.7.4. Pérdida de energía.	116
4.2. Cálculos de pérdidas comerciales.	117
4.2.1. Cálculo de pérdidas en el proceso de contratación.	117
4.2.1.1. Recopilación de información.	118
4.2.1.2. Metodología para el cálculo.	119
4.2.1.3. Cálculo de pérdidas en el proceso de contratación.	120
4.2.2. Cálculo de pérdidas por fraude o hurto.	121
4.2.2.1. Balance energético.	121
4.2.2.2. Energía disponible.	122
4.2.2.3. Energía facturada.	123
4.2.2.4. Metodología para el cálculo.	124

4.2.2.5. Cálculo de pérdidas por fraude y hurto.	125
4.2.3. Análisis de resultados.	126

## CAPITULO V.

### ALTERNATIVAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.

5.1. Métodos para reducción de pérdidas técnicas.	129
5.1.1. Cambiar conductores.	130
5.1.2. Cambiar o reubicar los transformadores de distribución.	137
5.1.3. Instalar capacitores.	139
5.1.4. Conclusiones.	141
5.2. Métodos para la reducción de pérdidas comerciales.	142
5.2.1. Estudio para mejorar los procesos.	143
5.2.1.1. Mejora del proceso de contratación para clientes residenciales.	143
5.2.1.2. Plantear soluciones a corto y mediano plazo.	151
5.2.1.3. Conclusiones.	152
5.2.2. Reducción del porcentaje por fraude y hurto.	153
5.2.2.1. Posibles soluciones.	153
5.2.2.1.1. Conductores antihurto.	154
5.2.2.1.2. Cajas antihurto.	155
5.2.2.1.3. Sistema prepago de energía.	155

5.2.2.1.4. Inspecciones o auditoria en sitio con comprobador electrónico (MAC).	157
5.2.2.1.5. Implementar acciones legales.	158
5.2.2.2. ventajas.	159
5.2.2.3. Desventajas.	159
5.2.2.4. Conclusiones.	160

## CAPITULO VI.

### EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.

6.1. Análisis económico para reducir pérdidas técnicas.	164
6.1.1. Determinación de los beneficios.	164
6.1.2. Determinación de los costos de inversión.	166
6.1.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación del capital.	171
6.1.4. Conclusiones.	180
6.2. Análisis económico para reducir pérdidas comerciales.	182
6.2.1. Análisis económico de mejorar el proceso de contratación.	182
6.2.1.1. Determinación de los beneficios.	183
6.2.1.2. Determinación de los costos de inversión.	185
6.2.1.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación del capital.	186
6.2.1.4. Conclusiones.	188

	6.2.2. Análisis económico para la reducción del porcentaje por	
CONCLUSIONES	fraude y hurto.	188
	6.2.2.1. Determinación de los beneficios.	189
ANEXOS	6.2.2.2. Determinación de los costos de inversión.	191
BIBLIOTECA	6.2.2.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación	
	del capital.	195
	6.2.2.4. Conclusiones.	201
CAPITULO VII.		
PRIORIZACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA Y DE FACTIBILIDAD DE LOS		
MÉTODOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.		
	7.1. Reducción de pérdidas técnicas.	203
	7.1.1. Reducción en los alimentadores primarios.	204
	7.1.2. Reducción en los transformadores de distribución.	204
	7.1.3. Reducción en las líneas secundarias.	205
	7.2. Reducción de pérdidas comerciales.	206
	7.2.1. Reducción en el proceso de contratación.	206
	7.2.2. Reducción de pérdidas por fraude y hurto.	207
	7.3. Priorización de los métodos para la reducción pérdidas técnicas y	
	comerciales.	208
	7.3.1. Métodos o acciones prioritarias.	209
	7.3.2. Justificación de los métodos o acciones prioritarias.	210

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

212

ANEXOS.

BIBLIOGRAFIA.

Figura 1

Figura 2

Figura 3

Figura 4

Figura 5

Figura 6

Figura 7

Figura 8

Gráfico 1

Gráfico 2

Gráfico 3

Gráfico 4

## ÍNDICE DE FIGURAS Y/O GRÁFICOS

	Pág.
Figura 3.1 Medidor con borneras puenteadas.	49
Figura 3.2 Medidor con puente de bobina abierto.	50
Figura 3.3 Medidor con registrador de otras características.	52
Figura 3.4 Medidor con vidrio perforado.	54
Figura 3.5 Medidor con ajustes movidos.	56
Figura 3.6 Medidor con registrador manipulado.	57
Figura 3.7 Medidor manipulado con imán permanente.	58
Gráfico 3.1 Porcentajes de tiempo de cada paso del proceso de Contratación de servicios nuevos.	43
Gráfico 4.2 Distribución de balance de energía.	128
Gráfico 6.1 Porcentaje de tiempo del proceso propuesto.	184

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.	
Tabla 1.1	Enfoque global de energía.	5
Tabla 1.2	Distribución de los porcentajes de pérdidas de energía en el año 2004.	7
Tabla 1.3	Pérdida de energía por sistema eléctrico.	8
Tabla 1.4	Pérdidas técnicas y comerciales por sistema eléctrico en el año 2004.	9
Tabla 1.5	Resumen de abonados por tipo de servicio.	11
Tabla 1.6	Abonados por tipo de servicio.	13
Tabla 1.7	Energía disponible en el año 2004.	14
Tabla 1.8	Energía facturada en el año 2004.	16
Tabla 1.9	Precio medio de energía mensual en el año 2004.	17
Tabla 3.1	Resumen de datos del proceso de contratación.	42
Tabla 4.1	Características técnicas de las líneas de Subtransmisión.	61
Tabla 4.2	Características técnicas de los transformadores de potencia.	66
Tabla 4.3	Resumen de pérdidas de potencia máxima mensuales En líneas primarias de muestra en el año 2004.	76

Tabla 4.4	Resumen de pérdidas de energía mensual en líneas Primarias de muestra en el año 2004.	80
Tabla 4.5	Características técnicas por capacidad de los Transformadores de distribución.	83
Tabla 4.6	Pérdidas de potencia máxima mensual en Transformadores de Distribución.	87
Tabla 4.7	Pérdidas de energía mensual en transformadores de distribución.	89
Tabla 4.8	Pérdidas de potencia en el año 2004 en los circuitos secundarios de muestra.	98
Tabla 4.9	Pérdidas de potencia en el año 2004 en los circuitos secundarios de todo el sistema.	99
Tabla 4.10	Pérdida de energía mensual en año 2004 en los circuitos secundarios de todo el sistema.	101
Tabla 4.11	Pérdidas de potencia en el año 2004 de las acometidas de muestra.	105
Tabla 4.12	Pérdidas de potencia en el año 2004 de las acometidas de todo el sistema.	106
Tabla 4.13	Pérdidas de potencia en el año 2004 en los medidores del sistema.	108

Tabla 5.3	Pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud en líneas primarias con el nuevo conductor.	133
Tabla 5.4	Porcentajes de reducción de pérdidas en líneas primarias.	113
Tabla 5.5	Pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud en líneas secundarias de muestra.	134
Tabla 5.6	Comparación entre las características técnicas del nuevo conductor y el existente en líneas secundarias de muestra.	135
Tabla 5.7	Pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud en líneas secundarias con el nuevo conductor.	136
Tabla 5.8	Porcentajes de reducción de pérdidas en líneas secundarias.	136
Tabla 5.9	Reducción de pérdidas de potencia y energía por balance de carga.	137
Tabla 5.10	Reducción de pérdidas de potencia y energía por cambio de transformador.	138
Tabla 5.11	Reducción de pérdidas de potencia y energía por Reubicación de transformador.	139
Tabla 5.12	Reducción de pérdidas de potencia y energía mediante banco de capacitores.	140

Tabla 5.13	Reducción de porcentaje de energía mensual utilizando métodos de reducción de pérdidas.	141
Tabla 6.1	Beneficios de reducir pérdidas en líneas primarias.	165
Tabla 6.2	Beneficios de cambiar transformadores de distribución.	165
Tabla 6.3	Beneficios de reducir pérdidas en circuitos secundarios.	166
Tabla 6.4	Costos de inversión al cambiar conductor en líneas primarias.	167
Tabla 6.5	Costos de inversión por balance de carga.	168
Tabla 6.6	Costos de inversión por instalar capacitores.	168
Tabla 6.7	Costos de inversión al cambiar transformadores de distribución.	169
Tabla 6.8	Costos de inversión al cambiar conductor en líneas secundarias.	170
Tabla 6.9	Costos de inversión para ubicación óptima de transformadores de distribución.	170
Tabla 6.10	Flujo de capital de inversión por cambio de conductores en líneas primarias.	172
Tabla 6.11	Flujo de capital por balance de carga.	173
Tabla 6.12	Flujo de capital por instalas capacitores en líneas primarias.	175

Tabla 6.13	Flujo de capital por cambiar transformadores de distribución.	176
Tabla 6.14	Flujo de capital por cambiar conductores en líneas secundarias.	178
Tabla 6.15	Flujo de capital por ubicación óptima de transformadores De distribución.	179
Tabla 6.16	Análisis económico de reducir pérdidas técnicas.	181
Tabla 6.17	Sumario de datos del proceso de contratación propuesto.	183
Tabla 6.18	Flujo de capital del proceso de contratación.	187
Tabla 6.19	Ingreso por el consumo de cada usuario.	189
Tabla 6.20	Costos de inversión en conductores antihurto.	192
Tabla 6.21	Costos de inversión en cajas antihurto.	192
Tabla 6.22	Costos de inversión en sistema prepago de energía.	193
Tabla 6.23	Costos de inversión por inspecciones en sistemas de medición.	195
Tabla 6.24	Flujo de capital de inversión en conductores antihurto.	196
Tabla 6.25	Flujo de capital de inversión en cajas antihurto	197
Tabla 6.26	Flujo de capital de inversión en sistema prepago de energía.	199

	Pág.
Tabla 6.27 Flujo de capital de inversión en inspecciones con el MAC.	200
Tabla 6.28 Análisis económico de reducir pérdidas por fraude y hurto.	202
Tabla 7.1 Reducción de pérdidas de energía en líneas primarias.	204
Tabla 7.2 Reducción de pérdidas de energía en transformadores de distribución.	205
Tabla 7.3 Reducción de pérdidas de energía en líneas secundarias.	205
Tabla 7.4 Reducción de pérdidas de energía en el proceso de contratación.	207
Tabla 7.5 Reducción de pérdidas de energía por fraude y hurto.	208
Tabla 7.6 Comparación de rentabilidad para reducir pérdidas técnicas y comerciales.	209
Tabla 7.7 Priorización técnica económica y de factibilidad de los métodos para reducir pérdidas técnicas y comerciales.	211

## INTRODUCCIÓN

La situación actual por las que están pasando las empresas eléctricas distribuidoras a causa de las pérdidas eléctricas es muy preocupante, por lo que se ha visto en la necesidad de hacer un análisis técnico-económico para determinar estas pérdidas y elaborar planes a corto y mediano plazo para reducirlas, este análisis consiste en determinar las pérdidas técnicas y comerciales(no técnicas) en lo que respecta al fraude y hurto de energía, además de calcular pérdidas debido al proceso de contratación de servicio nuevo que trata directamente entre la relación usuario empresa.

Con este proyecto se busca reducir las pérdidas técnicas en cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico, y las administrativas tanto en lo que concierne al fraude y hurto de energía, y el área de contratación de servicio nuevo, para ello se debe hacer una evaluación económica de los métodos para reducir dichas pérdidas y con ello priorizar los métodos propuestos.

# **CAPITULO I.**

## **ASPECTOS GENERALES DE LA EMEPE.**

### **1.1. Introducción.**

La empresa eléctrica de la Península de Santa Elena esta dividida en dos partes: División Península y División Playas cada una de ellas cuenta con sus propias instalaciones, la División Península esta ubicada en el Cantón la Libertad y la División Playas esta ubicada en el Cantón Playas, el presente capitulo describe 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, comercial, e industrial, etc. Además el porcentaje de pérdidas eléctricas que actualmente posee la empresa.

### **1.2. Estructura Organizacional.**

La estructura organizacional de la empresa eléctrica de la península de Santa Elena es de característica vertical, es decir, esta estructura por 7 niveles de mando siendo el más alto nivel la junta general de accionistas.

En el anexo 1.1 se presenta una descripción completa de la organización de la Empresa.

### **1.3. Área de servicio.**

El área de servicio del sistema eléctrico de la Península de Santa Elena abarca un área aproximada de 6774 Km. cuadrados, el servicio eléctrico es suministrado a los cantones; La Libertad, Salinas, Santa Elena, Playas y el sector rural occidental del cantón Guayaquil.

En el anexo 1.2 se presenta el mapa de concesión donde se muestra el sistema eléctrico de la Península de Santa Elena, el cual incluye los puntos de entrega del SNI, las líneas de subtransmisión y las subestaciones de distribución.

### **1.4. Infraestructura eléctrica.**

El sistema eléctrico de la Península de Santa Elena se encuentra formado por 14 subestaciones de distribución, siendo la mas nueva la subestación la Carolina que entro en funcionamiento a mediados del año 2004, existe una subestación propiedad de Petrocomercial usuario que se sirve de energía eléctrica mediante la línea de alta tensión a 69 KV, además existe una subestación privada propiedad de NIRSA que no

pertenece a la empresa eléctrica de la Península de Santa Elena, pero esta dentro del área de concesión de la empresa eléctrica.

La capacidad total instalada en las subestaciones del sistema eléctrico de la Península de Santa Elena es de 95 MVA, desglosada de la siguiente manera: 11 subestaciones en el sistema de la Península que corresponden a una capacidad subtotal de 70 MVA, y 3 subestaciones en el sistema Playas con una capacidad subtotal de 25 MVA.

Las subestaciones están interconectadas entre si 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.

El sistema se encuentra conformado para operar en forma radial, pero construido para poder transferir energía de un lugar a otro dentro del sistema Península mediante un anillo que interconecta las subestaciones Santa Elena SNI, Libertad, La Carolina, 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.

El sistema de distribución primaria esta conformada por 46 alimentadoras a un nivel de tensión de 13.8 KV entre fases o 7.62 KV entre fases y neutro, las redes de media tensión tienen una longitud total de 1.671.2 Km. distribuyéndose de la siguiente manera: 1.319.8 Km. en la Península y 351.4 Km. en Playas.

Las redes de distribución de baja tensión o secundarias tienen una longitud total de 1237.52 Km. con 996.885 Km. en la Península y 240.639 Km. en Playas.

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

Además, cuenta con 24159 luminarias: 20208 en la Península y 3951 en Playas con una capacidad total de 4358 KW repartidos: 3723 KW en la Península y 635 KW en Playas.

En el anexo 1.3 se detalla lo antes mencionado.

### 1.5. Enfoque global de energía.

En la tabla 1.1 se muestra como han sido las evoluciones de los parámetros de la Empresa Eléctrica de la Península de Santa Elena desde el año 1996 hasta el 2004.

<b>Año</b>	<b>ENERGIA DISPONIBLE (MWH)</b>	<b>ENERGIA FACTURADA (MWH)</b>	<b>ENERGIA PERDIDA (MWH)</b>	<b>ENERGIA PERDIDA (%)</b>
1996	190139.5	165650.4	24489.1	12.90%
1997	213626.1	187501.7	26124.4	12.20%
1998	212427	181189.8	31237.2	14.70%
1999	229557.5	184441.9	38971.9	16.98%
2000	243015.5	189257.7	53757.8	22.12%
2001	249359.6	184958.5	64401.1	25.82%
2002	242185.9	178432.7	63753.2	26.33%
2003	262259.7	184725.3	77278.6	29.39%
2004	282333.52	191018.05	90804.05	32.16%

**TABLA 1.1: RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PARAMETROS PERIODOS 1996-2004.**

En la tabla 1.1 se puede observar como han aumentado los porcentajes de pérdidas, observando un gran incremento a partir de la crisis económica que sufrió el país en el año 1999, a partir de ese año se produjeron grandes cambios en el comportamiento de los usuarios de la energía eléctrica: el consumo disminuyó, pero al mismo tiempo la cantidad de conexiones clandestinas (robo y hurto de energía) se incrementaron, lo que produjo un aumento en el porcentaje de pérdidas no técnicas en la EMEPE C.A.

### **1.5.1. Contribución de las pérdidas técnicas y comerciales a las pérdidas globales de la empresa.**

La cantidad de energía perdida en el año 2004 en la Empresa Eléctrica de la Península de Santa Elena fue de **90804.05 Mwh**, lo cual corresponde a un porcentaje de **32.16%**, esto se detalla en el anexo1.4.

En el anexo 1.4 se tienen las pérdidas en Mwh y su porcentaje de pérdidas en el 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 el año 2004 la Empresa Eléctrica de la Península de Santa Elena tuvo **32.16%** de pérdidas de energía divididas en **24.03%** de pérdidas no técnicas y **8.13%** de pérdidas técnicas, en la tabla 1.2 se muestra las pérdidas de energía totales en el año 2004 expresadas en términos relativos.

<b>PERDIDAS</b>	<b>2004</b>
<b>TECNICAS</b>	<b>8.13%</b>
<b>NO TECNICAS</b>	<b>24.03%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>32.16%</b>

**TABLA 1.2: DISTRIBUCIÓN DE LOS PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL 2004.**

Como se puede ver en la tabla 1.2 el porcentaje de pérdidas no técnicas o pérdidas comerciales, es mucho mayor al porcentaje de pérdidas técnicas, por ello es muy importante implementar métodos para reducir estas pérdidas al máximo o reducirlas a un valor aceptable, aunque cualquier pérdida por muy pequeña que sea representa una pérdida económica para la EMEPE.

Las pérdidas económicas del año 2004 fueron de \$ **9'189.369,86**.

Valorando cada Kwh en \$ 0,1012 según el pliego tarifario.

### 1.5.2. Distribución de las pérdidas globales en los sistemas administrativos eléctricos.

La distribución de pérdidas de energía de la EMEPE en el año 2004 según el sistema administrativo eléctrico se detalla en la siguiente tabla 1.3.

<b>SISTEMA</b>	<b>Pérdida de Energía (Kwh.)</b>	<b>% de la Energía Perdida</b>
<b>PENINSULA</b>	71406,54	25,29
<b>PLAYAS</b>	19369,27	6,86
<b>TOTAL EMEPE</b>	<b>90804.05</b>	<b>32.16%</b>

Fuente: Departamento Planificación al año 2004

### TABLA 1.3: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA ELÉCTRICO.

La tabla 1.3 indica que existe mayor porcentaje de pérdida de energía en el sistema eléctrico de la península.

En la tabla 1.4 se presenta cuales son las pérdidas técnicas y comerciales por cada sistema eléctrico.

<b>Sistema</b>	<b>Pérdida de Energía (%)</b>	<b>Pérdidas Técnicas (%)</b>	<b>Pérdidas Comerciales (%)</b>
<b>Península</b>	25,29	6,39	18,9
<b>Playas</b>	6,86	1,73	5,13
<b>EMEPE</b>	<b>32.16%</b>	<b>8.13%</b>	<b>24.03%</b>

\* Proporcionada por Planificación 2004

#### **TABLA 1.4: PÈRDIDAS TÈCNICAS Y COMERCIALES POR SISTEMA ELÈCTRICO EN EL 2004.**

Las pérdidas técnicas como se puede apreciar en la tabla anterior están dentro de valores aceptables, pero se puede notar los porcentajes tan elevados por parte de las pérdidas comerciales, lo cual necesita de una atención urgente.

#### **1.5.3. Características de la demanda en el año 2004.**

Uno de los factores importantes para la EMEPE C.A, es conocer cual es la carga que debe suplir, por lo cual el área de planificación debe proyectar o estimar cual será el consumo año a año para determinar si las condiciones de operación del sistema son óptimas, de lo contrario se buscan soluciones que no afecten el normal funcionamiento del sistema. En las siguientes secciones

se detallará el número de clientes que tiene la EMEPE C.A, así como también la energía disponible y facturada.

#### **1.5.3.1. Número de clientes.**

La EMEPE C.A., tiene en la actualidad 75460 abonados incluyendo 29 autoconsumos. El 91.3% son abonados tipo residencial, el 7.05% son abonados tipo comercial y el 0.48% son abonados tipo industrial, el 0.0066% son de alumbrado público y 1.15% de abonados de otras clases. El 80.6% es servido por el subsistema península y el 19.4% por el subsistema playas.

En la tabla 1.5 se presenta un resumen de todos los abonados.

Tipo de Cliente	Abonados	Consumo	Precio prom. KWh (cent. Usd)	Precio total
-----------------	----------	---------	------------------------------	--------------

	Cantidad	%	Kwh	%		\$	%
Residencial	68898	91.304	72107325	34.74	11,33	8169759,923	39,953
Comercial	5320	7.050.093	31503312	15.178	9,13	2876252,386	14,066
Industrial	369	0.489001	45921415	22.124	8,54	3921688,841	19,178
NIRSA	1	0.001325	16542399	79.699	6,78	1121574,625	5,485
Alum publico	1	0.006626	24213552	11.666	11,12	2692546,982	13,167
Otros	868	1.150.278	17272449	83.216	9,65	1666791,329	8,151
<b>TOTAL</b>	<b>75461</b>	<b>100</b>	<b>207560452</b>	<b>100</b>	<b>9.85</b>	<b>20448614,09</b>	<b>100</b>

**TABLA 1.5: RESUMEN DE ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO**

Como se observa en la tabla anterior los abonados que más control se debe poner es a los de tipo industrial, debido a que estos apenas son el 0.48% de los usuarios y tienen un consumo de 22.12% de la energía eléctrica disponible, facturando un 19.17% del total de los ingresos. Igualmente se debe prestar bastante atención a los abonados comerciales, ya que estos tienen un consumo de 15.17% del total de la energía y un 14.06% del total de los ingresos. Siguiendo el orden de

importancia se debería a continuación poner atención también a los abonados de alumbrado público y otros, ya que estos tienen un consumo del 11.66% y 8.32%, con un ingreso del 13.16% y 8.15% del total respectivamente. Pero sin olvidarnos también de los abonados tipo residencial, ya que estos representan el 34.74% del consumo total y el 39.95% 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.

#### **1.5.3.2. Clasificación por tipo de abonado.**

A continuación se presenta la tabla 1.6 donde se detalla la división de los abonados por tipo de servicio, número de usuarios, consumo, y precio promedio del Kwh.

Tipo de Cliente	Numero Usuarios	Consumo Kwh.	Precio total	Precio prom. KWh (cent. Usd)
Residencial	61899	5805628	591781.76	10.19
Residencial Temporal	6999	1913272	195024.46	10.19
<b>Total residencial</b>	<b>68898</b>	<b>72107325</b>	<b>8169759.92</b>	<b>11.33</b>
Comercial	5114	1261002	110210.33	8.74
Comercial con Demanda	206	1326790	143813.41	10.84
<b>Total comercial</b>	<b>5320</b>	<b>31503312</b>	<b>2876252.39</b>	<b>9.13</b>
Industrial Artesanal	170	37365	3033.89	8.12
Industrial con Demanda 1	40	152578	15045.88	9.86
Industrial con Demanda	160	3455039	340705.1	9.86
<b>Total industrial</b>	<b>369</b>	<b>45921415</b>	<b>3921688.84</b>	<b>8.54</b>
Gran consumidor NIRSA	1			
<b>Total NIRSA</b>	<b>1</b>	<b>16542398.6</b>	<b>1121574.63</b>	<b>6.78</b>
Alumbrado Publico	5	1909493	219601.18	11.5
<b>Total Alum publico</b>	<b>1</b>	<b>24213552</b>	<b>2692546.98</b>	<b>11.12</b>
Autoconsumo Clubes	5	11736	885.14	7.54
Autoconsumo EMEPE	24	66983	5051.9	7.54
Asistencia Social	25	9723	733.31	7.54
Asistencia Social con Demanda	6	39375	4411.49	11.2
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	11.2
Entidades Oficiales	95	76914	5800.9	7.54
Entidades Oficiales con demanda	16	410381	45978.25	11.2
Entidades Oficiales Municipales	162	123503	9314.67	7.54
<b>Total otros</b>	<b>868</b>	<b>17272449</b>	<b>1666791.33</b>	<b>9.65</b>
<b>TOTAL</b>	<b>75460</b>	<b>207560452</b>	<b>20448614.1</b>	<b>9.85</b>

**TABLA 1.6: ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO.**

Como se puede apreciar en la tabla anterior el consumo total que tuvo la EMEPE C.A. en el año 2004 fue **207560452 KWH** con un valor total de **\$20448614.1** a un precio medio de 10.12 centavos de dólar por KWH.

### 1.5.3.3. Energía disponible.

La energía que dispone la EMEPE C.A y que se muestra en la tabla 1.7 es la energía que cuenta en cada mes para dar servicio a todos sus usuarios, la EMEPE dispone de energía comprando al SIN o generando desde sus propios generadores ya que cuenta con generadores ubicados en la libertad, posorja y playas las mismas que se detallan a continuación:

- Energía Comprada
- Energía Generada ( Libertad )
- Energía Generada ( Playas )

Mes	Energía Recibida del MEM (Mwh)	Energía Bruta LIBERTAD(Mwh)	Energía Bruta POSORJA(Mwh)	Energía Disponible (Mwh)
Ene	25 592.56	168.48	-	25 592.56
Feb	25 853.24	474.9	-	25 853.24
Mar	27 473.87	251.8	-	27 473.87
Abr	25 680.23	265.62	-	25 680.23
May	23 552.38	192.77	3.6	23 552.38
Jun	21 869.17	171.79	-	21 869.17
Jul	20 537.05	189.3	-	20 537.05
Ago	22 058.60	257	28.2	22 058.60
Sep	21 445.29	263.94	185.8	21 445.29
Oct	21 966.79	880.51	132.8	21 966.79
Nov	21 925.94	471	93.9	21 925.94
Dic	24 378.40	496.51	89.36	24 378.40
	<b>282 333.52</b>	<b>131.493.34</b>	<b>131.493.34</b>	<b>282 333.52</b>

**TABLA 1.7: ENERGIA DISPONIBLE EN EL 2004.**

En la tabla 1.7 se observa como la EMEPE obtiene la energía para dar servicio a sus clientes, además se observa cuando la empresa compra mayor cantidad de energía que son en los meses Diciembre hasta Mayo esto se debe a que el consumo aumenta en estos meses a causa de la temporada de playa, además de considerar la época de invierno en donde el calor aumenta y las personas se ven en la necesidad de utilizar electrodomésticos como ventiladores o acondicionadores de aire.

#### **1.5.3.4. Energía facturada.**

La energía total facturada por la EMEPE es la energía que se factura a los usuarios, la factura depende del tipo de abonado sea este residencial, comercial, industrial, alumbrado público, y otros tipos como son: hospitales, ministerios públicos, etc., y además la energía reconocida por peaje que se tiene que cobrar al gran consumidor NIRSA.

En la tabla 1.8 se presenta la energía total facturada durante el 2004:

<b>Mes</b>	<b>Energía Facturada (Mwh)</b>	<b>Energía reconocida por peaje (Mwh)</b>	<b>Energía Total Facturada (Mwh)</b>
Ene	16 498.48	51.15	16 549.63
Feb	18 582.77	53.7	18 636.47
Mar	19 578.26	58.4	19 636.66
Abr	17 324.08	55.52	17 379.59
May	15 533.21	43.67	15 576.88
Jun	15 354.58	44.69	15 399.27
Jul	13 716.09	40.73	13 756.82
Ago	14 759.85	32.59	14 792.44
Sep	14 981.95	26.08	15 008.02
Oct	14 346.03	32.37	14 378.40
Nov	14 266.85	31.97	14 298.82
Dic	16 075.93	40.56	16 116.48
	<b>191 018.05</b>	<b>511.43</b>	<b>191 529.48</b>

**TABLA1.8: ENERGIA FACTURADA EN EL 2004.**

Como se observa en la tabla anterior la energía total facturada fue de **191 529.48 Kwh**.

#### **1.5.3.5. Precios medios de energía mensual por tipo de cliente (USDc/Kwh).**

El precio medio de energía mensual es el valor que se debe pagar por cada Kwh de consumo cada tipo de usuario, este valor viene dado en el pliego tarifario y es fijado por el CONELEC (Consejo Nacional de Electrificación) dos veces al año este valor depende del

nivel de tensión con que el usuario se sirve de la energía, en la tabla 1.9 se detalla lo antes mencionado.

<b>Grupo de Tarifas</b>	<b>Residencial</b>	<b>A.Público</b>	<b>Comercial</b>	<b>Industrial</b>	<b>Otros</b>	<b>Total Regulado</b>
<b>Ene</b>	11.32	11.60	9.29	8.80	13.11	<b>10.61</b>
<b>Feb</b>	11.41	11.53	9.22	8.89	8.96	<b>10.20</b>
<b>Mar</b>	11.48	11.55	9.23	8.47	11.23	<b>10.34</b>
<b>Abr</b>	11.39	10.99	8.86	7.95	9.88	<b>9.89</b>
<b>May</b>	11.31	11.01	8.77	8.45	8.04	<b>9.81</b>
<b>Jun</b>	11.36	10.99	9.09	7.96	8.57	<b>9.78</b>
<b>Jul</b>	11.27	10.97	9.23	8.89	11.08	<b>10.38</b>
<b>Ago</b>	11.46	11.01	9.65	8.44	8.49	<b>10.05</b>
<b>Sep</b>	11.01	10.96	9.34	8.81	9.87	<b>10.12</b>
<b>Oct</b>	11.28	10.98	9.10	9.52	10.88	<b>10.45</b>
<b>Nov</b>	11.32	10.99	8.96	8.57	8.81	<b>10.03</b>
<b>Dic</b>	11.28	10.96	8.91	8.29	8.04	<b>9.74</b>
<b>Medio</b>	<b>11.33</b>	<b>11.12</b>	<b>9.13</b>	<b>8.54</b>	<b>9.65</b>	<b>10.12</b>

**TABLA1.9: PRECIOS MEDIO DE ENERGIA MENSUAL EN EL  
2004**

# **CAPITULO II.**

## **PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

### **2.1. Introducción.**

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, pero sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables, según las características técnicas de los elementos que constituyen el sistema de distribución.

Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones, al manejo y conducción de la energía eléctrica. Son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga suplida.

### **2.2. Naturaleza y origen de las pérdidas técnicas.**

Las pérdidas técnicas son provocadas por la resistencia que presentan los elementos que conforman el sistema eléctrico, estos elementos van desde el punto de generación hasta los elementos que conectan al usuario final.

Existen pérdidas por transmisión de energía a alto voltaje (efecto corona) y las pérdidas en las líneas de distribución (efecto joule) dentro de las

ciudades, pueblos y áreas rurales (distribución primaria y secundaria), así como también pérdidas en los transformadores de las subestaciones y de distribución (pérdidas por corriente parásita e histéresis).

### **2.3. Clasificación**

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.

#### **2.3.1. Pérdidas en generación.**

Las pérdidas en generación son las producidas por corrientes foucalt, histéresis, y joule.

#### **2.3.2. Pérdidas en transmisión.**

Las pérdidas en las líneas de subtransmisión son producidas por el efecto joule, este efecto se presenta en forma de calor a lo largo de toda la longitud de la línea.

### **2.3.3. Pérdidas en distribución.**

Las pérdidas en líneas de distribución son producidas por la circulación de corriente en los conductores produciendo calentamiento debido al efecto joule.

Las pérdidas en líneas de distribución están divididas en:

- Pérdidas en alimentadores primarios.
- Pérdidas en circuitos secundarios.

## **2.4. Análisis de las causas que producen las pérdidas técnicas.**

Las pérdidas que ocurren en los diferentes elementos que componen un sistema eléctrico son producidas por diferentes causas como por ejemplo el efecto térmico, el efecto magnético, y el efecto eléctrico, y los diferentes efectos tienen mucho que ver con el nivel de tensión con el que se está alimentando el elemento.

A continuación se explican las causas por las que ocurre las pérdidas de potencia en los diferentes elementos.

### **2.4.1. Pérdidas por Efecto Corona.**

Las pérdidas por Efecto Corona son producidas cuando un alto campo eléctrico local ioniza el aire y causa la excitación de las moléculas de nitrógeno, conduciendo a la emisión de radiación

UV. Esta ionización ocurre cuando el electrón viaja suficientemente rápido, de esta manera el campo eléctrico excede su valor crítico. Este fenómeno se lo puede percibir como un ruido, es decir, que es perfectamente audible, cuya intensidad aumentará cuanto mayor sea la cantidad de voltaje que soporten los conductores.

En algunas circunstancias este fenómeno también puede ser óptimamente percibido, pero a partir de ciertos valores de voltajes muy altos, con cierta coloración violácea.

El efecto Corona guarda una estrecha relación con la posición y material de los conductores, tensión de línea, frecuencia y condiciones atmosféricas.

#### **2.4.2. Pérdidas por Histéresis.**

Las pérdidas por histéresis ocurre cuando un material ferromagnético que ha estado expuesto a un campo magnético cesa repentinamente, este posee un valor residual diferente de cero, por lo cual es necesario desimantarlo con un campo contrario al inicial, produciendo de esta manera un retardo o inercia.

Este fenómeno se presenta en los elementos que forman el circuito magnético de los transformadores ya sea de potencia o distribución.

#### **2.4.3. Pérdidas por Corrientes de Foucault.**

Las pérdidas por corrientes de foucault ocurren cuando circula corriente alterna a través de una bobina arrollada sobre un núcleo de hierro, en este se inducirá una FEM, como el hierro es conductor permitirá la circulación de una corriente en el núcleo y esta se representa como calentamiento.

#### **2.4.4. Pérdidas por Efecto Joule.**

Las pérdidas por Efecto Joule ocurre cuando por un conductor circula corriente, manifestándose en este la presencia de calor, esto se debe al choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor. Este fenómeno se define como la Potencia es igual a la resistencia del conductor por el cuadrado de la corriente que pasa por dicho conductor.

En la siguiente expresión se detalla lo antes mencionado.

$$P = I^2 * R$$

# **CAPITULO III.**

## **PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.**

### **3.1. Introducción.**

Las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía desde el punto de vista técnico. En efecto esta energía es utilizada para realizar alguna actividad por parte de los usuarios, sea este para actividades domésticas, comerciales o manufactureras. Los usuarios pueden estar o no registrados en la empresa de distribución, la misma que es la encargada de distribuir la energía eléctrica, y por ello recibe solo parte o ninguna retribución por la prestación del servicio, ocasionándole así una pérdida económica.

Por ciertas causas que más adelante se analizarán una parte de esta energía efectiva no es facturada, por tanto la energía no facturada constituye el primer componente de las pérdidas no técnicas.

### **3.2. Naturaleza y origen de las pérdidas no técnicas.**

Las pérdidas no técnicas resultan de la gestión entre cliente – empresa, el origen de éstas pérdidas se da en cada una de las etapas que normalmente se siguen para dar servicio al abonado: la primera etapa consiste en dar servicio al usuario, los mismos que tienden a adulterar

sus equipos de medición y peor aun con la crisis económica del año 1999 que origino un severo aumento en las conexiones clandestinas, la segunda etapa es identificar al cliente con sus datos exactos lo que origina retraso en la instalación del medidor produciendo pérdidas no técnicas, la tercera etapa consiste en obtener el consumo exacto mes a mes pero existen adulteraciones en los equipos de medición lo que origina igualmente pérdidas no técnicas, la cuarta etapa consiste en facturar lo registrado por el medidor pero por razones antes mencionadas de adulteraciones se obtendrá un valor erróneo lo que también produce pérdidas no técnicas, la quinta etapa consiste en cobrar lo facturado en el plazo mas corto, pero hay clientes que no pagan sus planillas por argumentar el alto valor en las mismas lo que origina también perdidas no técnicas.

En vista de los problemas indicados la empresa ha implementado un sistema de convenio de pagos de clientes morosos para recuperar parcialmente la cartera vencida.

Finalmente una parte de las facturas no pagadas pasa cada año a facturas incobrables. De lo expuesto se tiene que la energía no facturada, más los gastos financieros (los que se obtienen por la gestión

de deuda de los clientes) y más las facturas incobrables, constituyen la pérdida no técnica de la empresa.

La revisión de las instalaciones de medida y acometidas constituye la herramienta más efectiva para la detección de infractores y para el control de las pérdidas no técnicas, al igual que las pérdidas técnicas. La evaluación y localización de las pérdidas no técnicas involucran técnicas de muestreo estadístico y extrapolación de resultados.

### **3.3. Clasificación.**

Existen varios criterios para diferenciar las pérdidas no técnicas pero partiendo del análisis sobre la naturaleza y origen de esta clase de pérdidas y basándose en dichos criterios se las puede clasificar de la siguiente manera:

#### **3.3.1. Administrativas.**

Las deficiencias en la gestión administrativa de una empresa distribuidora generalmente lleva a un incremento de las pérdidas no técnicas las mismas que son un reflejo de:

- Organización y eficiencia empresarial.
- Recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial.

- Controles y seguimientos de los procesos administrativos y de gestión de la clientela.

El departamento de facturación contribuye directa e indirectamente, a la disminución de las pérdidas no técnicas de energía por lo cual debería tomar acción para disminuirlas. Estas pérdidas corresponden a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa distribuidora como son:

- a) Errores en la medición de consumo.
- b) Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos tales como:
  - Medidores instalados pero no ingresados al sistema de cómputo.
  - Medidores ingresados al sistema de cómputo pero sin embargo no registran consumos.
  - Medidores instalados hace varios años, los mismos que recién salen facturas.
  - Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
  - Falta de registro adecuado de los consumos propios.

- Errores y/o atrasos en los registros y censos de alumbrado público.

### **3.3.2. Fraude y hurto.**

El robo y hurto de energía se puede definir como la arbitrariedad por parte del usuario de manipular la red de energía eléctrica, o la acometida antes de llegar al medidor para utilizar la energía sin pagar por ello.

## **3.4. Análisis de las causas que producen las pérdidas no técnicas.**

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.

### **3.4.1. Pérdidas por administración.**

Estas pérdidas son producidas en los diferentes procesos administrativos propio de la empresa, en la siguiente sección se hará énfasis con el proceso de contratación de servicio nuevo ya que aquí es donde surge la relación comercial entre el usuario y la empresa.

### **3.4.1.1. Proceso de contratación para clientes residenciales.**

En el proceso de contratación el cliente puede solicitar los siguientes servicios:

- Medidor nuevo para servicio residencial >10 Kw.
- Medidor nuevo para servicio residencial temporal >10 Kw.
- Medidor nuevo para servicio residencial <10 Kw.
- Medidor nuevo para servicio residencial temporal <10 Kw.
- Cambio de Propietario.
- Cambio de medidor por Carga.
- Cambio de Medidor por Daño.
- Reubicación de Medidor.
- Reubicación o Cambio de Acometida.
- Cambio de Domicilio.
- Retiro de Solicitud por el Cliente.

A continuación se detallan todos los pasos para obtener uno de los servicios antes mencionados en este proceso administrativo:

- 1) Verificar los documentos del cliente.

- 2) Llenar la solicitud con sus datos.
- 3) Se dirige a ventanilla respectiva para cancelar el valor de la inspección.
- 4) Cancela la Inspección.
- 5) Retorna a servicio nuevo.
- 6) Entrega y revisión de la copia de cancelación.
- 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 a servicio nuevo.
- 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 a servicio nuevo.

- 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.-**

Para obtener el servicio la persona debe acercarse al departamento de contratación y presentar los siguientes documentos:

Si el cliente tiene casa propia:

- Fotocopia de cédula de identidad.

- Copia de registro del predio (Titulo de Propiedad).

Si el cliente alquila en el inmueble:

- Contrato de arrendamiento (Notarizado).
- Dirección o ubicación del sector.

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.

## **Paso 2: Llenar la solicitud con sus datos.-**

Con los documentos ya revisados se procede a llenar el formulario con los datos del cliente tales como nombre, número de cédula, tipo de cliente (residencial, comercial, industrial), dirección exacta de su domicilio, una referencia adicional para ubicar el domicilio es recomendable, ya que en la zona no existe nombre

especifico de las calles, por ser en su mayoría una zona rural.

**Paso 3: Se dirige a caja a cancelar el valor de la inspección.-**

El cliente se dirige a ventanilla 5 a cancelar el valor de la persona encarga de la inspección, el cliente tiene que recorrer 10 metros aproximadamente.

**Paso 4: Cancela la inspección.-**

El cliente cancela el valor de \$1,75 por la inspección del motorizado.

**Paso 5: Retorna a nuevo servicio.-**

Una vez cancelado el valor, el cliente retorna a las oficinas de nuevo servicio.

**Paso 6: Entrega y revisión de la copia de cancelación.-**

La persona encargada de servicio nuevo receipta la copia de cancelación y además notifica cliente el día en que deberá acercarse a las oficinas, para conocer si fue aprobado o no la solicitud.

**Paso 7: Ingreso a base de datos.-**

Se ingresa la información en la base de datos perteneciente al departamento de contratación obtenida en la solicitud que el cliente lleno anteriormente haciendo las correcciones respectivas y observaciones.

**Paso 8: Se Envían las solicitudes al departamento de operaciones comerciales.-**

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

**Paso 9: Ordenar y clasificar solicitudes por ruta de inspección.-**

Una vez receptadas las solicitudes son clasificadas por ruta de inspección, es decir, se ubican 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. Para llevar a cabo las inspecciones deben de haberse receptado como mínimo 10 solicitudes de lo contrario no se realizan las inspecciones.

**Paso 10: Traslado a los lugares de inspección.-**

Una vez asignadas las órdenes de inspección por ruta cada inspector realizará su recorrido en motos, 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.

Para la zona de La libertad, Salinas, se asigna un inspector y para la zona que corresponde a Santa Elena sector norte se asigna otro inspector.

**Paso 11: Inspección del domicilio.-**

Una vez en el domicilio el inspector procede a examinar la instalación, para que la inspección tenga éxito el usuario debe cumplir los siguientes requisitos:

- 1.- El lugar donde se va a realizar la instalación del medidor debe de poseer una base o tabla con una dimensión de 0,3x0,3 m a una altura de 1,6m.
- 2.- Un breaker bipolar.
- 3.-Un cable para la salida del medidor.

El tiempo que tarda la inspección es de 8 a 10 minutos aproximadamente.

**Paso 12: Retorna al departamento de operaciones comerciales.-**

Una vez terminada la inspección el inspector retorna al departamento de operaciones comerciales.

**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.

**Paso 14: Entrega de resultados a servicio nuevo.-**

Una vez ingresada la información de la inspección se entregan los resultados a servicio nuevo, el tiempo de entrega de los resultados de las inspecciones es máximo al día siguiente para continuar con el trámite pertinente.

**Paso 15: Cliente asiste a ver resultado de inspección.-**

El cliente debe acercarse después de cuatro días de haber ingresado la solicitud para conocer si la solicitud fue aprobada, este paso depende exclusivamente del cliente debido a que puede detener todo el proceso durante varios días si este no acude a la Empresa.

**Paso 16: Revisión de resultados.-**

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.

Para obtener el servicio de energía eléctrica en edificios es otro procedimiento debido a que esta sujeto a la aprobación de planos eléctricos o memorias técnicas y dependiendo de la carga instalada.

El tiempo promedio de la aprobación de 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.

**Paso 17: Se dirige a cancelar el valor del contrato al departamento de cobranza.**

El cliente se dirige al departamento cobranza para cancelar su factura.

**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 a servicio nuevo.-**

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

**Paso 20: Entrega de comprobante y firma contrato.-**

El cliente entrega el comprobante de pago y procede a firmarlo para legalizar el documento.

**Paso 21: Se envían los contratos al departamento de operaciones comerciales y facturación.-**

Se envían los contratos al departamentos de operaciones comerciales y facturación para asignar los códigos como nuevo abonado y posteriormente la instalación del medidor.

**Paso 22: Ordenes de trabajo y asignación de cuadrillas.-**

La autorización ingresada permite la asignación de las órdenes de trabajo para las cuadrillas en función de la ubicación del domicilio además de los equipos (medidor, acometida, etc.).

**Paso 23: Verificar los materiales en bodega.-**

El jefe de la cuadrilla se dirige a la bodega a retirar los elementos respectivos para la instalación, si los elementos no se encuentran en stock debe hacerse el pedido al departamento de operaciones comerciales.

**Paso 24: Traslado de cuadrilla a los domicilios para la instalación del medidor.-**

La cuadrilla se dirige al domicilio según la ruta asignada, el traslado lo realizan por medio de camiones debidamente equipados 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.

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.

En el anexo 3.1 se presenta el flujo grama del proceso actual de contratación.

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.

Aquí 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.

#### **3.4.1.2. Eficiencia del proceso de contratación para clientes residenciales.**

En todo proceso se debe conocer cual es su eficiencia, para ello en el Proceso de Contratación 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 el anexo 3.2 se presenta la hoja de trabajo donde se hace la descripción del proceso en función del flujo, es

decir, cuando consiste de una operación, transporte, demora, inspección, almacenaje y retrabajo, así como también el tiempo que le tomo a cada uno de ellos en realizarse.

La tabla 3.1 recopila el total de flujos, número de pasos, y tiempo obteniendo una mejor información cuantitativa del proceso y obtener la eficiencia del mismo.

Paso	Flujo	Pasos	T(min)
Operación	○	5	1492
Transporte	➔	8	664
Demora	◐	6	4809
Inspección	□	3	16
Almacenaje	▽		0
Retrabajo	Ⓜ	3	24
<b>Total</b>		<b>25</b>	<b>7005</b>

**TABLA 3.1: RESUMEN DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.**

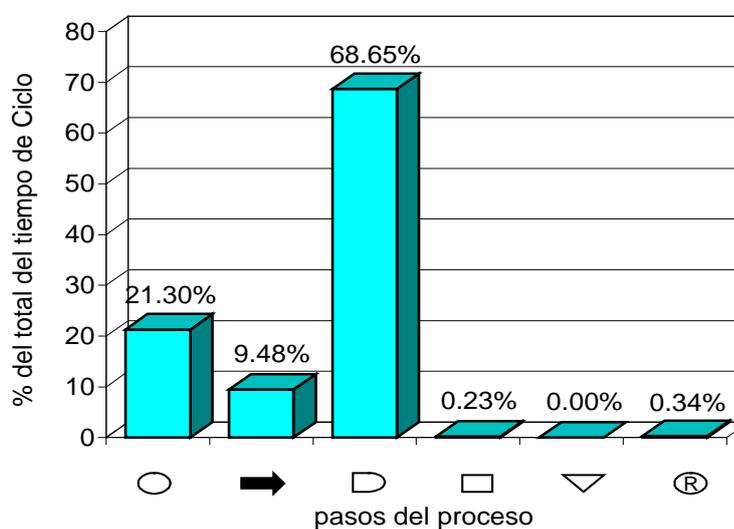
El tiempo total que tarda en efectuarse el proceso es 7005 minutos, pero el tiempo de operación es de 1492

minutos con lo que se calcula la eficiencia del proceso mediante la siguiente expresión.

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

Con lo que se tiene una eficiencia del 21.30 %, lo que demuestra de la deficiencia del proceso actual.

El siguiente grafico ilustra el porcentaje de tiempo de cada paso para completar el proceso.



**GRÁFICO 3.1: PORCENTAJES DE TIEMPO DE CADA PASO PARA SERVICIO DE CONTRATACION.**

El paso que mas tiempo toma en ejecutarse es el paso de “Demora” donde se tiene el 68.65% del tiempo total, 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 retrasos en unos casos, pero en otros casos es indispensable como por ejemplo la inspección del domicilio ya que es necesario conocer el sitio donde se va a solicitar el servicio.

#### **3.4.2. Pérdidas por fraude y hurto.**

Las perdidas por robo y hurto es otra problemática que afrontan las empresas eléctricas en particular la EMEPE C.A, de tal modo que se debe de tomar medidas para disminuir estas pérdidas ya sea concientizando a las personas o tomando otras medidas que no permita conectarse a las redes de distribución de lo contrario las empresa debe tomar medidas legales con las personas reincidentes, más adelante se verán las diferentes técnicas que aplican las personas para el hurto de la energía.

### **3.4.2.1. Pérdidas por conexiones ilegales.**

Son aquellas conexiones que se realizan a las redes de distribución sin el respectivo equipo de medición y sin la previa autorización de la Empresa, este problema continuará si la empresa no toma las medidas correspondientes, por ejemplo que la empresa inicie programas agresivos de prevención de la sustracción de energía.

Se puede considerar varias las causas que originan las conexiones ilegales siendo las más importantes:

- Redes de distribución de fácil acceso de terceros.
- Carencia de un sistema legal claro que tipifique la sustracción de energía como delito.
- Falta de apoyo de organismos oficiales para contrarrestar la sustracción de energía.
- Hay que sumar una causa muy importante, la que corresponde a los usuarios de baja situación económica los mismos que por falta de dinero no pueden pagar planillas de consumo de energía eléctrica, por esta razón estos usuarios se

conectan ilegalmente ya que la energía eléctrica es una necesidad importante.

#### **3.4.2.2. Pérdidas por adulteración en los equipos de medición.**

Los equipos de medición (medidores) son aparatos cuya función principal es registrar el consumo de energía de un abonado, pero el medidor en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor consumido, esto se debe a que el equipo de medición ha sufrido alteraciones internas o externas.

A continuación se mencionan los diferentes tipos de fraudes eléctricos que más se cometen por parte de los usuarios:

##### **◆ Borneras Puenteadas**

Consiste en utilizar un conductor en paralelo a la bobina de corriente del medidor para que la corriente se desvíe pero este método tiene sus limitaciones ya que el conductor presenta resistencia al paso de

corriente por lo que para que sea un valor considerable se tiene que utilizar un conductor de mucho mas calibre por lo que a veces este método no es factible.

Pero igual esto constituye una energía no registrada por el medidor lo que resulta en pérdidas económicas, en la figura 3.1 se muestra lo antes mencionado.



**FIGURA 3.1: MEDIDOR CON BORNERAS PUENTEADAS.**

Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de los sellos de la tapa bornera.
- Manipulación de los elementos de la bornera con riesgo de producir cortocircuitos.

#### ◆ **Desconexión de bobinas internas**

Consisten en cortar el cable de alimentación de una o más bobinas de tensión del medidor.

Los daños que producen este tipo de fraude son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa – medidor).
- Manipulación y corte del cableado interno.

En la figura 3.2 se muestra este tipo de infracción.



**FIGURA 3.2: MEDIDOR CON PUENTE DE BOBINA ABIERTO.**

◆ **Cojinete apretado**

Consiste en manipular la base del cojinete inferior (doble zafiro), apretándolo un poco, lo que impide que el disco gire normalmente. El disco girara cuando haya una corriente apreciable. Por lo general se deja de registrar más del 45% del consumo real del abonado.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa – medidor).
- Manipulación de las partes internas del medidor.

◆ **Registrador de otras características.**

Existen casos de extrema tecnificación en el contrabando de energía que cambian por completo el registrador del medidor, variando con ello la relación de número de vueltas del medidor, para registrar un kilovatio-hora, es decir, el Kh propio del medidor.

Esto es un trabajo propio del personal de la empresa o ex trabajadores que conocen como efectuar esta contravención, de esta forma modifican la constante de medición del medidor beneficiando al cliente. Este tipo de fraude tiene como limite que solo es posible realizar en medidores de la misma marca.

Los daños son los siguientes:

- Violación de sellos de seguridad (tapa medidor).
- Manipulación de partes internas del medidor (integrador).
- Sustitución de componentes.



**FIGURA 3.3: MEDIDOR CON REGISTRADOR DE OTRAS CARACTERISTICAS.**

◆ **Engranaje integrador dañado**

Es una versión mejorada del fraude anterior pero si se quiere menos original por la poca delicadeza en su ejecución. Y consiste en cortar una porción del engranaje más pequeño para de esta forma permitir por un lapso de tiempo, que el engranaje mayor no trabaje y en consecuencia deje de arrastrar los números del integrador. Hasta que nuevamente hace contacto y se normaliza el funcionamiento de registro

de carga. Se deja de facturar más del 50% de la energía consumida.

Los daños son los siguientes:

- Violación sellos de seguridad (tapa- medidor)
- Manipulación de partes internas del medidor
- Rotura de componentes del medidor (engranaje de plástico).

◆ **Perforación del vidrio.**

Con el propósito de introducir objetos extraños dentro del mecanismo interno del medidor para paralizar el giro del disco, se perfora el vidrio de los medidores.

También se puede servir esta contravención para controlar internamente la bobina de voltaje del medidor mediante algún mecanismo de control.

En la figura 3.4 se observa este tipo de infracción.



**FIGURA 3.4: MEDIDOR CON VIDRIO PERFORADO.**

◆ **Medidor Invertido.**

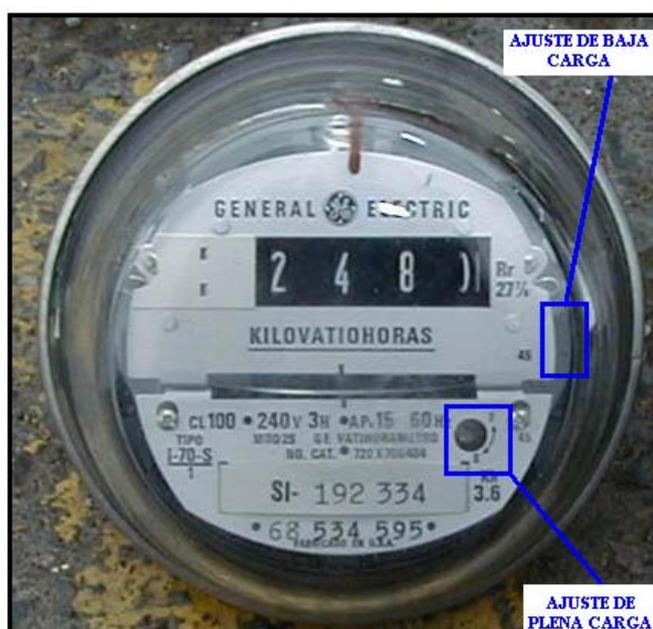
Los medidores son instrumentos electromagnéticos que se construyen bajo ciertas condiciones de funcionamiento, si este se lo coloca en una posición vertical resulta obvio que al sufrir una inversión se producirán errores en la medición.

◆ **Ajustes Movidos.**

Los medidores poseen diferentes ajustes que pueden ser regulados para garantizar el buen funcionamiento

de los medidores los cuales pueden ser manipulados, ocasionando errores. En esta contravención se pueden considerar los siguientes:

- Ajuste de plena carga.
- Ajuste de baja carga.
- Ajuste de factor de potencia.



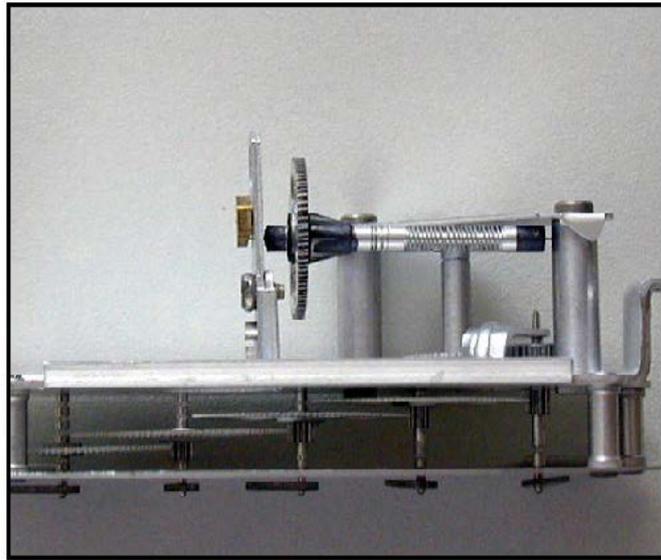
**FIGURA 3.5: MEDIDOR CON AJUSTES MOVIDOS.**

**◆ Suspensión Floja.**

Debido a que el disco gira montado en un eje el cual descansa sobre unos pilotes. Es común aflojar dicha suspensión, de tal forma que el medidor roce con los imanes permanentes o a su vez puede ser ajustado en exceso contra el perno sin fin, lo que ocasiona problemas en el registro de energía.

**◆ Registrador Manipulado.**

Al manipular el registrador equivale a bajar lecturas, lo que es muy difícil de detectar y comprobar. Por lo expuesto, se debe llevar un control muy exigente de los sellos del medidor.



**FIGURA 3.6: MEDIDOR CON REGISTRADOR  
MANIPULADO.**

◆ **Utilización de Imán Permanente.**

Esta es otra forma de fraude ingeniosa por parte de los infractores, consiste en utilizar un imán permanente, para ello se debe ubicar el imán permanente en la parte superior del medidor, de tal forma que la ubicación produzca un flujo contrario al flujo del medidor, para de esta manera poder frenar el disco.

#### ◆ Eje y Disco Torcido.

Con esta contravención lo que se busca es producir roce entre el disco y los imanes permanentes, produciendo con esto errores en la medición.

#### 3.4.2.2.1. Adulteraciones más comunes.

Para definir las adulteraciones mas comunes es necesario clasificar a los usuarios, por ello se los ha clasificado en clientes residenciales de alto consumo y clientes residenciales de bajo consumo.

##### **Clientes residenciales de alto consumo:**

la forma de robo y hurto de energía por parte de este tipo de usuario es la de intervenir el medidor de una manera ingeniosa, debido a que cuentan con los recursos para contratar personas especializadas en este tipo de trabajo, por lo general son personas que pertenecen a la empresa o personas que trabajaron anteriormente en la empresa.

A continuación se detallan las formas más comunes de intervención de este tipo de usuario:

- Medidor con ajustes movidos.
- Medidor con registrador manipulado.
- Medidor con registrador de otras características.

**Clientes residenciales de bajo consumo:**

La forma de robo y hurto de energía por parte de este tipo de usuario es la de intervenir directamente en el medidor, a continuación se detallan las formas más comunes de intervención de este tipo de usuario:

- Medidor con borneras puenteadas.
- Medidor con vidrio perforado.
- Medidor manipulado con imán permanente.

# CAPITULO IV.

## CÁLCULOS DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES EN LA EMEPE EN EL AÑO 2004.

### 4.1. Cálculos de pérdidas técnicas.

Este capítulo esta orientado al cálculo de pérdidas técnicas y comerciales en los diferentes componentes del sistema de distribución, mediante la metodología que se desarrollará en éste capítulo se procederá al cálculo de perdidas de potencia y energía.

#### 4.1.1. Cálculos de pérdidas en líneas de subtransmisión.

Para efectuar los cálculos Se expondrá la metodología para el cálculo de pérdidas de potencia como de energía mensual ocurridas en el 2004 es necesario recopilar información, plantear la metodología a seguir, efectuar los cálculos respectivos y finalmente concluir los resultados, las pérdidas asociadas con las líneas de subtransmisión son básicamente las pérdidas por efecto Joule obtenidos.

##### 4.1.1.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.

Para el cálculo de las pérdidas en el sistema de subtransmisión se procedió a recopilar lo siguiente:

- Diagramas unifilares del sistema [Pplayas](#) y sistema [Ppenínsula](#) con el fin de conocer y tener una descripción de sus configuraciones.

En el anexo 4.1 y anexo 4.2 se muestran los diagramas unifilares de los sistemas península y sistema playas respectivamente.

- Características técnicas y longitudes de las líneas que conforman el sistema de subtransmisión.

En la tabla 4.1 se detallan las características técnicas de las líneas de subtransmisión así como sus longitudes.

Línea(69KV)	Calibre 5005 AAC	Circuitos (#)	Límite térmico (MW)	Longitud (km)
Capaes	336,4	1	47,8	4
Cerecita	312,8	1	47,8	43
Chanduy	394,5	1	53,8	16
Chipipe	312,8	1	47,8	4,5
Colonche	312,8	1	47,8	30
Interc	394,5	1	47,8	2,5
Libertad	394,5	1	53,8	7,6
Manglaralto	266	1	53,8	30
Petro	394,5	1	29,9	0,8
Posorja	312,8	1	47,8	16
Salinas	394,5	1	47,8	10
Carolina	394,5	1	47,8	3,16
Sta. Rosa	312,8	1	47,8	3,32
S. Vicente	394,5	1	47,8	7,6
Playas	312,8	1	47,8	4,5

**TABLA 4.1: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.**

- Las curvas de carga del 2004 del Sistema Eléctrico EMEPE C.A., se la obtiene en cada una de las subestaciones ya que cuentan con un sistema de medición de potencia activa, reactiva, y factor de potencia.

El sistema de medición registra hora a hora la demanda consumida durante las 24 horas, en cada subestación existen tres operadores divididos en tres turnos, cada turno de 8 horas en cada turno se encargan de registrar los parámetros de

lectura en una bitácora que mensualmente es llevada al centro de digitación, donde se encargan de ingresar la información en el computador.

En el anexo 4.3 se presenta las curvas de cargas de demanda máxima mensual por subestación en el año 2004.

#### **4.1.1.2. Metodología para el cálculo.**

Con los datos obtenidos de curvas de carga, características técnicas de las líneas, longitudes, y diagramas unifilares se procede a ingresar la información en el computador valiéndose del programa POWER WORLD, el mismo que es un programa de simulación que permite obtener los parámetros de pérdidas en las líneas de subtransmisión.

Para efectuar los cálculos se procede de la siguiente manera:

1. De la información de las curvas de carga se obtiene la demanda máxima mensual en cada barra de las subestaciones.

2. La demanda máxima mensual de cada barra es ingresada en el programa de simulación POWER WORLD.
3. Se simula el flujo de carga para obtener las pérdidas en cada línea.

#### 4.1.1.3. Pérdidas de potencia.

El programa de simulación POWER WORLD calcula las pérdidas de potencia en cada línea que conforma el sistema tanto del sistema playas como del sistema península, para ello se ingreso el día de demanda máxima mensual de cada mes del año 2004, para calcular las pérdidas del resto de los días se utilizo el programa EXCEL, para ello se valió de la siguiente expresión:

$$Perd.actual = Perd.calcu * \left( \frac{Carga.actual}{Carga.anterior} \right)^2$$

Donde:

<i>Perd actual:</i>	Pérdidas que se desea obtener
<i>Perd calcu:</i>	Perdida calculada
<i>Carga actual:</i>	Carga actual.
<i>Carga anterior:</i>	Carga anterior

Esta fórmula es válida debido a la configuración de ambos sistemas siendo este de tipo radial, esta fórmula permite obtener un grado de exactitud del 99%, el porcentaje de exactitud se comprobó ingresando datos de carga de cualquier día y de cualquier mes en el programa de simulación POWER WORLD dando como resultado un valor bastante próximo al valor obtenido con el programa EXCEL.

En el anexo 4.4 se detallan las pérdidas de potencia para el día de demanda máxima mensual.

#### 4.1.1.4. Pérdidas de energía.

Una vez obtenidas las pérdidas de potencia mensual se procedió al cálculo de pérdidas de energía mensual con la siguiente expresión:

$$E = \sum_{K=1}^n P * t [MWH]$$

Donde:

$E$ : Pérdidas de energía

$t$ : Periodo de estudio.

$P$ : Pérdida de potencia.

En el anexo 4.5 se detallan las pérdidas de energía mensual.

#### **4.1.2. Cálculo de pérdidas en transformadores de potencia.**

Las pérdidas asociadas con los transformadores tienen dos componentes las pérdidas en vacío debido a la enegización del transformador y las pérdidas de cobre debido a la circulación de la corriente por los devanados del transformador, las pérdidas técnicas dependen del material que están contruidos los transformadores.

##### **4.1.2.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

Para el cálculo de pérdidas se procedió a la recopilación de la siguiente información:

1. Las curvas de cargas de cada barra a la salida del transformador.
2. Las características técnicas de los transformadores esto implica las pérdidas en vacío y a plena carga.

En la tabla 4.2 se detallan las características técnicas de los transformadores de potencia que conforman las

14 subestaciones del sistema eléctrico de la EMEPE  
C.A.

		Potencia de Transformadores (MVA)		Pérdidas (Kw.)	
Subestación	Transformador	Solo aire (OA)	Aire forzado (FA)	En Vacío	A Plena Carga
Capaes	Capaes	5.00	6.25	7.89	28.00
Cerecita	Cerecita	5.00	-	6.86	34.00
Chanduy	Cedege	3.75	5.00	7.14	32.14
	Chanduy	3.75	5.00	7.10	36.00
Chipepe	Chipepe	5.00	-	6.75	30.00
Colonche	Colonche	10.00	12.00	10.70	61.00
La Libertad	La Libertad	10.00	12.00	10.47	52.00
Manglaralto	Manglaralto	3.75	-	7.10	36.00
Playas	Playas	10.00	12.00	11.59	34.30
Posorja	Posorja	10.00	12.00	10.47	52.00
Salinas	Salinas	10.00	12.00	11.91	60.00
San Vicente	San Vicente	10.00	12.00	11.67	35.43
Sta Rosa	Sta Rosa	5.00	6.25	6.80	36,75
Carolina	Carolina	3.75	5.00	7.10	36.00
<b>Total</b>		<b>95.00</b>	<b>99.50</b>	<b>123.55</b>	<b>533.62</b>

**TABLA 4.2: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.**

#### 4.1.2.2. Metodología para el cálculo.

Con la información recopilada de características técnicas de los transformadores de potencia y datos de cargas en las barra de salida de las subestaciones, se procedió al cálculo de pérdidas de potencia y energía utilizando el programa EXCEL, el

procedimiento se explica en las secciones de pérdidas de potencia y energía.

#### 4.1.2.3. Pérdidas de potencia.

Para calcular las pérdidas de potencia en los transformadores de potencia se valdrá de la siguiente expresión:

$$P_{KVA} = n * (P_o + F_U^2 * P_{CU}) \quad [KW]$$

Donde:

$P_{KW}$ : Pérdidas para transformadores de cada capacidad [KW],

n: Número de transformadores respectivos de cada capacidad;

$F_U$ : Factor de utilización

$P_o$ ,  $P_{CU}$ : Pérdidas de vacío y de cobre respectivamente.

El factor de utilización relaciona la demanda máxima y la capacidad nominal del transformador, la siguiente expresión relaciona estos parámetros:

$$Fu = \frac{D_{m\acute{a}x}}{KV_{NOM} * Fp_T}$$

Donde.

$Fu$ : Factor de utilización.

$D_{M\acute{a}x}$ : Demanda máxima registrada en el medidor (KW).

$KVA_{NOM}$ : Capacidad nominal del transformador (KVA).

$F_p$  : Factor de potencia registrado en el medidor.

Esto implica que es necesario conocer el comportamiento de la carga en el transformador cada cierto tiempo, esta es la razón por la cual se instala un medidor en las barras de los transformadores para obtener un valor de potencia neta.

En el anexo 4.6 se detallan las pérdidas de potencia máximas mensuales en los transformadores de potencia que tuvo la EMEPE C.A en el 2004.

#### 4.1.2.4. Pérdidas de energía.

Para obtener las pérdidas de energía se realiza el cálculo en base a la pérdida de potencia, y al intervalo de tiempo en estudio, la siguiente expresión ilustra lo antes mencionado:

$$PE = \sum_{K=1}^n P * T [MWH]$$

Donde:

*PE* : Pérdidas de energía

*T* : Periodo de estudio.

*P* : Perdida de potencia.

En el anexo 4.7 se detallan las pérdidas de energía mensual en los transformadores de potencia en el 2004.

#### 4.1.3. Cálculo de pérdidas en líneas primarias.

Las pérdidas que se tienen en líneas primarias son las producidas por el efecto joule, es decir las producida por la resistencia en los conductores.

En las siguientes secciones se expondrá la metodología para calcular las pérdidas técnicas de las 46 alimentadoras que tiene el sistema eléctrico de la EMEPE C.A.

Para calcular las pérdidas en las líneas primarias se requiere de información proporcionada por la empresa.

#### **4.1.3.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

La información que tiene disponible la EMEPE C.A es la siguiente:

- Las características técnicas de las líneas primarias así como la longitud.
- La capacidad total instalada.

En el anexo 4.8 se detallan las características técnicas, las longitudes y las capacidades total instalada por alimentador.

- Diagramas unifilares de las líneas primarias.
- Los datos de carga a la salida del alimentador.

En el anexo 4.9 se detallan los datos de carga máxima mensual en las líneas primarias.

#### **4.1.3.2. Metodología para el cálculo.**

Para efectuar los cálculos de perdidas se escogió una muestra de 4 líneas primarias de acuerdo al nivel socioeconómico como son:

- Residencial alto (ALIMENTADOR CHIPIPE).
- Residencial medio (ALIMENTADOR SANTA ROSA).
- Residencial bajo (ALIMENTADOR SUBURBIO).
- Residencial-Comercial (ALIMENTADOR LIBERTAD).

Una vez establecida la muestra se realizó lo siguiente:

1. Determinar la ubicación física de los transformadores para obtener las respectivas distancias, para ello se tuvo que realizar el levantamiento físico.

2. Para calcular las pérdidas se procedió a elaborar un programa en EXCEL, conocido como método de escalera que permite calcular; corrientes por nodo, voltajes por nodo, y con los parámetros ya ingresados de resistencia de las líneas y distancia entre nodos se calcula las pérdidas por fase.

3. Se extrapola a todo el sistema.

En las siguientes secciones se detallará lo antes mencionado.

#### **4.1.3.3. Levantamiento físico.**

El levantamiento físico se lo realizó desde la salida de la subestación hasta el punto final de la línea primaria, para ello previamente se disponía de un plano donde estaba la ruta de la línea primaria en estudio, el levantamiento consistió en determinar los transformadoras por fases con sus respectiva capacidad y ubicación, cabe mencionar que el plano disponía de esta información pero lo que se hizo fue comprobar si la alimentadora había sido sujeta algún cambio, lo que efectivamente fue así; se observó que

habían transformadores que ya no estaban en los puntos indicados y otros a su vez habían cambiado de capacidad.

Del levantamiento físico se pudo obtener lo siguiente:  
Ubicación y capacidad de los transformadores de distribución (nodos de carga) por fase.

En el anexo 4.10 se presenta el levantamiento físico de las líneas primarias de la muestra.

#### **4.1.3.4. Pérdida de potencia.**

Como se mencionó anteriormente para el cálculo de pérdidas de potencia se dispuso de un programa elaborado en EXCEL conocido como método de escalera que permite calcular pérdidas de potencia, debido al desbalance de fases en líneas primarias se procedió a calcular las pérdidas por fase.

Para obtener las pérdidas máximas de potencia por cada fase de las líneas primarias de la muestra, se realizó lo siguiente:

- Con la capacidad instalada y con la demanda máxima medida a la salida de la alimentadora, se calculó el factor de utilización de la alimentadora.
- Con el factor de utilización, la capacidad y ubicación de cada transformador se determinó la corriente máxima en cada nodo de la alimentadora.
  
- Con el método de la constante K se calculó la caída de voltaje por tramo para calcular los voltajes de nodo y con el método escalera se calculó la corriente máxima por tramo, teniendo como datos la carga máxima en cada nodo y el factor de potencia.

Con la corriente máxima calculada y los parámetros de cada tramo de la alimentadora se calculan las pérdidas por fase, utilizando la siguiente expresión:

$$P = \sum_{K=1}^n (I_{TramoK})^2 R_K$$

Donde:

*P*: Pérdida de Potencia por fase.

$I_{TramoK}$ : corriente máxima por fase del tramo k.

$R_k$ : Resistencia por fase del tramo k.

$n$ : Número de tramos de la línea primaria.

En el anexo 4.11 se presentan las pérdidas de potencia máxima mensual por fase en los alimentadores de muestra.

En la tabla 4.3 se presentan las pérdidas de potencia máximas mensuales de potencia en las alimentadoras de muestra.



**a. Extrapolación al sistema total.**

Para obtener las pérdidas globales en las líneas primarias se debe extrapolar a todo el sistema de distribución primario para ello se realizó lo siguiente:

- Obtener la demanda máxima, la longitud y las características técnicas de las líneas primarias que no se utilizaron como muestra.
- Con las pérdidas máximas de potencia, la demanda máxima y la longitud de las líneas primarias de la muestra, se determina una relación que se utiliza para calcular las pérdidas de potencia para el resto de las alimentadoras mediante la siguiente expresión:

$$P_{LINEA} = D_{máx}^2 * L * k$$

Donde:

**$P_{LINEA}$** : Pérdidas máximas de potencia de la línea primaria.

**$D_{máx}$** : Potencia máxima de la línea primaria.

**$L$** : longitud de la línea primaria.

**$K$** : constante.

La constante K relaciona las líneas primarias que tienen las mismas características, y esta en función de las pérdidas de potencia, la demanda máxima y la longitud de las líneas primarias de muestra.

En el anexo 4.12 se presenta el total de las pérdidas máximas del sistema total de alimentadoras.

La máxima pérdida de potencia ocurre en febrero con un valor de **62214,94 KW**, que representa el **40,410 %** con respecto a la demanda máxima de **56,739 MW**.

#### 4.1.3.5. Pérdida de energía.

Con las pérdidas de potencia, el factor de pérdidas y periodo de tiempo se procedió a calcular las pérdidas de energía de las líneas primarias de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_E = P_{\max} * F_p * T$$

Donde:

$P_E$  : Pérdidas de Energía, para un periodo T

$P_{MAX}$ : Pérdidas de potencia máxima

$F_p$ : Factor de pérdidas de las líneas primarias del sistema

$T$ : Periodo de tiempo.

Para el cálculo del factor de pérdidas de las alimentadoras se requirió de los datos de las curvas de carga mensual y mediante la siguiente expresión se calculó el factor de perdidas:

$$Fp = \frac{\sum D_i^2}{D_{m\acute{a}x}^2}$$

Donde:

$D_i$ : Demanda (Kw.)

$D_{max}$ : Demanda máxima (Kw.)

En la tabla 4.4 se presenta las pérdidas de energía mensual en las líneas primarias de muestra en el 2004.

MESES		CHIPIPE	STA ROSA	SUBURBIO	LIBERTAD
ENERO	CONSUMO Mwh	490.187	632.000	746.000	569.000
	PERDIDAS Mwh	0,0619597	0,23774014	1,151939849	0,90727947
	PERDIDAS %	2.21E-05	0.00015743	0.000291493	0.000494724
FEBRERO	CONSUMO Mwh	471.013	672.000	740.000	572.000
	PERDIDAS Mwh	0,0459082	0,554727	1,158005667	1,70782018
	PERDIDAS %	8.22E-06	6.39E-05	0.000141371	0.000275328
MARZO	CONSUMO Mwh	316.500	678.000	812.000	623.000
	PERDIDAS Mwh	0,0448992	0,48767208	1,125173504	0,728957612
	PERDIDAS %	1.85E-05	0.00016767	6.44E-06	0.000208365
ABRIL	CONSUMO Mwh	224.300	620.000	780.000	597.000
	PERDIDAS Mwh	0,0724283	0,47548028	1,172549231	0,759392358
	PERDIDAS %	2.43E-05	4.46E-05	0.000196086	0.000456681
MAYO	CONSUMO Mwh	146.000	630.000	896.000	625.000
	PERDIDAS Mwh	0,0302691	0,47548028	1,447507084	2,134775225
	PERDIDAS %	2.98E-05	0.00010278	0.000197974	0.00023655
JUNIO	CONSUMO Mwh	167.000	540.000	685.000	541.000
	PERDIDAS Mwh	0,037278	0,23164424	1,425525563	0,875257842
	PERDIDAS %	5.78E-05	0.00013604	0.000210265	0.000293557
JULIO	CONSUMO Mwh	214.000	580.000	668.000	539.000
	PERDIDAS Mwh	0,0391735	0,23164424	1,166339097	0,896605594
	PERDIDAS %	1.14E-05	0.00012866	6.95E-05	0.000382065
AGOSTO	CONSUMO Mwh	227.000	580.000	691.000	549.000
	PERDIDAS Mwh	0,0358184	0,46328848	0,935670598	0,750243053
	PERDIDAS %	2.25E-05	0.00014618	0.000146901	0.000148249
SEPTIEMBRE	CONSUMO Mwh	209.000	550.000	680.000	540.000
	PERDIDAS Mwh	0,0307736	0,46328848	0,983046325	0,759392358
	PERDIDAS %	2.39E-05	0.00015274	0.000180264	0.000417228
OCTUBRE	CONSUMO Mwh	219.000	580.000	710.000	552.700
	PERDIDAS Mwh	0,0454037	0,45719258	0,994890256	0,759392358
	PERDIDAS %	4.00E-05	0.00012531	0.000171147	0.000357597
NOVIEMBRE	CONSUMO Mwh	234.000	650.000	700.000	566.400
	PERDIDAS Mwh	0,0454037	0,60959011	1,186955809	1,985340959
	PERDIDAS %	1.08E-05	0.00013281	0.000160776	0.000414263
DICIEMBRE	CONSUMO Mwh	281.000	730.000	760.000	626.900
	PERDIDAS Mwh	0,0578344	0,5486311	1,37513173	1,985340959
	PERDIDAS %	7.01E-06	0.00011796	0.000177036	0.000373926

Tabla con formato

**TABLA 4.4: PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUAL EN  
LÍNEAS PRIMARIAS DE MUESTRA EN EL 2004**

En anexo 4.13 se presentan las pérdidas globales mensuales de energía de todo el sistema eléctrico de la EMEPE C.A. en el 2004.

Como se observa en el anexo 4.13 las pérdidas de energía de todo el sistema eléctrico de la EMEPE C.A. en el 2004 fue de **410,74 MWH**, que representa el **2,6%** con respecto a la energía total consumida en las líneas primarias, **15,774 GWH**.

#### **4.1.4. Cálculo de pérdidas en transformadores de distribución.**

Para el cálculo de pérdidas en los transformadores de distribución se debe considerar dos tipos de pérdidas propios del transformador como son:

**Las pérdidas en vacío:** estas pérdidas se debe a la circulación de corriente por el núcleo del transformador, es decir que siempre que se tenga energizado el transformador van a ocurrir pérdidas en vacío.

**Las pérdidas de cobre:** estas pérdidas se deben a la circulación de corriente por los devanados del transformador.

Para determinar las pérdidas en los transformadores de distribución se toma en consideración el número de transformadores que se seleccionaron por cada alimentador que se escogió como muestra para el cálculo de pérdidas en líneas primarias.

Los resultados obtenidos son extrapolados al sistema total de transformadores de distribución de la empresa.

#### **4.1.4.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

La información disponible de los transformadores de distribución entregada por la EMEPE C.A. fue la siguiente:

- Capacidad nominal total instalada de transformadores de cada alimentador primario.
- Las características técnicas de los transformadores por cada capacidad nominal así como relación de tensión, número de fases, pérdidas en vacío y pérdidas de cobre nominal.

En la tabla 4.6 se presenta las características técnicas por capacidad de los transformadores de distribución.

CAPACIDAD	KVA MONOFASICO		KVA TRIFASICO	
	PERD.VACIO	PERD.COBRE	PERD.VACIO	PERD.COBRE
<b>1,5</b>	0,015	0,045	0,015	0,045
<b>3</b>	0,02	0,073	0,02	0,073
<b>5</b>	0,03	0,098	0,03	0,098
<b>7,5</b>	0,044	0,149	0,044	0,149
<b>10</b>	0,058	0,199	0,058	0,199
<b>15</b>	0,075	0,272	0,075	0,272
<b>25</b>	0,091	0,412	0,091	0,412
<b>37,5</b>	0,129	0,609	0,129	0,609
<b>45</b>	0,133	0,656	0,133	0,656
<b>50</b>	0,133	0,656	0,133	0,656
<b>75</b>	0,31	0,915	0,31	0,915
<b>100</b>	0,3	1,45	0,3	1,45
<b>112,5</b>	0,32	1,5	0,32	1,5
<b>125</b>	0,35	1,7	0,35	1,7
<b>150</b>	0,43	2,1	0,43	2,1
<b>167</b>	0,43	2,1	0,43	2,1
<b>200</b>	0,5	2,5	0,5	2,5
<b>250</b>	0,6	2,9	0,6	2,9
<b>265</b>	0,6	2,9	0,6	2,9
<b>300</b>	0,7	0,35	0,7	0,35
<b>315</b>	0,7	0,35	0,7	0,35
<b>320</b>	0,7	3,5	0,7	3,5
<b>500</b>	1,05	5,15	1,05	5,15
<b>750</b>	1,5	6,3	1,5	6,3
<b>1000</b>	1,8	9,4	1,8	9,4
<b>1600</b>	2,5	11,75	2,5	11,75
<b>2000</b>	2,5	11,75	2,5	11,75

**TABLA 4.5: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS POR CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

#### **4.1.4.2. Metodología para el cálculo.**

La metodología que se siguió fue la siguiente:

1. Efectuar el levantamiento físico de los transformadores de muestra.
2. Calcular el factor de utilización promedio de cada transformador.

Con la información de datos técnicos y factores de utilización de los transformadores se procedió al cálculo de pérdidas de potencia y energía en los transformadores de distribución.

En las siguientes secciones se detalla lo antes mencionado.

#### **4.1.4.3. Levantamiento físico.**

El levantamiento físico de los transformadores de distribución se lo efectuó en las líneas primarias que previamente se habían seleccionado como muestra, con el levantamiento físico se pudo obtener la siguiente información:

- El número y la capacidad instalada de transformadores de distribución en las líneas primarias seleccionadas como muestra.

#### 4.1.4.4. Pérdida de potencia.

Las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución, corresponden a los transformadores que alimentan a los sistemas de distribución secundaria y que en la EMEPE C.A. existen 4795 circuitos secundarios a la fecha.

Para calcular las pérdidas de potencia en los transformadores de distribución se realizó lo siguiente:

1. Se calculó un factor de utilización promedio por alimentadora y este valor fue usado a su vez como factor de utilización por transformador, usando la siguiente expresión se calculó el factor de utilización:

$$Fu = \frac{Dmáx}{KV_{NOM} * Fp_T}$$

Donde.

*Fu*: Factor de utilización promedio.

$D_{M\acute{a}x}$ : Demanda máxima a la salida de la alimentadora (KW).

$KVA_{NOM}$ : Capacidad nominal instalada en los transformadores (KVA).

$F_p$  : Factor de potencia de la alimentadora.

2. Con los datos de pérdidas de potencia en vacío y de cobre nominal de los transformadores, la cantidad de cada capacidad y el factor de utilización, se calculan las pérdidas en los transformadores aplicando la siguiente fórmula:

$$P = n * (P_o + F_U^2 * P_{CU}) \quad [KW]$$

Donde:

P: Pérdidas de Potencia por cada capacidad.

n: Número de transformadores de cada capacidad.

$F_U$ : Factor de utilización.

$P_o$ ,  $P_{CU}$ : Pérdidas de vacío y de cobre respectivamente para cada capacidad nominal.

Las pérdidas de potencia máxima mensual en el 2004 en los transformadores de distribución del sistema total de alimentadores primarios de la EMEPE C.A. se presentan en la tabla 4.6.

MES	DEMANDA(Kw)	PÉRDIDAS DE POTENCIA Kw	PÉRDIDAS DE POTENCIA %
ENERO	53293	1507,512	2,83
FEBRERO	56739	1516,438	2,67
MARZO	52304	1485,018	2,84
ABRIL	53816	1513,561	2,81
MAYO	50149	1515,438	3,02
JUNIO	49659	1511,381	3,04
JULIO	48797	1512,195	3,10
AGOSTO	47899	1492,709	3,12
SEPTIEMBRE	47194	1512,883	3,21
OCTUBRE	50814	1512,779	2,98
NOVIEMBRE	51290	1514,407	2,95
DICIEMBRE	55917	1515,676	2,71
<b>TOTAL</b>	<b>617.871</b>	<b>18.110</b>	<b>2,93</b>

**TABLA 4.6: PÉRDIDAS DE POTENCIA MÁXIMA MENSUAL EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL 2004.**

La demanda máxima de los alimentadores del sistema es **617.871Kw**, las pérdidas de potencia totales en los transformadores de distribución es **18.109,997 KW** que corresponde al **2,93 %**.

#### 4.1.4.5. Pérdida de energía.

Una vez calculadas las pérdidas de potencia de los transformadores de distribución, se procede a calcular las pérdidas de energía y para ello se aplica la siguiente ecuación:

$$E_{\text{TRANSF}} = \sum_{K=1}^n \frac{(F_{PK} * P_K * 720)}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

$E_{\text{TRANSF}}$ : Pérdidas de energía [MWH/MES];

$F_{PK}$ : Factor de pérdidas del alimentador K;

$P_K$ : Pérdidas de potencia para la demanda máxima [KW];

$n$ : Numero de líneas primarias.

Las pérdidas de energía mensuales en el 2004 de los transformadores de distribución se presentan en la tabla 4.7.

MES	DEMANDA(Mwh)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Mwh	PÉRDIDAS DE ENERGÍA %
ENERO	24965,9345	655,101	2,62
FEBRERO	24932,7015	764,285	3,07
MARZO	26325,837	502,244	1,91
ABRIL	24236,268	403,979	1,67
MAYO	22861,5815	436,734	1,91
JUNIO	20398,647	491,326	2,41
JULIO	20351,3945	542,642	2,67
AGOSTO	20177,2115	481,5	2,39
SEPTIEMBRE	19974,111	451,583	2,26
OCTUBRE	21089,597	458,571	2,17
NOVIEMBRE	20844,949	461,082	2,21
DICIEMBRE	22871,515	434,551	1,90
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>6.083,60</b>	<b>2,26</b>

**TABLA 4.7: PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUAL DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

Las pérdidas de energía en los transformadores de distribución son de **6083,599 MWH**, que con respecto a la energía total consumida de **269.029,75 MWH**, representa el **2.26 %**.

#### **4.1.5. Cálculo de pérdidas en líneas secundarias.**

Las pérdidas técnicas que se tienen en líneas secundarias son las producidas por efecto joule, es decir, pérdidas por

calentamiento, la corriente que circula por los conductores tiene dos componentes:

1. La corriente que circula hacia los usuarios, este valor de corriente varía según el consumo de los usuarios.
2. La corriente que circula hacia las luminarias.

Para determinar las pérdidas en los circuitos secundarios se debe considerar lo siguiente:

- Levantamiento físico.
- Consumo de los abonados en un tiempo determinado para obtener su promedio mensual.

En las siguientes secciones se entrará en detalle en los puntos antes mencionados.

#### **4.1.5.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

La información que tenía disponible la EMEPE C.A. fue la siguiente:

1. Los consumos mensuales de todos los usuarios en el 2004.
2. Las características técnicas de las luminarias.
3. Las características técnicas de los conductores.

Debido a que la empresa no tenía información disponible acerca de los diagramas unifilares de los circuitos secundarios, se procedió a efectuar el levantamiento físico, el mismo se explicará en secciones posteriores.

#### **4.1.5.2. Metodología para el cálculo.**

Para determinar las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios se requiere de una muestra representativa, a continuación se explica como obtener la muestra.

##### **a. Determinación de la muestra.**

En la determinación de las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios se utiliza una muestra representativa y los resultados de pérdidas de la muestra son extrapolados al total de circuitos secundarios. Para determinar la muestra se debe utilizar la siguiente expresión:

$$n = \frac{Z_{(1-\alpha/2)}^2 * N * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z_{(1-\alpha/2)}^2 * p * q}$$

Donde:

**$Z_{(1-\alpha/2)}$** : 1.96 para un grado de confianza  $(1 - \alpha)$  del 95%, obtenido de la curva de distribución normal;

**$p$** : Probabilidad de ocurrencia (50%);

**$q$** : Probabilidad de no-ocurrencia (50%);

**$e$** : Error aceptable;

**$N$** : Tamaño del universo; y,

**$n$** : Tamaño de la muestra.

Para aplicar la ecuación de mercado se debe considerar lo siguiente:

- El grado de error del muestreo ( $e$ ) debe ser inferior al 10%,
- El nivel o grado de confianza  $(1 - \alpha)$  debe ser mayor al 90%,
- La probabilidad de ocurrencia ( $0 < p < 1$ ) será escogida tal que represente la proporción real que se desea estimar a partir de una muestra; y,
- La probabilidad de no-ocurrencia ( $q$ ) dependerá de la probabilidad de ocurrencia ( $p$ ), y esta determinada por  $q = 1 - p$ .

Aplicando la formula anterior se obtiene una muestra de 80 circuitos secundarios, con lo cual se procedió efectuar el levantamiento físico.

#### **4.1.5.3. Levantamiento físico.**

Con el levantamiento físico de los 80 circuitos secundarios de muestra se obtuvo lo siguiente:

1. Los diagramas unifilares de los circuitos secundarios de muestra.
2. Los tipos y ubicación de las luminarias en sus respectivos postes.
3. Los consumos por postes, cada poste tiene un determinado número de abonados que tienen sus consumos respectivos.

En el anexo 4.14 se presentan los circuitos secundarios de muestra.

#### **4.1.5.4. Pérdida de potencia.**

Una vez establecidos todos los diagramas unifilares con sus respectivas características técnicas de los circuitos de muestra se procedió a calcular las

pérdidas de potencia para ello se requirió de lo siguiente:

- La corriente máxima por fase en cada nodo o poste producida por el consumo de los usuarios, la corriente máxima de los abonados se la obtuvo en base a los consumos establecidos en las planillas mensuales en el 2004, para calcular la corriente máxima por poste se debe conocer la potencia promedio, la misma que esta dada por la siguiente expresión:

$$\bar{P}_{NODO} = \frac{\sum_{K=1}^n KWH_K}{T} \quad [KW]$$

Donde:

$P_{NODO}$ : Potencia promedio debido al consumo de los abonados [KW].

$KWH_K$ : Energía promedio mensual de los abonados

$T$ : Periodo de tiempo (720 horas)

$n$ : Numero de abonados conectados al nodo.

Con la potencia promedio por nodo se determina la

$\Sigma I_i$ , máxima aplicando la siguiente fórmula:

$$\sum I_i = \frac{\bar{P}_{NODO}}{V * f_p * f_c} * 1000 \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$P_{NODO}$ : Potencia promedio debido al consumo de los abonados [KW];

V: Voltaje de baja tensión [V];

$f_p$ : Factor de potencia dependiendo del estrato; y,

$f_c$ : Factor de carga depende del estrato.

- La corriente por tipo de luminaria, la misma que depende del tipo de luminaria, para ello se debe considerar su potencia real, que es la suma de la potencia nominal y lo que consumen sus accesorios. Para calcular  $I_{LUM}$ , se aplica la siguiente expresión:

$$I_{LUM} = \frac{P_{REAL}}{V * f_{PL}} \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

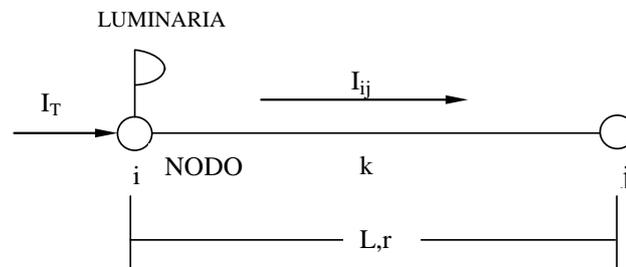
$I_{LUM}$ : Corriente de la luminaria [Amp];

$P_{REAL}$ : Potencia real de la luminaria, [W];

$V$ : Voltaje aplicado [V]; y,

$f_{PL}$ : Factor de potencia promedio para cada tipo de luminaria.

La figura 4.1 ilustra como considerar la corriente por tramo.



**FIGURA 4.1: ESQUEMA DE TRAMO DE CIRCUITO**

Sean  $i, j$  dos postes (nodos) cualesquiera,  $k$  el tramo comprendido entre los nodos  $i, j$ ; en el cual se van a calcular las pérdidas,  $L$  la longitud en Km del tramo y  $r$  la resistencia en ohm/Km. del conductor. Las pérdidas de potencia por tramo esta dado por la siguiente expresión:

$$P_{ij} = |I_{ij}|^2 * r * L \quad [\text{W}]$$

Donde:

$I_{ij}$ : Corriente por tramo.

$r$ : Resistencia por tramo.

$L$ : Longitud del tramo.

La corriente  $I_{ij}$  esta dada por la siguiente expresión:

$$I_{ij} = \sum I_i + I_{\text{LUMINARIAS}} + I_T \quad [\text{Amp}]$$

Donde:

$\sum I_i$  : Es la suma fasorial de las corrientes máximas debido a los abonados del nodo  $i$  [Amp];

$I_{\text{LUMINARIAS}}$ : Corriente fasorial debido a la luminaria [Amp];

$I_T$  : Es la corriente fasorial acumulada que viene del tramo anterior [Amp].

En la tabla 4.8 se presenta las pérdidas de potencia máxima en el 2004 de los circuitos secundarios de muestra.

MES	DEMANDA (Kw)	PÉRDIDAS (Kw)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	53293	30,357	0,057
FEBRERO	56739	34,050	0,060
MARZO	52304	22,079	0,042
ABRIL	53816	31,795	0,059
MAYO	50149	35,729	0,071
JUNIO	49659	30,096	0,061
JULIO	48797	28,507	0,058
AGOSTO	47899	30,390	0,063
SEPTIEMBRE	47194	35,506	0,075
OCTUBRE	50814	34,614	0,068
NOVIEMBRE	51290	33,383	0,065
DICIEMBRE	55917	30,305	0,054
<b>TOTAL</b>	<b>617.871,00</b>	<b>376,81</b>	<b>0,06</b>

**TABLA 4.8. PÉRDIDAS DE POTENCIA MÁXIMA EN EL 2004 DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIO DE MUESTRA.**

**a. Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Para extrapolar las pérdidas de potencia de los circuitos secundarios se realizó lo siguiente:

- Se determina la longitud total del conductor de la muestra, para el cálculo de las pérdidas de potencia por unidad de longitud.
- Con esta relación y la longitud total del sistema (1226000 m), se obtiene las pérdidas totales de los circuitos secundarios del sistema.

En la tabla 4.9 se presenta las pérdidas totales de potencia de los circuitos secundarios del sistema.

MES	DEMANDA (Kw)	PERDIDAS MUESTRA (Kw)	LONGITUD MUESTRA (m)	PER/LONG G(Km/m)	PERDIDA SISTEMA TOTAL(Kw)	PERDIDAS (%)
ENERO	53293	30,357	18866,66	0,0016	1972,649	3,70
FEBRERO	56739	34,050	18866,66	0,0018	2212,643	3,90
MARZO	52304	22,079	18866,66	0,0012	1434,745	2,74
ABRIL	53816	31,795	18866,66	0,0017	2066,114	3,84
MAYO	50149	35,729	18866,66	0,0019	2321,742	4,63
JUNIO	49659	30,096	18866,66	0,0016	1955,682	3,94
JULIO	48797	28,507	18866,66	0,0015	1852,471	3,80
AGOSTO	47899	30,390	18866,66	0,0016	1974,789	4,12
SEPTIEMBRE	47194	35,506	18866,66	0,0019	2307,266	4,89
OCTUBRE	50814	34,614	18866,66	0,0018	2249,301	4,43
NOVIEMBRE	51290	33,383	18866,66	0,0018	2169,307	4,23
DICIEMBRE	55917	30,305	18866,66	0,0016	1969,315	3,52
TOTAL	617.871	376,81			24.486,03	3,96

**TABLA 4.9: PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS CIRCUITOS SECUNDARIO DEL SISTEMA EN EL 2004.**

#### 4.1.5.5. Pérdida de energía.

Una vez calculada las pérdidas de potencia se procedió a calcular las pérdidas de energía en los circuitos secundarios de distribución utilizando la siguiente expresión:

$$E = \frac{P_{POT} * F_P * 720}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

$E$  : Pérdida de energía [MWH/MES]

$P_{POT}$  : Pérdida de potencia [KW]

$F_P$  : Factor de pérdidas

En la tabla 4.10 se presenta las pérdidas de energía mensual en el año 2004.

MES	DEMANDA (Mwh)	PÉRDIDAS (Mwh)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	24965,9345	637,7	2,55
FEBRERO	24932,7015	656,6	2,63
MARZO	26325,837	463,7	1,76
ABRIL	24236,268	660,3	2,72
MAYO	22861,5815	741,2	3,24
JUNIO	20398,647	625,5	3,07
JULIO	20351,3945	597,9	2,94
AGOSTO	20177,2115	633,7	3,14
SEPTIEMBRE	19974,111	740,8	3,71
OCTUBRE	21089,597	727,6	3,45
NOVIEMBRE	20844,949	700,4	3,36
DICIEMBRE	22871,515	635,9	2,78
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>7.821,25</b>	<b>2,91</b>

**TABLA 4.10: PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUAL EN EL AÑO 2004 EN LOS CIRCUITOS SECUNDARIOS.**

#### 4.1.6. Cálculo de pérdidas en acometidas.

Las pérdidas en las acometidas son las producidas por el efecto joule ( $I^2 * r * l$ ), donde se consideran la resistencia de los conductores y la longitud desde el punto de alimentación hasta el medidor, el medidor es parte de la acometida por lo que también debe entrar en consideración para los cálculos de pérdidas.

#### **4.1.6.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

La información que se requiere para efectuar los cálculos son los siguientes:

- Consumo mensual de los usuarios (Kwh/mes).
- Características técnicas de las acometidas.
- Longitud de las acometidas.
- Características técnicas de los medidores.

#### **4.1.6.2. Metodología para el cálculo.**

La metodología a seguir es la siguiente:

- Levantamiento físico de las acometidas y medidores de la muestra que se tomo en los circuitos secundarios.
- Obtener los consumos promedios de los abonados de la muestra.
- Ver la incidencia que tienen los medidores de clase 100 y 200.

En las siguientes secciones se detallan las metodologías para los cálculos de pérdidas en acometidas y medidores.

#### 4.1.6.3. Pérdida de potencia.

Para calcular las pérdidas de potencia se hizo un cálculo por separado en las acometidas y los medidores.

##### a. Pérdidas de potencia en las acometidas.

Para calcular las pérdidas de potencia en las acometidas de muestra se realizó el siguiente procedimiento:

- Se determinó la corriente máxima que tiene cada abonado en base a su consumo promedio mensual de energía, mediante la siguiente expresión se calculó la corriente máxima mensual

$$I = \frac{KWH(abon)}{720 * V * Fp * Fc}$$

Donde:

*I*: Corriente máxima de cada abonado (A.).

*KWH*: Energía promedio mensual.

*V*: Voltaje nominal (V).

$F_p$ : factor de potencia tomado del circuito secundario.

$F_c$ : Factor de carga.

- Mediante la siguiente expresión se determina las pérdidas de potencia en las acometidas.

$$P = I^2 * r * l$$

Donde:

$P$ : Pérdidas de potencia máxima de las acometidas (W).

$I$ : Corriente máxima por abonado (Amp.).

$r$ : Resistencia de la acometida ( $\Omega$ /Km.).

$L$ : longitud de la acometida.

En la tabla 4.12 se presenta las pérdidas de potencia en el 2004 de las acometidas de muestra.

MES	DEMANDA (Kw)	PÉRDIDAS (Kw)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	53293	0,35	0,000649
FEBRERO	56739	0,31	0,000554
MARZO	52304	0,26	0,000501
ABRIL	53816	0,31	0,000583
MAYO	50149	0,35	0,000701
JUNIO	49659	0,34	0,000688
JULIO	48797	0,37	0,000765
AGOSTO	47899	0,46	0,000961
SEPTIEMBRE	47194	0,69	0,001470
OCTUBRE	50814	0,49	0,000964
NOVIEMBRE	51290	0,46	0,000889
DICIEMBRE	55917	0,40	0,000711
<b>TOTAL</b>	<b>617.871,00</b>	<b>4,80</b>	<b>0,000777</b>

**TABLA 4.11. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL 2004 DE ACOMETIDAS DE MUESTRA.**

**a.1 Extrapolación de las pérdidas de potencia.**

Para la extrapolación de las pérdidas de potencia de las acometidas al sistema total se realizó lo siguiente:

- Con las pérdidas de potencia máxima y el número de abonados de la muestra, se determina las pérdidas de potencia por abonado de la muestra. Con esta relación y el número total de abonados del sistema se obtiene las pérdidas de potencia totales de las acometidas del sistema.

En la tabla 4.12 se presenta las pérdidas de potencia en el 2004 de las acometidas de todo el sistema.

MES	DEMANDA (Kw)	PÉRDIDAS (Kw)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	53293	13,532	0,025
FEBRERO	56739	12,301	0,022
MARZO	52304	10,261	0,020
ABRIL	53816	12,278	0,023
MAYO	50149	13,755	0,027
JUNIO	49659	13,365	0,027
JULIO	48797	14,605	0,030
AGOSTO	47899	18,021	0,038
SEPTIEMBRE	47194	27,164	0,058
OCTUBRE	50814	19,174	0,038
NOVIEMBRE	51290	17,843	0,035
DICIEMBRE	55917	15,564	0,028
<b>TOTAL</b>	<b>617.871,00</b>	<b>187,86</b>	<b>0,03</b>

**TABLA 4.12: PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL 2004 DE LAS ACOMETIDAS DE TODO EL SISTEMA.**

**b. Pérdidas de potencia en los medidores**

Por consideración técnica del medidor se tiene una pérdida constante de 1.2 W, esta pérdida ocurre en la bobina de potencial del medidor independiente de la carga que esta midiendo, del número de medidores y de la incidencia de los abonados dependiendo del tipo de servicio que tienen. Las pérdidas de potencia

totales en los medidores se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P = 1.2 * n * \left( \frac{m_1 + 2m_2 + 2m_3}{1000} \right)$$

Donde:

$P_{MED}$ : Pérdidas de potencia en los medidores (KW).

$n$ : Número total de medidores.

$m_1$ : Incidencia de abonados monofásicos 2h.

$m_2$ : Incidencia de abonados monofásicos 3h.

$m_3$ : Incidencia de abonados trifásicos.

En la tabla 4.13 se presentan las pérdidas de potencia en el 2004 de medidores del sistema total de la EMEPE C.A.

Voltaje	# Medidores			Total
	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	
Alto	102		647	749
Medio			1	1
Bajo	78257			78257
<b>Total</b>	<b>78359</b>	<b>0</b>	<b>648</b>	<b>79007</b>
Incidencia	0,9918	0,0000	0,0082	<b>TOTAL</b>
Pérdidas (KW)	94,0308	0	1,5552	<b>95,586</b>

**TABLA 4.13: PÉRDIDAS DE POTENCIA DE LOS MEDIDORES DEL SISTEMA.**

#### 4.1.6.4. Pérdida de energía.

Una vez calculada las pérdidas de potencia se procede al cálculo de perdidas de energía, tanto en acometidas como en medidores.

##### a. Pérdidas de energía en acometidas.

Mediante la siguiente expresión se calcula las pérdidas de energía para el sistema total de las acometidas.

$$E = \frac{P_{POT} * F_p * 720}{1000} \quad [\text{MWH/MES}]$$

Donde:

$E$  : Pérdida de energía [MWH/MES]

$P_{POT}$  : Pérdida de potencia [KW]

$F_P$  : Factor de pérdidas.

La tabla 4.14 presenta las pérdidas de energía mensual en las acometidas en el año 2004.

MES	DEMANDA (Mwh)	PÉRDIDAS (Mwh)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	24965,9345	9,743	0,04
FEBRERO	24932,7015	8,857	0,04
MARZO	26325,837	10,261	0,04
ABRIL	24236,268	12,278	0,05
MAYO	22861,5815	13,755	0,06
JUNIO	20398,647	13,365	0,07
JULIO	20351,3945	14,605	0,07
AGOSTO	20177,2115	18,021	0,09
SEPTIEMBRE	19974,111	27,164	0,14
OCTUBRE	21089,597	19,174	0,09
NOVIEMBRE	20844,949	17,843	0,09
DICIEMBRE	22871,515	15,564	0,07
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>180,63</b>	<b>0,07</b>

**TABLA 4.14: PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUAL EN ACOMETIDAS EN EL 2004.**

**b. Pérdidas de energía en los medidores.**

Las pérdidas de energía en los medidores se calculan mediante la siguiente expresión:

$$E = P_{MED} * T$$

Donde:

$E$ : Pérdidas de energía (MWH).

$P_{MED}$ : Pérdidas de potencia en los medidores (MW).

$T$ : Periodo de tiempo considerado. (H).

En la tabla 4.15 se presentan las pérdidas de energía mensuales en medidores en el 2004.

Voltaje	# Medidores			Total
	Monofásicos	Bifásicos	Trifásicos	
Alto	102		647	749
Medio			1	1
Bajo	78257			78257
<b>Total</b>	<b>78359</b>	<b>0</b>	<b>648</b>	<b>79007</b>
Incidencia	0,99	0	0,0082	<b>TOTAL</b>
Pérdidas (KW)	94,03	0	1,55	<b>95,58</b>
Pérdidas (Mwh)	67,70	0	1,11	<b>68,82</b>

**TABLA 4.15: PÉRDIDAS DE ENERGÍA MENSUAL EN MEDIDORES EN EL 2004.**

#### **4.1.7. Cálculo de pérdidas en luminarias.**

Esta sección consiste en calcular pérdidas de potencia y energía en las luminarias del sistema eléctrico de la EMEPE C.A. Para ello se requiere de información proporcionada por la empresa, esto se explicará en detalle en la siguiente sección.

##### **4.1.7.1. Recopilación de datos requeridos o disponibles.**

Para determinar las pérdidas de potencia y energía en las luminarias, se requiere de información disponible proporcionada por la EMEPE C.A acerca del número total de luminarias instaladas y pérdidas de potencia en sus accesorios de acuerdo a su tipo y capacidad.

En la tabla 4.16 se presenta los datos técnicos para cada tipo de luminaria del sistema.

Potencia Nominal (vatios)	Pérdidas accesorios (vatios)	Potencia Promedio (vatios)	Factor Potencia Promedio	Corriente Lámpara (Amp)	Resistencia Línea (Ohm)
20,00	4,00	24,00	0,50	0,22	0,07
70,00	17,31	87,31	0,35	1,03	0,07
100,00	17,18	117,18	0,89	0,60	0,07
125,00	39,60	164,60	0,54	1,39	0,07
150,00	22,70	172,70	0,89	0,88	0,07
175,00	59,20	234,20	0,54	1,97	0,07
250,00	64,90	314,90	0,70	2,04	0,07
400,00	118,40	468,40	0,70	4,00	0,07
1500,00	225,00	1725,00	0,90	8,71	0,07
2500,00	375,00	2875,00	0,90	14,52	0,07

**TABLA 4.16: INFORMACIÓN TÉCNICA POR TIPO Y CAPACIDAD DE LUMINARIA.**

#### 4.1.7.2. Metodología para el cálculo.

Con las características técnicas de las luminarias y el número de luminarias en cada mes se procede a calcular las pérdidas de potencia y energía, además se debe de considerar las pérdidas en el cable de alimentación, en las siguientes secciones se explicará

como calcular las pérdidas tanto de potencia como de energía.

#### 4.1.7.3. Pérdida de potencia.

Para calcular las pérdidas de potencia se deben de considerar dos partes, tanto las pérdidas en las luminarias como las pérdidas en el cable de alimentación, para calcular las pérdidas de potencia en el conductor se utilizo la siguiente expresión:

$$P = \left( \frac{P_{T.LUM}}{V * fp} \right)^2 * r \quad :$$

Donde

$P$ : Pérdida de potencia en el cable de la luminaria (W).

$P_{T.LUM}$ : Potencia total de la luminaria (W).

$V$ : Voltaje nominal de la luminaria (V).

$fp$ : Factor de potencia.

$r$ : Resistencia del cable ( $\Omega$ ).

Las pérdidas de potencia totales para cada tipo de luminaria será la suma entre la pérdida en sus accesorios y la pérdida de potencia en el conductor de alimentación.

En la tabla 4.17 se presentan las pérdidas de potencia total para cada tipo de luminaria.

Potencia Nominal (vatios)	Pérdidas accesorios (vatios)	Factor Potencia Promedio	Corriente Lámpara (Amp)	Resistencia Línea (Ohm)	Pérdidas Línea (vatios)	Pérdidas totales (vatios)
20,00	4,00	0,50	0,22	0,07	0,00	2,00
70,00	17,31	0,35	1,03	0,07	0,07	6,13
100,00	17,18	0,89	0,60	0,07	0,02	15,31
125,00	39,60	0,54	1,39	0,07	0,13	21,51
150,00	22,70	0,89	0,88	0,07	0,05	20,25
175,00	59,20	0,54	1,97	0,07	0,26	32,23
250,00	64,90	0,70	2,04	0,07	0,28	45,71
400,00	118,40	0,70	4,00	0,07	1,07	83,95
1500,00	225,00	0,90	8,71	0,07	5,07	207,57
2500,00	375,00	0,90	14,52	0,07	14,08	351,58

**TABLA 4.17: PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTAL POR CADA TIPO DE LUMINARIA.**

Con la pérdida de potencia total y el número total de cada tipo de luminaria se encuentran las pérdidas de potencia total de las luminarias del sistema.

En la tabla 4.18 se presentan las pérdidas de potencia del sistema total de alumbrado público.

MES	DEMANDA (Kw)	PÉRDIDA SISTEMA TOTAL(Kw)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	53293	716,74	1,34
FEBRERO	56739	726,52	1,28
MARZO	52304	727,39	1,39
ABRIL	53816	727,39	1,35
MAYO	50149	727,91	1,45
JUNIO	49659	728,86	1,47
JULIO	48797	729,02	1,49
AGOSTO	47899	729,65	1,52
SEPTIEMBRE	47194	729,65	1,55
OCTUBRE	50814	729,65	1,44
NOVIEMBRE	51290	729,65	1,42
DICIEMBRE	55917	729,65	1,30
<b>TOTAL</b>	<b>617.871</b>	<b>8.732,09</b>	<b>1,41</b>

**TABLA 4.18: PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA TOTAL DE LUMINARIAS EN EL 2004.**

#### 4.1.7.4. Pérdida de energía.

Con las pérdidas de potencia total de alumbrado público y considerando que la luminaria tiene un tiempo de operación promedio de 12 horas se hallan las pérdidas de energía usando la siguiente expresión.

$$E = P_{LUM} * T$$

Donde:

*E*: Pérdidas de energía (MWH).

*P<sub>LUM</sub>*: Pérdidas de potencia total de luminarias (MW).

*T*: Tiempo de operación de las luminarias (12 horas).

En la tabla 4.19 se presentan las pérdidas de energía del sistema de alumbrado público en el 2004.

MES	DEMANDA (Mwh)	PÉRDIDAS (Mwh)	PÉRDIDAS (%)
ENERO	24965,9345	258,027743	1,03
FEBRERO	24932,7015	261,547952	1,05
MARZO	26325,837	261,859385	0,99
ABRIL	24236,268	261,859385	1,08
MAYO	22861,5815	262,046682	1,15
JUNIO	20398,647	262,391287	1,29
JULIO	20351,3945	262,446615	1,29
AGOSTO	20177,2115	262,674781	1,30
SEPTIEMBRE	19974,111	262,674781	1,32
OCTUBRE	21089,597	262,674781	1,25
NOVIEMBRE	20844,949	262,674781	1,26
DICIEMBRE	22871,515	262,674781	1,15
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>3.143,55</b>	<b>1,17</b>

**TABLA 4.19: PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA TOTAL DE LUMINARIAS EN EL 2004.**

#### **4.2. Cálculos de pérdidas comerciales.**

Las pérdidas comerciales están divididas básicamente en dos partes: pérdida debida a los procesos administrativos y pérdidas por fraude y hurto, en secciones posteriores se procederá al cálculo de cada una de estas pérdidas.

##### **4.2.1. Cálculo de pérdidas en el proceso de contratación.**

En esta sección se calculará la cantidad de pérdida de energía que produce el proceso de contratación debido a su baja

eficiencia, para efectuar los cálculos se hizo un seguimiento del proceso dentro de la EMEPE C.A, así como la obtención del número de clientes que solicitaron el servicio en el 2004.

#### **4.2.1.1. Recopilación de información.**

La información requerida para efectuar el cálculo fue la lista de usuarios que solicitaron el servicio de contratación de abril a mayo, esta información se la obtuvo en los departamentos de servicio nuevo y operaciones comerciales.

En la tabla 4.20 se presentan el número de solicitudes de los abonados del proceso de contratación.

Fecha	Número de Abonados
22/04/2004	12
23/04/2004	7
24/04/2004	12
25/04/2004	12
29/04/2004	14
30/04/2004	7
02/05/2004	14
03/05/2004	9
06/05/2004	16
07/05/2004	10
08/05/2004	6
09/05/2004	6
10/05/2004	4
13/05/2004	8
14/05/2004	6
15/05/2004	7
16/05/2004	7
17/05/2004	4
20/05/2004	20
<b>Total</b>	<b>181</b>

**TABLA 4.20: REGISTRO DE ABONADOS DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.**

La tabla anterior indica que 181 solicitudes fueron ingresadas a servicio nuevo para contratar el servicio de instalación de medidor, estas solicitudes fueron despachadas progresivamente.

#### **4.2.1.2. Metodología para el cálculo.**

Para calcular las pérdidas de energía debido al proceso de contratación se realizó un seguimiento de cuantos días toma en adquirir este servicio, es decir desde la fecha de ingreso hasta la fecha de instalación del medidor.

Para calcular cuanta energía se pierde por cada día de retraso se consideró un consumo mínimo de 150 Kwh que tiene un abonado residencial, lo que corresponde a 5 Kwh por día a razón 10,11 centavos de dólar.

#### **4.2.1.3. Cálculo de pérdidas en el proceso de contratación.**

Del seguimiento que se realizó al proceso de contratación, de los 181 abonados solo 58 lograron contratar el servicio con el proceso actual, el tiempo que tarda causa una pérdida de 1830 Kwh que equivale a \$185,01 mensuales debido a que tarda hasta 18 días en ejecutarse todos los pasos del proceso, a esto se le suma el consumo de los 123 clientes restante que no lograron conseguir el servicio por diferentes razones tales como: dirección errónea, demora para firmar los tramites por parte del cliente, etc., que equivale a una pérdida en el consumo de 18450 Kwh correspondiente a \$ 1865,29 lo que resulta una pérdida total de \$2273,28, mensuales.

En la tabla 4.21 se presenta un registro 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
<b>Total</b>	<b>58</b>	<b>1830,00</b>

**TABLA 4.21: REGÍSTRO DE CONTRATOS LEGALIZADOS**

#### 4.2.2. Cálculo de pérdidas por fraude y hurto.

Para calcular las pérdidas por fraude y hurto es necesario conocer el total de pérdidas comerciales para tal efecto se debe realizar un balance energético del año 2004, el balance permite conocer las pérdidas mensuales totales de energía, y mediante la diferencia con las pérdidas técnicas se obtiene las pérdidas comerciales.

##### 4.2.2.1. Balance energético.

Con la finalidad de establecer el valor de las pérdidas de energía comerciales se debe de considerar lo siguiente:

la energía disponible, la energía facturada y la energía de pérdidas técnicas de todo el sistema.

#### **4.2.2.2. Energía disponible.**

La energía disponible es la energía que se tiene para dar servicio a los usuarios a través de las redes de distribución.

La energía disponible se la obtiene mediante la diferencia entre la energía total entregada al sistema y la energía entregada a los grandes consumidores (no regulados).

En la tabla 4.22 se presenta la energía disponible que tuvo la EMEPE durante el año 2004.

Mes	Energía Recibida del MEM (Mwh)	Energía Bruta LIBERTAD (Mwh)	Energía Bruta POSORJA (Mwh)	Energía Disponible (Mwh)
Ene	25 592.56	168.48	-	25 592.56
Feb	25 853.24	474.9	-	25 853.24
Mar	27 473.87	251.8	-	27 473.87
Abr	25 680.23	265.62	-	25 680.23
May	23 552.38	192.77	3.6	23 552.38
Jun	21 869.17	171.79	-	21 869.17
Jul	20 537.05	189.3	-	20 537.05
Ago	22 058.60	257	28.2	22 058.60
Sep	21 445.29	263.94	185.8	21 445.29
Oct	21 966.79	880.51	132.8	21 966.79
Nov	21 925.94	471	93.9	21 925.94
Dic	24 378.40	496.51	89.36	24 378.40
	<b>282 333.52</b>	<b>131.493.34</b>	<b>131.493.34</b>	<b>282 333.52</b>

**TABLA 4.22: ENERGÍA DISPONIBLE EN LA EMEPE C.A EN EL 2004.**

#### 4.2.2.3. Energía facturada.

La energía facturada corresponde a la venta de energía por parte de la empresa y se la contabiliza de acuerdo al tipo de abonado.

En la tabla 4.23 se presenta la energía facturada por la EMEPE C.A en el 2004.

Mes	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)
-----	--

<b>Enero</b>	16 498,48
<b>Febrero</b>	18 582,77
<b>Marzo</b>	19 578,26
<b>Abril</b>	17 324,08
<b>Mayo</b>	15 533,21
<b>Junio</b>	15 354,58
<b>Julio</b>	13 716,09
<b>Agosto</b>	14 759,85
<b>Septiembre</b>	14 981,95
<b>Octubre</b>	14 346,03
<b>Noviembre</b>	14 266,85
<b>Diciembre</b>	16 075,93
<b>Total</b>	<b>191 018,05</b>

**TABLA 4.23. ENERGÍA FACTURADA EN LA EMEPE EN EL 2004.**

#### **4.2.2.4. Metodología para el cálculo.**

Para efecto de este cálculo se considerará las pérdidas por fraude y hurto un valor bastante próximo al total de pérdidas comerciales por las siguientes razones:

1. El elevado registro de pérdidas comerciales se debe al fraude y hurto de energía debido a que este valor esta en el orden de los Mwh en comparación a las pérdidas que se dan en los procesos administrativos.

2. Un motivo importante por el cual se dan pérdidas de energía es por la instalación tardía de los medidores que depende del usuario que generalmente entrega información errónea en cuanto a la dirección de su domicilio, y muchas veces no se acerca a las oficinas de la EMEPE C.A, para verificar si su solicitud esta lista teniendo en cuenta el perjuicio que esta ocasionando a la empresa, por lo cual este es otro motivo que se debe considerar como fraude.
  
3. La energía perdida debido a la mala toma de lectura es baja en comparación a las perdidas por fraude y hurto, debido a que los lectores usan un sistema moderno (Hand Held) para registrar la lectura de los medidores.

#### **4.2.2.5. Cálculo de pérdidas por fraude y hurto.**

Las pérdidas totales mensuales de energía por fraude y hurto en el 2004 descrita como la diferencia entre las Pérdidas de energía total y la energía de pérdidas técnicas se presentan en la tabla 4.24.

Mes	Total Fraude o Hurto (MWh)	Fraude o Hurto (%)
Enero	6.657,67	26,01
Febrero	4.871,25	18,84
Marzo	5.851,24	21,30
Abril	6.650,71	25,90
Mayo	6.190,20	26,28
Junio	4.715,46	21,56
Julio	4.981,69	24,26
Agosto	5.441,96	24,67
Septiembre	4.624,61	21,56
Octubre	5.727,05	26,07
Noviembre	5.778,12	26,35
Diciembre	6.361,26	26,09
<b>Total</b>	<b>67.851,22</b>	<b>24,03</b>

**TABLA 4.24: PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR FRAUDE Y HURTO EN EL 2004.**

La tabla indica que el total por fraude o hurto en el 2004 fue de **67.851,22 Mwh** con **24,03 %** del total de las pérdidas.

#### **4.2.3. Análisis de resultados.**

Las pérdidas técnicas totales del 2004 fue **22952,82724 Mwh** que representan el **8,13 %** del total de las pérdidas de energía, y las pérdidas comerciales totales en el 2004 fue de **67851,21878 Mwh** que representan el **24,03 %** del total de pérdidas de energía. Resultando una pérdida total de energía igual a **90804,04 Kwh**

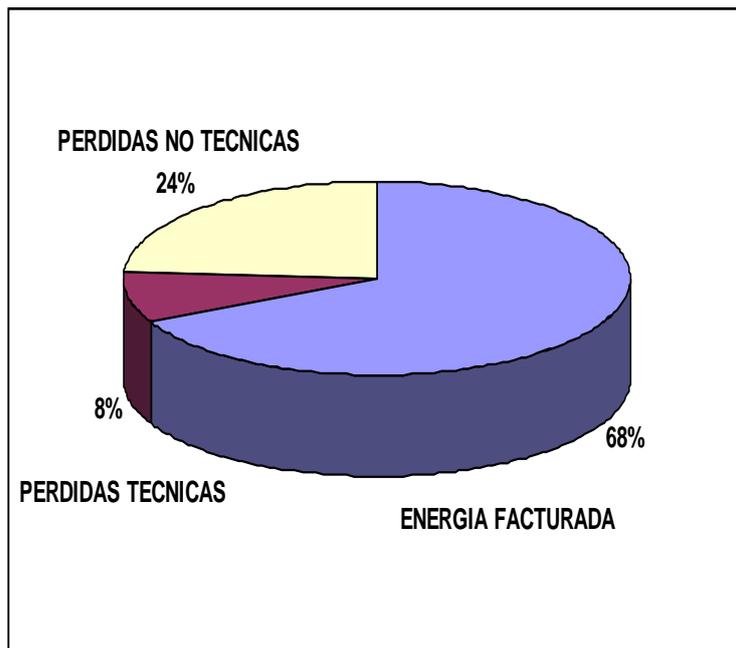
que representa el **32,16 %** del total de la energía del sistema de distribución.

En la tabla 4.25 se presenta el balance energético de la EMEPE C.A, en el año 2004, que incluye pérdidas técnicas y comerciales totales del año 2004.

Mes	Energía Disponible (Mwh)	Energía Facturada a Clientes Regulados (MWh)	Total Pérdidas Técnicas (MWh)	Pérdidas Técnicas (%)	Total Pérdidas Comerciales (MWh)	Pérdidas Comerciales (%)
Ene	25 592.56	16498,479	2.385,26	9,32	6.657,67	26,01
Feb	25 853.24	18582,766	2.345,52	9,07	4.871,25	18,84
Mar	27 473.87	19578,257	1.985,98	7,23	5.851,24	21,30
Abr	25 680.23	17324,075	1.649,93	6,42	6.650,71	25,90
May	23 552.38	15533,209	1.785,31	7,58	6.190,20	26,28
Jun	21 869.17	15354,576	1.754,43	8,02	4.715,46	21,56
Jul	20 537.05	13716,089	1.798,54	8,76	4.981,69	24,26
Ago	22 058.60	14759,851	1.824,20	8,27	5.441,96	24,67
Sep	21 445.29	14981,947	1.812,65	8,45	4.624,61	21,56
Oct	21 966.79	14346,029	1.861,34	8,47	5.727,05	26,07
Nov	21 925.94	14266,847	1.849,01	8,43	5.778,12	26,35
Dic	24 378.40	16075,928	1.900,66	7,80	6.361,26	26,09
	<b>282 333.52</b>	<b>191018,053</b>	<b>22952,82724</b>	<b>8,13%</b>	<b>67851,21878</b>	<b>24,03%</b>

**TABLA 4.25: BALANCE ENERGÉTICO DE LA EMEPE C.A EN EL 2004.**

La distribución de los resultados del balance de energía de la EMEPE C.A, en el 2004 se muestra en el grafico 4.1.



**FIGURA 4.1: DISTRIBUCIÓN DE BALANCE DE ENERGÍA.**

# **CAPITULO V.**

## **ALTERNATIVAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.**

### **5.1. Métodos para reducción de pérdidas técnicas.**

En esta sección se analizará las diferentes alternativas para la reducción de pérdidas técnicas.

La mayoría de las empresas eléctricas del país, en particular la EMEPE C.A, tienen cuantificadas sus pérdidas técnicas así como las causas que la originan, por lo tanto la EMEPE C.A tiene que efectuar programas de reducción a corto o mediano plazo.

La implementación de métodos de reducción requiere de inversión por parte de la empresa, pero por la falta de recursos financieros no se han llevado a cabo.

Desde el punto de vista costos beneficios se deben priorizar los métodos de reducción.

Los métodos que se describen a continuación son aplicados para las reducciones de pérdidas en líneas primarias, transformadores de distribución y circuitos secundarios que se escogieron como muestra en el capítulo IV.

#### **5.1.1. Cambiar conductores.**

Las pérdidas de potencia en conductores son proporcional a la resistencia, donde la resistencia es inversamente proporcional a su área o sección transversal, lo que implica que entre mayor es el área transversal mas baja es el valor de la resistencia, por lo tanto menor serán las pérdidas de potencia y energía, para ello se deben de encontrar conductores cuyo costo por unidad de longitud resulten óptimos.

Este método será aplicado a líneas primarias y líneas secundarias.

##### **a1. Líneas primarias.**

Para cambiar conductores en líneas primarias de muestra, es necesario conocer el valor de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud, por ello se presenta en la tabla 5.1 los valores de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud para el mes de Abril que es donde se presentan las

mayores pérdidas en comparación con el resto de los meses del año 2004.

Líneas Primarias	Demanda máxima (KW)	Pérdidas de potencia (KW)	Pérdidas de energía (KWH)	Longitud (Km.)	Pérdidas de potencia (KW/Km.)	Pérdidas de energía (KWH/Km.)
Chipipe	1.068,00	0,273215	63,18307	1,17	0,233517	54,002625
Libertad	1.275,00	5,316132	1960,136	4,58	1,160728	427,97724
Sta.Rosa	1.346,00	1,91777	182,3811	3,7	0,518316	49,292185
Suburbio	2.144,00	4,021005	1439,925	4	1,005251	359,9812

**TABLA 5.1: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR UNIDAD DE LONGITUD DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS DE MUESTRA.**

Para disminuir pérdidas de potencia y energía se utilizará el conductor inmediato superior al existente, es decir el conductor 266.8 ASC, en la tabla 5.2 se hace la comparación entre los dos calibres.

Conductor	Tipo	Calibre	Capacidad de carga (A)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)
-----------	------	---------	------------------------	------------------------------	-----------------------------

<b>Existente</b>	ASC	4/0	383	0,267	0,398
<b>Nuevo</b>	ASC	266.8	443	0,212	0,361

**TABLA 5.2: COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ENTRE EL NUEVO CONDUCTOR Y EL EXISTENTE DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS.**

Con el nuevo conductor se efectuaron cálculos de pérdidas de potencia y energía siguiendo el procedimiento explicado en el capítulo IV.

En la tabla 5.3 se presentan los valores de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud usando el nuevo conductor.

Líneas Primarias	Demanda máxima (KW)	Pérdidas de potencia (KW)	Pérdidas de energía ( KWH)	Longitud (Km.)	Pérdidas de potencia (KW/Km.)	Pérdidas de energía (KWH/Km.)
Chipipe	1.068,00	0,1761518	40,73645266	1,17	0,150557089	34,81748091
Libertad	1.275,00	3,424115	1262,521477	4,58	0,747623357	275,6597111
Sta.Rosa	1.346,00	1,6888445	160,6100974	3,7	0,456444461	43,40813444
Suburbio	2.144,00	2,8581847	1023,518003	4	0,714546176	255,8795007

**TABLA 5.3: PÈRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÌA POR UNIDAD DE LONGITUD CON EL NUEVO CONDUCTOR EN LAS LÌNEAS PRIMARIAS DE MUESTRA.**

En la tabla 5.3 se presenta el porcentaje de reducción de pérdidas en todo el sistema empleando el nuevo conductor.

Líneas Primarias	Pérdidas de Potencia máxima		Pérdidas de Energía	
	Kw	%	Kwh	%
SISTEMA ACTUAL	287	0,53	94820	0,39
CAMBIO DE CONDUCTOR	277	0,51	91770	0,37
REDUCCION	10	3,48	3050	3,21

**TABLA 5.4: PORCENTAJES DE REDUCCIÒN DE PÈRDIDAS. EN LINEAS PRIMARIAS.**

Como se observa en la tabla el ahorro de energía es de **3,05 Mwh** que corresponde a **3,21 %**.

#### a2. Líneas secundarias.

Al igual que las líneas primarias es necesario conocer el valor de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud de los circuitos tomados como muestra, para obtener las pérdidas de potencia y energía en unidad de longitud se consideró Septiembre como el mes que más pérdidas presenta, por lo tanto, se determinó que porcentaje de pérdidas se redujo al aplicar el nuevo conductor.

En la tabla 5.5 se presentan los valores de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud del conductor 2 ASC que corresponde al calibre de las líneas secundarias existentes.

Conductor	Tipo	Calibre	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	kw/m	Mwh/m
Existente	ASC	2	0,854	0,00080315	0,00025935

**TABLA 5.5: PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA POR UNIDAD DE LONGITUD CON CONDUCTOR EXISTENTE.**

Para disminuir las pérdidas de potencia y energía se utilizó el conductor inmediato superior al existente, es decir el conductor 1/0 ASC, en la tabla 5.6 se realiza la comparación entre los dos calibres.

Conductor	Tipo	Calibre	Capacidad de carga (A)	Resistencia ( $\Omega$ /Km.)	Reactancia ( $\Omega$ /Km.)
Existente	ASC	2	185	0,854	0,398
Nuevo	ASC	1/0	247	0,534	0,361

**TABLA 5.6: COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ENTRE EL NUEVO CONDUCTOR Y EL EXISTENTE EN LÍNEAS SECUNDARIAS.**

Con el nuevo conductor se efectuaron los cálculos de pérdidas y energía siguiendo el procedimiento explicado en el capítulo IV.

En la tabla 5.7 se presentan los valores de pérdidas de potencia y energía por unidad de longitud con el nuevo conductor.

Conductor	Tipo	Calibre	Resistencia (Ω/Km.)	kw/m	Mwh/m
Existente	ASC	1/0	0,534	0,00050220	0,00016217

**TABLA 5.7: PÈRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÌA POR UNIDAD DE LONGITUD CON EL NUEVO CONDUCTOR.**

En la tabla 5.8 se presenta el porcentaje de reducción de pérdidas en el mes de Septiembre de los circuitos secundarios de todo el sistema.

Conductor	Tipo	Calibre	kw/m	Kw	Mwh/m	Mwh
Existente	ASC	2	0,000803	1969,3	0,000259	740,8
Nuevo	ASC	1/0	0,000502	1231,4	0,000162	463,2
					<b>AHORRO Mwh</b>	<b>277,6</b>
					<b>AHORRO %</b>	<b>37,51</b>

**TABLA 5.8: PORCENTAJES DE REDUCCION DE PÈRDIDAS.**

Como se observa en la tabla el ahorro de energía es de **238,29 Mwh** que corresponde a **37,47 %**, lo cual es bastante considerable.

### 5.1.2. Cambiar o reubicar los transformadores de distribución.

Este método es aplicado a líneas primarias, transformadores de distribución, y circuitos secundarios.

#### a1. Líneas primarias.

La reubicación de transformadores en líneas primarias implica balancear la carga, el hecho de no tener a lo largo de las líneas primarias un balance entre fases, se tendrá mayores pérdidas de potencia en la fase donde exista el mayor porcentaje de carga.

En la tabla 5.9 se muestra los resultados de balancear las cargas para reducir pérdidas en las líneas primarias de todo el sistema, este balance se lo efectuó en el mes de Abril que es donde se presentan las máximas pérdidas.

Líneas Primarias	Pérdidas de Potencia máxima		Pérdidas de Energía	
	Kw	%	Kwh	%
SISTEMA ACTUAL	287	0,53	129.240	0,39
BALANCE DE CARGA	280	0,52	70.965	0,29
REDUCCION	7	2,43	58.276	45

**TABLA 5.9: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA POR BALANCE DE CARGAS.**

### a2. Transformadores de distribución.

Las pérdidas en transformadores de distribución existente se las puede reducir cambiando los transformadores instalados actualmente por otros que tengan características técnicas diferentes, es decir, cambiar los transformadores por otros que presenten menores pérdidas en vacío y en cobre, esto implica invertir en nuevas unidades, el método será aplicado en el mes de julio debido que ocurren las máximas pérdidas de energía en el año.

En la tabla 5.10 se presentan los resultados de este método.

Transformadores existentes		Transformadores nuevos		Ahorro Energía (Mwh)	Ahorro Energía (%)
Pérdidas potencia (Kw)	Pérdidas energía (Mwh)	Pérdidas potencia (Kw)	Pérdidas energía ( Mwh)		
1516,438	542,6423	1344,797	481,222	61,4202	11,3187

**TABLA 5.10: REDUCCION DE PÈRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÌA POR CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÒN.**

### a3. Circuitos secundarios.

Uno de los métodos para reducir pérdidas de potencia y energía es la ubicación óptima (centro de la carga) del transformador, este método se aplicó a los circuitos

secundarios que se tomaron como muestra, en el anexo 5.1 se presentan los circuitos secundarios con la reubicación del transformador.

En la tabla 5.11 se presentan el ahorro de energía para el mes de Septiembre, mes donde se tienen las mayores pérdidas de potencia y energía.

Sin ubicación óptima		Con ubicación óptima		Ahorro Energía (Mwh)	Ahorro Energía (%)
Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)	Pérdidas potencia (KW)	Pérdidas energía ( KWH)		
2307,26	740,8	1746,72	674,23	67	9

**TABLA 5.11: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA POR REUBICACION DE TRANSFORMADORES.**

### 5.1.3. Instalar capacitores.

Instalar capacitores es otro método de reducción de perdidas de potencia y energía, instalando banco de capacitores en las líneas primaria se consigue lo siguiente:

- Mejorar el factor de potencia de la carga.
- Elevar el nivel de voltaje, con lo que se mejora la regulación.
- Reducir las pérdidas por efecto joule en las líneas.

Mediante el método de momentos eléctricos se escogió la ubicación óptima en la cual se producía la mayor reducción de pérdidas de potencia y energía en las cuatro líneas primarias tomadas como muestra, así como la capacidad del banco en KVAR.

En el anexo 5.2 se presentan la ubicación y capacidad de los bancos de capacitores en las líneas primarias de muestra.

En la tabla 5.12 se presenta la reducción de pérdidas potencia y energía mediante la utilización de capacitores.

Línea primaria	SIN CAPACITOR				CON CAPACITOR				Ahorro de Energía (%)
	FP	Kw	Kvar	Mwh	FP	Kw	Kvar	Mwh	
<b>Chipepe</b>	0,95	0,27	0,089	0,095	0,98	0,249	0,050	0,058	<b>39,251</b>
<b>Libertad</b>	0,94	5,31	1,929	2,911	0,95	4,821	0,979	1,778	<b>38,924</b>
<b>Santa Rosa</b>	0,95	1,91	0,630	0,277	0,98	1,729	0,351	0,165	<b>40,514</b>
<b>Suburbio</b>	0,94	4,02	1,459	2,249	0,95	3,66	0,743	1,311	<b>41,713</b>

**TABLA 5.12: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA UTILIZANDO BANCOS DE CAPACITORES.**

#### 5.1.4. Conclusiones.

En la tabla 5.13 se presenta las reducciones de pérdidas del sistema actual con los diferentes métodos de reducción propuestos para la disminución de las pérdidas de energía.

Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)
<b>Líneas primarias</b>		
Cambio de conductor	3,05	3,21
Instalar capacitores	13,56	10,5
Balancear la carga	58,27	45
<b>Transformadores de distribución</b>		
Cambio de transformador	61,42	11,31
<b>Líneas secundarias</b>		
Cambio de conductor	277,6	37,51
Ubicación óptima de transformador	66	9

**TABLA 5.13: REDUCCIÓN DE PORCENTAJES DE ENERGÍA UTILIZANDO MÉTODOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

En la tabla se observa que el cambio de conductor en redes secundarias es mucho más efectivo, debido a que la disminución de las pérdidas está alrededor del 37,51%, por lo que sería la opción más adecuada. La ubicación óptima de los

transformadores en redes secundarias ofrece una reducción de pérdidas en el orden del 9%. El cambio de los transformadores sería la siguiente opción para la reducción de pérdidas con un valor del 11.31%.

Con lo que respecta a líneas primarias, el balance de fases es la opción más indicada, debido que se tiene una reducción del 45%, la instalación de capacitores sería la opción a seguir con una reducción del 10,5%. El cambio de conductor con una reducción del 3,21% y el balance de carga con una reducción del 2,13%, serían las acciones a seguir, pero se tiene que recordar que la implementación de estos sistemas requiere de una gran inversión obteniéndose una pequeña reducción de pérdidas.

## **5.2. Métodos para la reducción de pérdidas comerciales.**

Las pérdidas comerciales son producto de la mala administración en los procesos y la no inversión en métodos para reducir pérdidas por fraude y hurto, en esta sección se darán alternativas para reducir pérdidas comerciales ya que son evitables y se pueden obtener reducciones a límites aceptables.

### **5.2.1. Estudio para mejorar 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 esta sección se procederá a desarrollar la reingeniería del proceso de contratación, 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 su eficiencia, es verdad que cambiar ciertos aspectos sobre la marcha implica complicaciones pero se lo puede lograr si se lo hace de forma organizada.

#### **5.2.1.1. Mejora del proceso de contratación para clientes residenciales.**

Las alternativas que se plantean en la siguiente sección darán como resultado la mejora en ciertos pasos y la eliminación de pasos que son considerados innecesarios sin alterar el proceso.

Con la implementación de las alternativas el proceso puede reducirse a 15 pasos los cuales se detallan a continuación.

- 1) Llenar la solicitud para servicio nuevo.
- 2) Cancelar la inspección e instalación.
- 3) Emisión y asignación de ordenes de trabajo para inspecciones
- 4) Traslado a los lugares de inspección.
- 5) Inspección del domicilio.
- 6) Retorno al departamento de operaciones comerciales
- 7) Ingreso de novedades de la inspección a la base de datos.
- 8) Cliente asiste a ver el resultado de la Inspección.
- 9) Cliente se dirige a caja.
- 10) Cancelar el valor del contrato para "Servicio Nuevo".
- 11) Orden de trabajo y asignación de cuadrillas.
- 12) Elaborar y aprobar el listado de materiales.
- 13) Retirar material 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: Llenar la Solicitud para Servicio Nuevo.-**

Una vez que el cliente cumple con todos los requisitos, tiene que acercarse a servicio nuevo donde la persona que se encarga de elaborar la solicitud de servicio nuevo procede a ingresar los datos del cliente, para luego proceder a elaborar la solicitud. Para ello la EMEPE C.A, debe tener a disposición el Sistema de Información Geográfico actualizado, que cuente con una base cartográfica de manzanas y solares de toda su área de concesión para determinar la dirección exacta del lugar de inspección junto con el cliente.

### **Paso 2: Cancelar la Inspección e Instalación.-**

El cliente se acerca a caja a cancelar el valor de la inspección y una letra del medidor que corresponde al 25% del valor total.

**Paso 3: Emisión y Asignación de Ordenes de Trabajo para Inspecciones.-**

En el Departamento de Operaciones se emitirán las órdenes de inspecciones con sus respectivas rutas, domicilio, cliente y novedades que ocurran 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 4: Traslado a los Lugares de Inspección.-**

Con la información receptada en el Departamento de Contratación en cuanto a la dirección exacta del cliente la cuadrilla se traslada al lugar de la inspección.

**Paso 5: 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 6: Retorna al Departamento de Operaciones Comerciales.-**

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

**Paso 7: Ingreso de Novedades de la Inspección a la Base de Datos.-**

El personal retorna del sitio de inspección con todos los datos que se necesitan para realizar la instalación e ingresarlos a la base de datos.

**Paso 8: Cliente Asiste a Ver Resultado de Inspección.-**

Este paso es netamente para usuarios que tienen grandes edificaciones debido a que previamente debió entregar las memorias técnicas y planos eléctricos para que sean revisados por el ingeniero encargado de esta inspección.

**Paso 9: El cliente se dirige a caja.-**

El cliente se dirige a caja que se encuentra a 10 m desde el escritorio de la persona encargada de servicio nuevo.

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

El cliente se dirige a caja cancelar el valor del contrato.

**Paso 11: 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.

**Paso 12: Elaborar y Aprobar el Listado de Materiales.-**

Se elabora el listado de materiales e inmediatamente tiene que ser aprobados para que sea realizada la instalación del medidor.

**Paso 13.- Retirar Material de Bodega.-**

El personal se traslada hasta la bodega para retirar los materiales que fueron previamente solicitados.

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

La cuadrilla se traslada hasta el lugar de la instalación.

**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.

Para la parte Industrial se estableció que el proceso actual sigue los mismos pasos, 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 semanas 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.

En el anexo 5.3 se presenta el diagrama de flujo del proceso propuesto.

Este flujo muestra que los pasos son más sencillos, directos y ágiles, además que cada área trabaja 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.

#### **5.2.1.2. Plantear soluciones a corto y mediano plazo.**

Las soluciones que se dan a continuación tienen como objetivo mejorar el proceso de contratación, estas soluciones pueden ser aplicadas a corto o mediano plazo.

##### **a. Soluciones a Corto Plazo.**

1. Una solución inmediata que no requiere de mucha inversión es utilizar carteles o volantes, para que el usuario conozca los requisitos o pasos que deber seguir para legalizar su consumo, es decir contratar el servicio nuevo de medidor.

##### **a. Soluciones a Mediano Plazo.**

1. Implementar un software moderno (MICROSTATION), para disponer de la información cartográfica de la península para que la persona encargada en servicio nuevo pueda ubicar al cliente fácilmente, de esta manera el

inspector puede realizar su trabajo sin inconvenientes y así el proceso no se detiene.

2. Realizar inventario de los materiales en bodega, este inventario debe realizarse 2 veces en el año.

Con el inventario se puede conseguir lo siguiente.

- Tener en stock los materiales necesarios para satisfacer la demanda anticipada de los clientes.
- No se acumularían los trabajos por falta de materiales y por consiguiente el proceso no se detendría.

#### **5.2.1.3. Conclusiones.**

De implementarse el software que permita tener una cartografía digital, se podrá obtener una mejor eficiencia al proceso, debido a que no ocurrirá retrabajo en la inspección, el retrabajo produce pérdida de tiempo, por lo que el inspector tiene que regresar a las oficinas y esperar hasta que nuevamente le den la orden de inspección, produciendo la para total del proceso.

Realizando el inventario de los materiales se podrá obtener un control de los equipos e instrumentos que

tiene la empresa, con sus respectivos códigos, precios y cantidad disponible de lo que necesita para cubrir la demanda de los clientes, llevando un control lo que hará más ágil el proceso para la instalación del medidor. Este inventario es importante debido a que el proceso no se ve afectado por demoras o paralizaciones por la falta de materiales que en la empresa es muy frecuente.

#### **5.2.2. Reducción del porcentaje por fraude y hurto.**

El problema del fraude y hurto no solo se presenta en sectores sociales bajo si no que actualmente se presenta en los diferentes sectores, esto es un problema grave para la EMEPE C.A, ya que el perjuicio económico es muy grande, por lo tanto, la empresa debe tomar acciones para disminuir estas pérdidas a valores aceptables. En la presente sección se dan alternativas para disminuir el fraude y hurto de energía.

##### **5.2.2.1. Posibles soluciones.**

Entre las diferentes alternativas que se dan a continuación algunas son alternativas ya conocidas como la utilización de redes antihurto, inspecciones en sitio, y alternativas que funcionan en base a tecnología moderna

como es el sistema prepago de energía, y otro método que consiste en implementar acciones legales, este es un método que aunque debería ser aplicado tiene sus repercusiones por cuanto los usuarios tienen protección en la ley de defensa del consumidor.

#### **5.2.2.1.1. Conductores antihurto.**

Las líneas aéreas de distribución secundaria existentes en las empresas distribuidoras, específicamente en la EMEPE C.A son por lo general de tipo abierto, es decir que los conductores son desnudos (normalmente de aluminio), son tendidos en forma vertical - paralela sobre bastidores o "racks" que son instalados en los postes, sean estos de metal, hormigón o de madera, por lo tanto los conductores antihurto son una buena alternativa para eliminar la conexiones ilegales o clandestinas.

#### **5.2.2.1.2. Cajas antihurto.**

Las cajas antihurto es otro método de reducción de pérdidas, son diseñadas para 10 usuarios de zonas marginales de bajo consumo.

Por lo general existen zonas marginales que en un promedio de 10 casas, 6 roban energía, entonces en esta zona se debe realizar el cambio de las redes secundarias por las de antihurto.

#### **5.2.2.1.3. Sistema prepago de energía.**

El sistema opera básicamente de la siguiente manera: el usuario se dirige a las oficinas o al puesto de venta externo y efectúa una compra de energía, expresándola en dólares o en kWh.

El sistema emite una factura por el importe correspondiente y además un "vale de transferencia de crédito", con un código numérico de 16 dígitos.

Una vez en su domicilio, el usuario digita dicho código en el teclado de la Unidad de Control de su medidor, donde puede visualizar en el "display" de la misma los kWh acreditados.

El cuerpo del medidor en sí, se halla instalado externamente donde antes se encontraba el medidor convencional.

El medidor se comunica con la unidad de control a través de un cable bipolar.

Para el caso específico de la electrificación rural, se emplean gabinetes metálicos blindados lo que facilita la instalación de las unidades de medición de los medidores "bi-cuerpo" a la intemperie y provee al mismo tiempo un cerramiento anti-fraude para el medidor.

#### **5.2.2.1.4. Inspecciones o auditoria en sitio con comprobador electrónico (MAC).**

El equipo MAV 2 (Verificador de Exactitud de Medidores) funciona muy fácilmente, al ser conectado en la base socket del medidor que fue retirado previamente se enciende una luz de color verde que indica que la base del equipo esta alimentado, una vez verificado esto se coloca el medidor al que se le va a realizar la prueba, en este momento el MAV 2 genera una carga fantasma la cual hace que el disco empiece a girar, luego con el display se selecciona las características del medidor y que clase de prueba se desea realizar.

Con las inspecciones en sitio se busca disminuir en el corto plazo la adulteración en los medidores, de tal manera que se pueda recuperar la energía en medidores adulterados, las inspecciones con el MAC deben ser periódicas para que los usuarios no vuelvan a

manipular los medidores de lo contrario la empresa debe tomar acciones legales.

#### **5.2.2.1.5. Implementar acciones legales.**

La pérdida comercial de energía es un problema nacional, por eso en materia de electricidad, se están tomando los correctivos necesarios, tratando que los ciudadanos hagan uso racional de la energía.

Se afirma que las pérdidas comerciales se producen por la costumbre de los usuarios de intervenir los medidores de energía. Esto evita la subfacturación, lo cual ocasiona que las empresas eléctricas no midan el consumo correcto y así los cargos tarifarios sean mínimos. Se sugiere implementar alguna acción legal como la contratación de un abogado, que este a cargo de todos los casos de hurto de energía, el cual debe trabajar conjuntamente con el personal del área de pérdidas y reconexión de la empresa.

#### **5.2.2.2. ventajas.**

- Con la implementación de cualquiera de los métodos anteriores se puede tener un mejor control, de esta manera se recupera la energía que no es facturada por la empresa.
- Se puede proteger al equipo de medición con la finalidad de impedir que el usuario siga manipulando el medidor.
- Disminuir el porcentaje de pérdidas de energía en el sistema de distribución.
- De implementarse acciones legales el usuario infractor se vera obligado a reconocer el error cometido y llegar a un acuerdo con la empresa por medio del abogado, de esta manera la empresa recuperará la energía no facturada en base a un consumo promedio de los equipos o electrodomésticos que el infractor posea.

#### **5.2.2.3. Desventajas.**

- La utilización de nuevos elementos para la protección de las redes y equipo de medición, involucra inversión por parte de la empresa.

- El identificar a los infractores o las zonas con más porcentajes de usuarios conectados ilegalmente, es una desventaja, debido a que la empresa invierte tiempo en la identificación de estos, al igual que dinero en personal para que realice este tipo de trabajo.
- La desventaja de implementar acciones legales esta en que la defensoría del consumidor eléctrico siempre protege a los usuarios aduciendo la mala calidad del servicio eléctrico. Los usuarios de alto consumo de energía tienen capacidad económica para competir con la empresa en cuyos casos los juicios duran hasta dos años sin obtener grandes resultados.

#### **5.2.2.4. Conclusiones.**

Con la implementación de redes antihurto se podrá tener un mejor control de las redes de distribución, con lo que se disminuiría las pérdidas por fraude y hurto.

De implementarse el sistema prepago de energía dará la oportunidad a las personas de escasos recursos servirse de la electricidad comprando energía prepagada de

acuerdo a sus necesidades y a su disponibilidad económica, y los usuarios de mas alto nivel económico podrán controlar su consumo y no excederse, para posteriormente adjudicar su malestar por el alto costo de las planillas eléctricas.

De realizar inspecciones periódicas con el MAC se podrá proteger al equipo de medición con la finalidad de impedir que el usuario siga manipulando el medidor.

De implementarse acciones legales el infractor tendrá que aceptar su error y proceder a cancelar un valor promedio obtenido por el inspector en base a sus equipos o electrodomésticos que el infractor posea.

En base a la experiencia obtenida en campo para la realización de los levantamientos de información en circuitos secundarios y medidor tiene que de cada 10 usuarios existe 1 con una conexión ilegal, asumiendo un consumo promedio mensual de 150 Kwh en cada una de estas conexiones se tiene un perjuicio de 1033,47 Mwh,

lo cual tienen que emplearse acciones para recuperar esta energía pérdida.

En la tabla 5.13 se presenta el porcentaje de recuperación de energía mensual para la reducción de pérdidas comerciales usando métodos de reducción planteados anteriormente.

<b>Energía disponible (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (MWH)</b>	<b>Recuperación de energía (%)</b>	<b>Recuperación de energía (USD)</b>
23527,79	1033,47	4,39	1598778

**TABLA 5.14: RECUPERACION DE ENERGIA MENSUAL MEDIANTE METODOS DE REDUCCION DE PÉRDIDAS.**

De la tabla anterior se observa que se puede recuperar 1033,47 Mwh lo que representa \$ 1598778, por lo tanto el área de control de pérdidas necesita la atención de los miembros de la empresa, en el sentido de inversión en métodos para reducir estas pérdidas.

Si no se trabaja para proteger las redes se seguirá perdiendo energía y con ello las pérdidas económicas seguirán siendo altas.

# **CAPITULO VI.**

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.**

### **6.1. Análisis económico para reducir pérdidas técnicas.**

En el capítulo V se detalló las alternativas para reducir pérdidas técnicas, en esta sección se analizarán los costos beneficios para reducir estas pérdidas, así como el periodo de recuperación del capital invertido.

#### **6.1.1. Determinación de los beneficios.**

En esta sección se analizará los beneficios de implementar las alternativas de reducción de pérdidas técnicas en líneas primarias, transformadores de distribución, y líneas secundarias.

##### **a. Análisis de los beneficios de las líneas primarias.**

Para cada alternativa de reducción propuesta en el capítulo V se determinan los beneficios, obteniendo cuanto se disminuye en las pérdidas mediante la diferencia entre las pérdidas con el sistema actual y las pérdidas con las alternativas propuestas.

En la tabla 6.1 se presenta el beneficio mensual de reducir pérdidas en líneas primarias de todo el sistema.

Métodos para reducir pérdidas en líneas primarias	Reducción de perdidas en Kwh.	Beneficio Mensual (\$)
Cambio de conductor	3.050	308
Instalar capacitores	13.560	1.372
Balancear la Carga	2.020	204

**TABLA 6.1: BENEFICIOS DE REDUCIR PÉRDIDAS EN LINEAS PRIMARIAS.**

**b. Análisis de los beneficios en cambiar transformadores de distribución.**

El beneficio mensual que se tiene al cambiar los transformadores de distribución se presenta en la tabla 6.2.

Métodos para reducir pérdidas en transformadores	Reducción de perdidas en Kwh	Beneficio (\$)
Cambio de capacidad	61.420	6.215

**TABLA 6.2: BENEFICIOS EN CAMBIAR TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

**c. Análisis de los beneficios de los circuitos secundarios.**

Para cada alternativa de reducción en los circuitos secundarios propuesta en el capítulo V se determinan los beneficios obteniendo cuanto se disminuye en las pérdidas mediante la diferencia entre las pérdidas con el sistema actual y las pérdidas con las alternativas propuestas.

En la tabla 6.3 se presenta el beneficio mensual de reducir pérdidas en circuitos secundarios de todo el sistema.

Métodos para reducir pérdidas en circuitos secundarios	Reducción de pérdidas en Kwh.	Beneficio (\$)
Cambio de conductor	277.600	28.093
Ubicación optima	66.593	15.787

**TABLA 6.3: BENEFICIOS DE REDUCIR PÉRDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS.**

**6.1.2. Determinación de los costos de inversión.**

En esta sección se detallarán cuales son los costos de cada uno de los métodos de reducción de pérdidas. Los costos de inversión es el punto más importante para las empresas del país en especial la EMEPE C.A, debido a que la administración no

dispone de recurso, pero deben buscarse soluciones ya sea por medio de préstamos bancarios o privatizando la empresa.

#### a1. Líneas primarias.

- Los costos de inversión en \$/Km. de los nuevos conductores que van a ser instalados en las líneas primarias de muestra se presentan en la tabla 6.4.

COSTO UNITARIO (\$/Km.)	LONGITUD TOTAL (Km.)	COSTO EN CONDUCTOR (\$)	GASTOS TECNICOS (\$)	TOTAL (\$)
3.150	1.671	5'263.650	11.646	5'403.405

**TABLA 6.4: COSTOS DE INVERSION POR CAMBIO DE CONDUCTOR EN LINEAS PRIMARIAS.**

\*Fuente: Revista del CRIEEL- Costos de materiales.

- Los costos de inversión por balance de carga se presenta en la tabla 6.5.

INGENIERO (\$)	CAPATAZ +2 LINIEROS (\$)	1 VEHICULOS (\$)	TOTAL MENSUAL (\$)
1.000	1.300	500	2.800

**TABLA 6.5: COSTO DE INVERSION POR BALANCE DE CARGA.**

Los costos mostrados en la tabla anterior corresponden al sueldo mensual de cada integrante que conforma la cuadrilla, por lo tanto para balancear la carga en todas las líneas primarias en el periodo de un mes es necesario utilizar 9 cuadrillas, debido a que cada cuadrilla se tarda en un tiempo estimado de 1 mes en balancear 4 líneas primarias, lo que resulta una inversión total de \$ 25.200.

- Los costos de inversión de instalar bancos de capacitores se muestran en la tabla 6.6.

<b>Gastos materiales</b>	\$ 47.150
<b>Gastos técnicos</b>	\$ 11.200
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 58.350</b>

**TABLA 6.6: COSTOS DE INVERSION POR INSTALAR CAPACITORES.**

\*Fuente: Revista del CRIEEL – Costo de materiales.

Los gastos técnicos mostrados en la tabla representan a 4 cuadrillas que instalarán 3 bancos de capacitores en una semana lo que resulta en instalar todos los bancos en el sistema en un tiempo total estimado de 1 mes.

### **a2. Transformadores de distribución.**

Los costos de inversión que se requiere para cambiar los transformadores existentes por otros de otras características técnicas se presentan en la siguiente tabla.

<b>Costos de transformadores</b>	<b>\$2'930.900</b>
<b>Gastos técnicos</b>	<b>\$ 103.200</b>
<b>Total inversión</b>	<b>\$ 3'034.100</b>

**TABLA 6.7: COSTOS DE INVERSION PARA CAMBIAR TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION**

\*Fuente: [www.ecuatran.com](http://www.ecuatran.com)

Como se observa en la tabla los costos de inversión en cambiar los transformadores existentes son muy elevados, el tiempo máximo para efectuar la obra es en el primer año.

### **a3. Circuitos secundarios.**

Los costos de inversión para circuitos secundarios se detallan a continuación:

- Los costos de inversión en \$/Km. de los nuevos conductores que van a ser instalados en las líneas secundarias se presentan en la tabla 6.8.

<b>COSTO UNITARIO (\$/Km.)</b>	<b>LONGITUD TOTAL (Km.)</b>	<b>COSTO DE CONDUCTOR (\$)</b>	<b>GASTOS TECNICOS (\$)</b>	<b>TOTAL INVERSION (\$)</b>
703	1.226	861.878	139.755	1'001.633

**TABLA 6.8: COSTOS DE INVERSION POR CAMBIO DE CONDUCTOR EN LINEAS SECUNDARIAS.**

\*Fuente: Revista del CRIEEL- Costos de materiales.

- La inversión que se necesita para realizar la ubicación óptima de los transformadores en circuitos secundarios se muestra en la siguiente tabla.

<b>INGENIERO (\$)</b>	<b>CAPATAZ Y 2 LINIEROS (\$)</b>	<b>1 VEHICULOS (\$)</b>	<b>GASTOS EN MATERIALS (\$)</b>	<b>TOTAL (\$)</b>
1.000	1.300	500	1.000	3.800

**TABLA 6.9: COSTO DE INVERSION PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

\*Fuente: Dirección de Planificación.

El valor mostrado en la tabla es el costo total mensual en cada cuadrilla, utilizando 10 cuadrillas para ubicar los transformadores se tendría una inversión total mensual de \$38.000.

### **6.1.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación del capital.**

El periodo de recuperación es el tiempo que le toma a la empresa en recuperar la inversión inicial, para efectuar este análisis se considerará todos los métodos de reducción de pérdidas técnicas, se debe mencionar que el periodo de recuperación es a partir de que el proyecto de reingeniería culmine.

#### **Periodo de recuperación de capital en cambiar conductores en líneas primarias.**

La inversión que se requiere para cambiar los conductores en líneas primarias es de \$5'403.405, pero con beneficio anual de \$3.704, considerando un periodo de estudio del proyecto de 15 años, que es el tiempo estimado de vida de los conductores, siguiendo con el plan para reducir pérdidas técnicas se tiene el siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	5'403.405
2	3.704
3	3.704
4	3.704
5	3.704
6	3.704
7	3.704
8	3.704
9	3.704
10	3.704
11	3.704
12	3.704
13	3.704
14	3.704
15	3.704

**TABLA 6.10: FLUJO DE CAPITAL POR CAMBIO DE CONDUCTOR EN LINEAS PRIMARIAS.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

r = 12,00% anual.

**VPN = -5'382.748**

El valor negativo del VPN indica que no es favorable invertir en conductores nuevos, debido que se requiere de una alta inversión para obtener beneficios muy bajos, el diagrama de flujo de efectivo muestra que se requiere de gran periodo de tiempo para recuperar la inversión.

**Periodo de recuperación de capital por balance de carga en líneas primarias.**

Para el balance de carga se consideró un periodo de estudio de 12 meses, debido a que es recomendable efectuar un estudio de balance anualmente.

tiempo	flujo
1	25.200
2	3.875
3	3.875
4	3.875
5	3.875
6	3.875
7	3.875
8	3.875
9	3.875
10	3.875
11	3.875
12	3.875

**TABLA 6.11: FLUJO DE CAPITAL POR BALANCE DE CARGA.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 1\%$  mensual.

$$\mathbf{VPN = 11.430,93}$$

El valor positivo del VPN demuestra que es favorable invertir en este proyecto, el diagrama de flujo de efectivo muestra que en 8 meses se recuperará la inversión.

### **Periodo de recuperación de capital por instalar capacitores en líneas primarias.**

Para efectuar el análisis del periodo de recuperación se consideró el tiempo del proyecto igual al tiempo de vida de los capacitores.

tiempo	flujo
1	58.350
2	16.467
3	16.467
4	16.467
5	16.467
6	16.467
7	16.467
8	16.467
9	16.467
10	16.467
11	16.467
12	16.467
13	16.467
14	16.467
15	16.467

**TABLA 6.12: FLUJO DE CAPITAL POR LA INSTALACION DE CAPACITORES EN LINEAS PRIMARIAS.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 12,00\%$  anual

**VPN = 41.306,53**

El resultado del VPN es positivo por lo tanto se acepta el proyecto y se espera recuperar el dinero invertido en el primer año de implementado.

**Periodo de recuperación de capital en cambiar transformadores de distribución.**

Para hallar los indicadores económicos se dispone del siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	3'034.100
2	74.078
3	74.078
4	74.078
5	74.078
6	74.078
7	74.078
8	74.078
9	74.078
10	74.078
11	74.078
12	74.078
13	74.078
14	74.078
15	74.078

**TABLA 6.13: FLUJO DE CAPITAL POR CAMBIO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 12,00\%$  anual.

**VPN = -2'585.785**

El resultado negativo del VPN demuestra que este método no es factible debido que se requiere de fuerte inversión, además el capital invertido se recuperara a largo plazo.

### **Periodo de recuperación de capital en cambiar conductores en líneas secundarias.**

Para hallar los indicadores económicos se dispone del siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	1.001.633
2	337.117
3	337.117
4	337.117
5	337.117
6	337.117
7	337.117
8	337.117
9	337.117
10	337.117
11	337.117
12	337.117
13	337.117
14	337.117
15	337.117

**TABLA 6.14: FLUJO DE CAPITAL POR CAMBIO DE CONDUCTORES EN LINEAS SECUNDARIAS.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno invertir en el proyecto.

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

Donde:

r = 12,00% anual

**VPN = 1'038.565**

El resultado del VPN demuestra que la inversión en este proyecto resulta altamente favorable y se espera recuperar el capital invertido en 3 años.

**Periodo de recuperación de capital por la ubicación óptima en transformadores de distribución.**

El periodo de estudio es de 12 meses, debido a que anualmente se deben efectuar ubicaciones óptimas de transformadores de distribución, para hallar los indicadores económicos se dispone del siguiente diagrama de flujo de efectivo.

<b>tiempo</b>	<b>flujo</b>
<b>1</b>	<b>38.000</b>
<b>2</b>	<b>15.787</b>
<b>3</b>	<b>15.787</b>
<b>4</b>	<b>15.787</b>
<b>5</b>	<b>15.787</b>
<b>6</b>	<b>15.787</b>
<b>7</b>	<b>15.787</b>
<b>8</b>	<b>15.787</b>
<b>9</b>	<b>15.787</b>
<b>10</b>	<b>15.787</b>
<b>11</b>	<b>15.787</b>
<b>12</b>	<b>15.787</b>

**TABLA 6.15: FLUJO DE CAPITAL POR UBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 1\%$  mensual

**VPN = 111.239,06**

El resultado del VPN demuestra que la inversión en este proyecto resulta favorable y se recupera el capital invertido en tres meses.

#### **6.1.4. Conclusiones.**

Resulta altamente costoso invertir en proyectos para reducir pérdidas técnicas y obtener resultados no muy alentadores, lo que demuestra que es más factible invertir en métodos para reducir pérdidas comerciales (no técnicas).

A continuación se presenta la tabla 6.9 donde se muestra el análisis económico de reducir perdidas técnicas.

	<b>COSTOS (\$)</b>	<b>BENEFICIOS (\$)</b>	<b>VP(BENEFICIOS)</b>	<b>B/C</b>
<b>LINEAS PRIMARIAS</b>				
<b>CAMBIO DE CONDUCTOR</b>	5'403.405	3.703	20.657	0,0038
<b>BALANCE DE CARGA</b>	25.200	3.875	36.631	1,45
<b>BANCO DE CAPACITORES</b>	58.350	16.467	99.657	1,7
<b>TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION</b>				
<b>CAMBIO DE TRANSFORMADORES</b>	3'034.100	74078,4	413.141	0,1362
<b>LINEAS SECUNDARIAS</b>				
<b>CAMBIO DE CONDUCTOR</b>	1'001.633	33.7117	1'880.134	1,8771
<b>UBICACIÓN OPTIMA</b>	38.000	15.787	149.239	3,92

**TABLA 6.16: ANÁLISIS ECONÓMICO DE REDUCIR  
PÉRDIDAS TÉCNICAS.**

Los resultados obtenidos con el método del VPN (valor presente neto), demuestra que resulta factible invertir en rediseñar las líneas secundarias del sistema de distribución, el análisis B/C de cambiar el conductor es de 1,87, siendo este valor mayor a uno se acepta el proyecto.

La ubicación óptima es la mejor opción para reducir pérdidas técnicas debido a que resulta el valor B/C igual a 23,4, por lo tanto se acepta el proyecto.

En la instalación de bancos de capacitores para las líneas primarias de distribución, resulta un B/C de 5,57, por lo tanto se procede a la aceptación del proyecto.

## **6.2. Análisis económico para reducir pérdidas comerciales.**

En el capítulo V se detalló las alternativas para reducir pérdidas comerciales, así como las alternativas para mejorar el proceso de contratación, en esta sección se analizarán los costos beneficios para reducir estas pérdidas, así como el periodo de recuperación del capital invertido.

### **6.2.1. Análisis económico de mejorar el proceso de contratación.**

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 obtengan a cortos plazos, se han detallado los diversos problemas que presenta el proceso de contratación y que se reflejan como pérdidas económicas para la EMEPE C.A, donde se tiene la necesidad de implementar alternativas que presenten mejoras lo antes posibles.

### 6.2.1.1. Determinación de los beneficios.

El aumento en la eficiencia del proceso es un hecho muy importante de manera que podrá obtenerse el medidor en el menor tiempo posible, y por ende menor será la pérdida de energía por retrasos en la instalación.

En la siguiente tabla se muestra el sumario de datos con el proceso propuesto.

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

**TABLA 6.17: SUMARIO DE DATOS DEL PROCESO DE CONTRATACION PROPUESTO.**

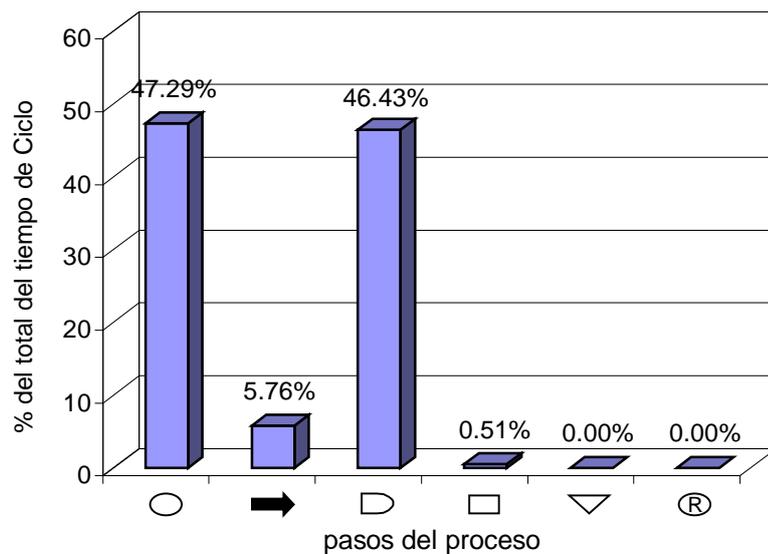
En la tabla anterior se observa que el tiempo total que toma en adquirir un medidor es de 3123 minutos, con un tiempo de operación 1477 minutos obteniendo la eficiencia mediante la siguiente expresión:

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

Obteniendo una eficiencia del 47.49 %.

Con el método propuesto la eficiencia del proceso aumento de 21.30 % a 47.29 % es decir que el tiempo del proceso disminuyo casi al 50 %.

En el grafico 6.1 se muestra el porcentaje de tiempo del proceso propuesto.



**GRÁFICO 6.1: PORCENTAJE DE TIEMPO DEL PROCESO PROPUESTO DE CONTRATACIÓN.**

En el diagrama de barras se aprecia 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.

Con la aplicación de la reingeniería al Proceso de contratación se logrará realizar todo el proceso en 2 días, para el caso de los 181 clientes consumirán un promedio de 10 KWh en los 2 días que tardará en obtener el servicio, tendrán un consumo de 1.810 KWh Lo que constituye una pérdida económica de \$ 202,90 lo que anteriormente era una pérdidas de \$ 2273,28, de manera que con el nuevo proceso se va a recuperar \$ 2.070,38 mensuales equivalente a \$ 24.845,88 al año.

#### **6.2.1.2. Determinación de los costos de inversión.**

Los carteles o volantes para dar una mayor información a los nuevos clientes tendrán un costo de aproximadamente \$ 500, valor que corresponde a tinta para impresora y tinta para fotocopidora.

El costo del software para la cartografía digital (MICROSTATION) esta cerca de los \$20000 el cual incluye licencias e implementación, el costo por capacitación del personal en un tiempo estimado de 3 semanas es de \$1500, incluyendo el mantenimiento durante el tiempo en el que se implementa el sistema.

#### **6.2.1.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación del capital.**

Conociendo la inversión que debe hacerse para mejorar el proceso, se procede al calculo de los indicadores económicos, la inversión inicial corresponde a \$ 22000 desglosado de la siguiente manera \$ 20000 el costo del software, \$1500 en gastos para capacitar el personal, y \$500 en gastos de tintas tanto para impresora como para fotocopidora y papel para impresión y posterior copias para repartir a los usuarios.

Siguiendo con el plan para reducir pérdidas en el proceso de contratación se tiene el siguiente flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	22000
2	24844,56
3	24844,56
4	24844,56
5	24844,56
6	24844,56
7	24844,56
8	24844,56
9	24844,56
10	24844,56
11	24844,56
12	24844,56

**TABLA 6.18: FLUJO DE CAPITAL DEL PROCESO DE CONTRATACIÓN.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 12\%$  anual

**VPN = 116560,325**

El resultado del VPN nos permite corroborar que la inversión en este proyecto resulta favorable y se espera recuperar el capital invertido en 2 meses.

#### **6.2.1.4. Conclusiones.**

Con el proceso propuesto se espera reducir el tiempo al 50%, tiempo que toma en contratar el servicio nuevo de un medidor, es decir aumentar la eficiencia del proceso al 47,49%, para llevar a cabo este proyecto es necesario invertir \$22000 que es el costo de implementación del método propuesto, obteniendo un beneficio anual de \$24844.56, con este proyecto se puede recuperar la inversión en el primer año de implementado para posteriormente obtener beneficios mensuales de \$2070.

#### **6.2.2. Análisis económico para la reducción del porcentaje por fraude y hurto.**

Una vez que se realizó el plan de mejora para reducir el porcentaje de fraude y hurto de energía, se hará a continuación la evaluación económica que corresponde a costos beneficios y recuperación de capital invertido.

### 6.2.2.1. Determinación de los beneficios.

Para determinar cuales son los beneficios que implica proteger las redes eléctricas, las instalaciones y equipo de medición de los infractores es un poco difícil, pero se realizarán aproximaciones de consumo para los usuarios.

En la tabla 6.12 se detalla cuanto dinero le ingresa a la EMEPE C.A, según el consumo de cada usuario.

Consumo (Kwh.)	Costo de Energía (\$/Kwh.)	Comercialización (\$/cliente)	Ingreso (\$)
50	0,091	1,488	6,038
100	0,095	1,488	10,988
125	0,099	1,488	13,863
150	0,099	1,448	16,298
200	0,107	1,448	22,848
250	0,107	1,448	28,198
300	0,107	1,448	33,548
350	0,107	1,448	38,898
400	0,107	1,448	44,248
450	0,107	1,448	49,598
500	0,107	1,448	54,948
600	0,107	1,448	65,648
700	0,107	1,448	76,348
800	0,107	1,448	87,048
900	0,107	1,448	97,748
1000	0,107	1,448	108,448

\* Sacando con el ultimo pliego tarifario Octubre del 2004

**TABLA 6.19: INGRESOS POR EL CONSUMO DE CADA USUARIO**

Esta tabla nos ayudará a analizar los casos más críticos en que los clientes residenciales hurtan aproximadamente el 40%( manipulación del medidor) o el 100% (conexión ilegal).

Para analizar los beneficios que se tienen al implementar los métodos de reducción por fraude y hurto solo se considerará a los usuarios de bajo consumo (menor a 300 Kwh).

Tomando un consumo promedio de 150 Kwh. mensuales para usuarios de bajo consumo se tiene que si se pierde el 40% (manipulación del medidor) de la energía consumida la empresa perderá \$ 6,07 mensualmente por cada medidor manipulado pero si el porcentaje de pérdidas es al 100 % (conexión ilegal) se tendrá una pérdida de \$ 15,16 por cada usuario conectado ilegalmente.

De la experiencia obtenida en campo se tiene que de cada 10 usuarios 1 tiene una conexión ilegal (100%), se tienen que aproximadamente 6890 hurtan energía del

total de usuarios residencial (68898), con lo que se tiene una pérdida mensual de 1033,47 Mwh, de manera que controlando el 50% de los infractores con alguno de los métodos de reducción de fraude y hurto se tiene una recuperación de 516,735 Mwh obteniendo un beneficio de **\$ 52241.9.** mientras que controlando el 100% de los infractores se tiene una recuperación de 1033,47Mwh obteniendo un beneficio de **\$ 104483.817.**

#### **6.2.2.2. Determinación de los costos de inversión.**

A continuación se presentan los costos de inversión en cada una de las alternativas propuestas para reducir pérdidas por fraude o hurto.

##### **Costos de inversión en conductores antihurto.**

Para determinar el costo el costo de instalación de redes antihurto en los circuitos secundarios del sistema, se debe de considerar el costo del conductor, la mano de obra, estos valores se muestran en la siguiente tabla.

<b>COSTO UNITARIO (\$/Km.)</b>	<b>LONGITUD TOTAL (Km.)</b>	<b>COSTO EN CONDUCTOR (\$)</b>	<b>GASTOS TECNICOS (\$)</b>	<b>TOTAL INVERSION (\$)</b>
2800	1226	3432800	11646,26	3444446,26

**TABLA 6.20: COSTOS DE INVERSION EN CONDUCTORES ANTIHURTO.**

\*Fuente: Revista CRIEEL – Costos de materiales

**Costos de inversión en cajas antihurto.**

Las cajas antihurto son diseñadas para 10 usuarios de bajo consumo lo que implica una inversión en 6890 cajas antihurto que cubre el total de los infractores, en la siguiente tabla se especifican los costos de implementar este método de reducción de perdidas.

<b>Materiales</b>	<b>Cantidad</b>	
Caja antihurto para 10 usuarios	1	80
Conductor Antihurto Duplex	300 metros	240
<b>Costo Total de Inversión para 10 usuarios</b>		<b>320</b>
<b>Total de Cajas Antihurto para 10 usuarios</b>		<b>689</b>
		<b>COSTO TOTAL(\$)</b>
		<b>220480</b>

**TABLA 6.21: COSTOS DE INVERSION EN CAJAS ANTIHURTO.**

La tabla anterior muestra que para un total de 689 cajas antihurto se tiene que invertir **\$ 220480**.

### **Costos de inversión en el sistema prepago de energía.**

Al igual que las cajas antihurto el sistema prepago que consiste en el medidor y en la unidad de control será implementado al 100 % de los infractores es decir a los 6889 usuarios con conexiones ilegales.

En la tabla 6.15 se presentan los costos de inversión en el sistema prepago de energía.

<b>COSTO UNITARIO (\$)</b>	<b>NUMERO DE MEDIDORES</b>	<b>COSTO TOTAL (\$)</b>
<b>130</b>	<b>6.889,00</b>	<b>895570</b>

**TABLA 6.22: COSTOS DE INVERSION EN EL SISTEMA PREPAGO DE ENERGIA.**

La tabla indica que se tienen que invertir **\$ 895570** para un total de 6890 medidores con la tecnología de energía prepagada.

**Costos de inversión en inspecciones o auditoría en sitio con comprobador electrónico (MAC).**

Determinar cuantos medidores han sido intervenidos y a que tipo de adulteración ha sido sometido es casi imposible de conocer. En base a experiencias de los trabajadores de la empresa se puede decir que el mayor porcentaje de medidores intervenidos son en los establecimientos comerciales, grandes edificaciones, y locales de ventas de víveres en los mercados, dando como resultado la recuperación de energía no facturada en un 40 %. La inversión que se requiere es en personal para que realicen las inspecciones debidas y la calibración de los medidores en caso de ser necesario como por ejemplo colocar un sello nuevo en el medidor, cambiar el registrador o en caso extremo cambiar el medidor por completo.

Por ejemplo: se tiene que de los 6980 usuarios que roban o hurtan energía solo el 10 % tienen el medidor intervenido, es decir 698 usuarios, lo que implica realizar 698 inspecciones.

La inversión que se requiere se presenta en la tabla 6.16.

	Unidad	total Inspecciones
Costos de inspección(\$)	\$ 10	698
Costos de calibración de medidor(\$)	\$ 2	
<b>Total inversión(\$)</b>	<b>\$ 12</b>	<b>\$ 8.376</b>

**TABLA 6.23: COSTOS DE INVERSION POR INSPECCION EN LOS SISTEMAS DE MEDICION.**

### **6.2.2.3. Cálculo y análisis del periodo de recuperación del capital.**

El periodo de recuperación es el tiempo que le toma a la empresa en recuperar la inversión inicial, para efectuar este análisis se considerará todos los métodos de reducción de pérdidas por fraude y hurto, se debe mencionar que el periodo de recuperación es a partir de que el proyecto de instalación concluya.

**Periodo de recuperación de capital implementando conductores antihurto.**

Con la implementación de conductores antihurto se espera recuperar como mínimo el 50% de la energía que actualmente esta siendo utilizada por infractores, para reducir perdidas por fraude y hurto se tiene el siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	3.444.446
2	627.480
3	627.480
4	627.480
5	627.480
6	627.480
7	627.480
8	627.480
9	627.480
10	627.480
11	627.480
12	627.480

**TABLA 6.24: FLUJO DE CAPITAL POR INVERSION EN CONDUCTORES ANTIHURTO.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

r = 12% anual

**VPN = 55.065,57**

El resultado positivo del VPN permite corroborar que la inversión en este proyecto resulta favorable, pero la recuperación de la inversión se lo hará en un tiempo de 5 años.

**Periodo de recuperación de capital en cajas antihurto.**

De instalarse cajas antihurto se tendrá una recuperación de energía del 50% en el peor de los casos, para calcular los indicadores económicos se dispone del siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	220.480
2	52.290
3	52.290
4	52.290
5	52.290
6	52.290
7	52.290
8	52.290
9	52.290
10	52.290
11	52.290
12	52.290

**TABLA 6.25: FLUJO DE CAPITAL POR INVERSION EN CAJAS ANTIHURTO.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si es bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

r = 1% mensual

**VPN = 273.832,45**

El resultado del VPN nos permite corroborar que la inversión en este proyecto resulta favorable y se espera recuperar el capital invertido en el cuarto mes de la implementación.

**Periodo de recuperación de capital en el sistema prepago de energía.**

El escenario mas optimista en que los usuarios adopten el sistema prepago es el 10 % debido a una encuesta realizada a usuarios de la Libertad, para calcular los indicadores económicos para el sistema prepago de energía se tiene el siguiente flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	895.570
2	125.380
3	125.380
4	125.380
5	125.380
6	125.380
7	125.380
8	125.380
9	125.380
10	125.380
11	125.380
12	125.380

**TABLA 6.26: FLUJO DE CAPITAL POR INVERSION EN SISTEMA PREPAGO DE ENERGIA.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

$r = 12\%$  anual

**VPN = -196.314,57**

El resultado negativo del VPN demuestra que no es recomendable invertir en este método.

**Periodo de recuperación de capital en inspecciones o auditoria en sitio con comprobador electrónico (MAC).**

Para hallar los indicadores económicos se dispone del siguiente diagrama de flujo de efectivo.

tiempo	flujo
1	8376
2	4234,068
3	4234,068
4	4234,068
5	4234,068
6	4234,068
7	4234,068
8	4234,068
9	4234,068
10	4234,068
11	4234,068
12	4234,068

**TABLA 6.27: FLUJO DE CAPITAL POR INVERSION EN INSPECCIONES CON EL MAV.**

Con la siguiente expresión se procede a calcular el valor presente neto que tiene el proyecto para determinar si bueno el proyecto de inversión.

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

Donde:

r = 1% mensual

**VPN = 31649,86601**

El resultado del VPN demuestra que la inversión en este proyecto resulta favorable y se espera recuperar el capital invertido en 2 meses.

#### 6.2.2.4. Conclusiones.

Los resultados demuestran que resulta factible invertir en métodos para reducir el fraude y hurto debido a los beneficios que se obtienen, para determinar que método resulta mejor se hará una tabla donde se muestra el análisis económico de cada método para reducir pérdidas por fraude y hurto.

METODO DE REDUCCION	COSTOS (\$)	BENEFICIOS (\$)	VP (BENEFICIOS)	B/C
CONDUCTORES ANTIHURTO	3'444.446	627.480	3'499.512	1
CAJAS ANTIHURTO	220.480	627.480	494.312	2,2
PREPAGO DE ENERGIA	895.570	125.380	699.258	0,78
INSPECCIONES CON MAV	8.376	4.234,068	40.025,86601	4,7

**TABLA 6.28: ANÁLISIS ECONÓMICO DE REDUCIR PÉRDIDAS POR FRAUDE Y HURTO.**

Los resultados obtenidos con el método del VPN (valor presente neto), demuestra que el método que mejor resulta es el las inspecciones con el medidor de exactitud (MAC) debido a que el B/C es igual a 4,7.

# **CAPITULO VII.**

## **PRIORIZACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA Y DE FACTIBILIDAD DE LOS MÉTODOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.**

### **7.1. Reducción de pérdidas técnicas.**

En la presente sección se realizará un análisis de los resultados en lo que concierne a reducción de pérdidas técnicas.

Dentro de los criterios técnicos que se aplican en los proyectos de nuevas redes o de mejorar las existentes, se debe priorizar todo aquello que tenga por objetivo, minimizar las pérdidas dentro del equilibrio entre costos y beneficios.

Las reducciones efectuadas en el capítulo IV fueron aplicadas a alimentadores primarias, transformadores de distribución y circuitos secundarios.

### 7.1.1. Reducción en alimentadores primarios.

Las reducciones obtenidas mediante los métodos aplicados en el capítulo V se describen en la tabla 7.1.

Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)	Beneficio Anual(\$)	Costo de Inversión (\$)
Cambio de conductor	3,05	3,21	<b>3.703,</b>	<b>5403405</b>
Instalar capacitores	13,56	10,5	48.576	49950
Balancear la carga	58,28	45	<b>25.200</b>	<b>3.875</b>

**TABLA 7.1: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGIA EN LINEAS PRIMARIAS.**

Como se observa en la tabla anterior la mayor reducción se presenta balanceando la carga en líneas primarias con una reducción del **45 %** que corresponde a **58 Mwh**.

### 7.1.2. Reducción en transformadores de distribución.

Las reducciones obtenidas en cambiar las características técnicas de los transformadores existentes se presentan en la tabla 7.2.

Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)	Beneficio (\$)	Costo de Inversión (\$)
Cambio de transformador	61,42	11,31	74.078	3'034.100

**TABLA 7.2: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.**

### 7.1.3. Reducción en líneas secundarias.

La reducción en líneas secundarias que se obtuvo en aplicar ubicación óptima (centro de carga) de los transformadores de distribución y cambio de conductor se presentan en la siguiente tabla.

Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)	Beneficio (\$)	Costo de Inversión (\$)
Cambio de conductor	277,6	37,51	337117,44	1'001,633
Ubicación optima de transformador	67456	924	15.787	38.000

**TABLA 7.3: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGIA EN LINEAS SECUNDARIAS.**

Los resultados de la tabla demuestran que el mejor método es el de la ubicación óptima del transformador de distribución

## **7.2. Reducción de pérdidas comerciales.**

Al igual que las pérdidas técnicas se realizará un análisis de los resultados en lo que concierne a reducción de pérdidas comerciales (no técnicas).

Se realizará la priorización en base a un equilibrio entre costos y beneficios de implementar los métodos.

### **7.2.1. Reducción en el proceso de contratación.**

Con la implementación del método propuesto en el capítulo V, se busca aumentar la eficiencia del proceso para disminuir las pérdidas debido a retrasos o a la no instalación del medidor, por ello se hace un análisis de reducción para determinar si es factible o no aplicar este método.

En la tabla 7.4 se muestra la reducción en el proceso de contratación.

<b>Método</b>	<b>Reducción (MWH)</b>	<b>Reducción (%)</b>	<b>Beneficio (\$)</b>	<b>Costo de Inversión (\$)</b>
Proceso de contratación	16,64	90,18	2070	22000

**TABLA 7.4 REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGIA EN EL PROCESO DE CONTRATACION.**

Con el método propuesto se observa que los beneficios mensuales son representativos que extrapolando a beneficio anual se obtiene \$ 24844.56 altos y el capital invertido se puede recuperar en el primer año de implementado.

#### **7.2.2. Reducción de pérdidas por fraude y hurto.**

Las pérdidas por robo y hurto es un problema que tienen las empresas distribuidoras del país, por ende las empresas tienen que tomar medidas para corregir este mal que ocasiona pérdidas económicas significativas. Recuperando la energía no facturada se puede invertir para dar una mejor calidad de servicio a los usuarios que pagan sus planillas.

A continuación se presenta una tabla donde especifica las reducciones de cada uno de los métodos propuestos.

<b>Método</b>	<b>Reducción (MWH)</b>	<b>Reducción (%)</b>	<b>Beneficio (\$)</b>	<b>Costo de Inversión (\$)</b>
Conductores antihurto	516,7	50	627.480	3'.444.446
Cajas antihurto	516,7	50	627.480	220.480
Sistema prepago de energía	103.34	10	125.380	895.570
Inspección con el MAC	41,88	50	4.234.068	8.376

**TABLA 7.5: REDUCCION DE PÉRDIDAS DE ENERGIA POR FRAUDE Y HURTO.**

Como se observa en la tabla los métodos propuestos son rentables debido que se obtienen grandes beneficios, pero así mismo requiere de una fuerte inversión por parte de la empresa.

### **7.3. Priorización de los métodos para la reducción pérdidas técnicas y comerciales.**

Para realizar la priorización se hará una comparación de la rentabilidad de reducir pérdidas técnicas y comerciales (no técnicas), esta comparación consistirá en determinar que método es más factible desde el análisis entre costos beneficios.

En la tabla 7.6 se presenta un resumen de esta comparación de rentabilidad.

	Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)	Beneficio (\$)	Costo de Inversión (\$)
<b>Pérdidas técnicas</b>	<b>Líneas primarias</b>				
	Cambio de conductor	3,05	3,21	3.703,	5'403.405
	Instalar capacitores	13,56	10,5	48.576	49.950
	Balancear la carga	58,28	45	25.200	3.875
	<b>Transformadores de distribución</b>				
	Cambio de transformador	61	11,3187	74078,4	3034100
	<b>Líneas secundarias</b>				
Cambio de conductor	277,6	37,51	337.117	1'001.633	
Ubicación optima de transformador	<u>67456</u>	<u>924</u>	15.787	38.000	
<b>Pérdidas comerciales</b>	<b>Proceso de contratación</b>				
	Proceso de contratación	16,64	90,18	2070	4000
	<b>Fraude y hurto</b>				
	Conductores antihurto	516,7	50	627.480	3'.444.446
	Cajas antihurto	516,7	50	627.480	220.480
	Sistema prepago de energía	103.34	10	125.380	895.570
	Inspección con el MAC	41,88	50	4.234	8.376

**TABLA 7.6: COMPARACIÓN DE RENTABILIDAD PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.**

### 7.3.1. Métodos o acciones prioritarias.

Entre los diferentes métodos propuestos es necesario priorizar que método es mas rentable, entre los diferentes métodos para reducir perdidas técnicas la ubicación óptima de los

transformadores (centro de carga) es un buen método, debido a que se tiene el mas alto porcentaje de reducción igual a 21%, con el cambio de conductores en el sistema secundario de distribución se obtiene el 37,5% en reducción de pérdidas.

En cuanto a los métodos para reducir pérdidas comerciales se tiene que el método propuesto para mejorar el proceso de contratación es prioritario con un porcentaje de reducción del 90,18%, los métodos primordiales para reducir pérdidas por fraude y hurto se tiene que las inspecciones con el MAC es recomendable debido a que tiene un porcentaje de reducción del 50%, y el método de implementar redes antihurto es bueno por que se obtiene una reducción del 50%.

### **7.3.2. Justificación de los métodos o acciones prioritarias.**

La justificación de los métodos se efectuó en base al análisis técnico económico y de factibilidad de implementación, por ello se efectuó una tabla donde se indican que método es recomendable.

Método	Reducción (MWH)	Beneficio (\$)	Costo de Inversión (\$)	B/C	RENTABLE	FACTIBLE
<b>Líneas primarias</b>						
Cambio de conductor	3,05	3704	5'403.405	0,0038		
Instalar capacitores	13,56	48.629	49.950	1,45	X	X
Balancear la carga	58,27	2.4538	40.000	1,7	X	X
<b>Transformadores de distribución</b>						
Cambio de transformador	61	74.079	3'034.100	0,136		
<b>Líneas secundarias</b>						
Cambio de conductor	277,6	337.117	1'001.633	1,87	X	X
Ubicación óptima de transformador	<a href="#">67456</a>	216.430	51.600	3,92	X	X
<b>Proceso de contratación</b>						
Proceso de contratación	16,640	24.845	22.000	6,3	X	X
<b>Fraude y hurto</b>						
Conductores antihurto	516,7	1'253.806	3'444.446	1	X	X
Cajas antihurto	516,7	104.484	220.480	2,2	X	X
Sistema prepago de energía	103,34	1'253.806	895.570	0,78	X	
Inspección con el MAC	41,88	4.234	8.376	4,7	X	X

**TABLA 7.7: PRIORIZACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA Y FACTIBILIDAD DE LOS MÉTODOS PARA REDUCIR PÉRDIDAS TÉCNICAS Y COMERCIALES.**

En la tabla anterior se indica con una (X) que método es recomendable.

De los métodos propuestos se recomienda que las inspecciones con el MAC sean efectuadas en lugares comerciales o en sectores de condición económica media alta, debido a que estos usuarios disponen de recursos como para contratar personal especializado en manipular medidores.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES

1. Siguiendo la metodología efectuada para calcular pérdidas técnicas y comerciales se tiene la siguiente conclusión: las pérdidas de energía en el sistema de subtransmisión en el año 2004 fueron de **3.3 Gwh** que representa el **1,23%**, las pérdidas de energía en los transformadores de potencia fueron de **1.2 Gwh** que representa el **0,44 %**, las líneas primarias de distribución tuvieron una pérdida de energía de **0,4 Gwh** que representa el **2,6%**, los transformadores de distribución una pérdida de energía de **6,0 Gwh** que representa el **2,26%**, las redes secundarias una pérdida de energía de **7,8 Gwh** que representa un porcentaje de pérdidas de **2,91%**, las acometidas del sistema con una pérdida de energía de **0,2 Gwh** con un porcentaje de pérdidas de **0,07%**, el sistema de alumbrado publico tuvo una pérdida de energía de **3,1 Gwh** que representa el **1,17%**, resultando un porcentaje total de pérdidas de 11%, en lo que respecta a pérdidas comerciales se obtuvo una pérdida de energía de **67,8 Gwh** con un porcentaje de pérdida total de **24,03%**.

2. A continuación se presenta un cuadro comparativo entre los porcentajes de pérdidas calculados y los aceptados.

	Pérdida Promedio	Limite aceptado
Líneas de subtransmisión	1,23%	2,5%
Transformadores de potencia	0,44%	0,65%
Líneas primarias	2,60%	0,9%
Transformadores de distribución	2,26%	1,45%
secundarias	2,91%	2,0%
Alumbrado	1,17%	
Acometidas	0,07%	0,5%
Medidores	0,32%	0,5%
<b>total</b>	<b>10,68%</b>	

3. El porcentaje de pérdidas técnicas en el año 2004 fue de **10,68 %** en lo que respecta al porcentaje de pérdidas comerciales se tuvo un valor igual al **24,06%**, lo que representa un global de **34,74%**.
4. La empresa no posee una base de datos actualizada de las líneas primarias y secundarias, de esta manera se puede realizar estudios técnicos de beneficio para la empresa.

5. Debido al alto grado de pérdidas técnicas, se ve la necesidad de plantear alternativas para reducir las pérdidas a valores aceptables. A continuación se muestra un cuadro donde se muestra las reducciones.

Método	Reducción (MWH)	Reducción (%)
<b>Líneas primarias</b>		
Cambio de conductor	3,05	3,21
Instalar capacitores	13,56	10,5
Balancear la carga	58,27	45
<b>Transformadores de distribución</b>		
Cambio de transformador	61,42	11,31
<b>Líneas secundarias</b>		
Cambio de conductor	277,6	37,51
Ubicación óptima de transformador	67	9

6. De las alternativas planteadas de reducción de pérdidas en líneas primarias, el balance de fases es la opción más indicada, debido que se tiene una reducción del 45%, la instalación de capacitores sería la opción a seguir con una reducción del 10,5%. El cambio de conductor con una reducción del 3,21%, pero para llevar a cabo estos proyectos se requiere de una gran inversión obteniéndose una pequeña reducción de pérdidas.

7. En la tabla se observa que el cambio de conductor en redes secundarias es mucho más efectivo, debido a que la disminución de las pérdidas está alrededor del 37,51%, técnicamente es recomendable, pero económicamente no debido a su gran inversión y su recuperación de capital es a largo plazo.
8. La ubicación óptima de los transformadores en redes secundarias ofrece una reducción de pérdidas en el orden del 9%, económicamente resulta rentable debido a su no tan alta inversión, con una recuperación de capital a corto plazo.
9. El cambio de los transformadores existentes por otras de mejores características técnicas produce la reducción de pérdidas de energía en el orden del 11.31%. Técnicamente es una solución viable, pero económicamente resulta muy costoso debido a la gran inversión de capital que se requiere.
10. Con la implementación de una cartografía digital, se podrá obtener una mejor eficiencia al proceso, debido a que no ocurrirá retrabajo en la inspección, el retrabajo produce pérdida de tiempo, por lo que el inspector tiene que regresar a las oficinas y esperar hasta que nuevamente le den la orden de inspección, produciendo la para total del

proceso, según los cálculos se obtiene una reducción de 16,64 Mwh que equivale a 90,18%, este proceso es recomendable, debido a su bajo costo de inversión con una recuperación de capital a corto plazo y una mejor atención al cliente.

11. Con la implementación de redes antihurto se podrá recuperar el 50% de la energía perdida debida al fraude y hurto, es decir se recuperará 516,7 Mwh, resultando así una muy buena alternativa de las pérdidas por fraude y hurto. Este proyecto necesita de una gran inversión, pero se obtiene buenos resultados tanto en la parte técnica por tener una buena reducción de pérdidas y económicamente por una recuperación de capital a mediano plazo. Pero para llevar a cabo este proyecto hay que tener mucho cuidado con el personal de la empresa que dispone de las herramientas para irrumpir en las redes, lo que haría vulnerable el sistema, para evitar este tipo de problema la empresa debe formular leyes o tomar acciones legales contra los trabajadores que rompan con la ley.

## RECOMENDACIONES

- 1) Una buena opción de beneficio para la empresa es que realice análisis de pérdidas en periodos anuales, para de esta manera tener una mejor visión de las pérdidas y poder aplicar soluciones a mediano plazo, para la reducción de las mismas.
- 2) Se recomienda que las acometidas que alimentan a los medidores no sean excesivamente largas, en algunos casos se encontró acometidas con longitudes superiores a los 100 metros, de esta manera aumentan las pérdidas y ocasiona una caída de tensión que afecta a los electrodomésticos de los usuarios.
- 3) Se recomienda que las inspecciones realizadas con el medidor de exactitud, sean efectuadas en lugares comerciales o en sectores de condición económica media alta, debido a que estos usuarios disponen de recursos como para contratar a personal especializado en manipular medidores.
- 4) La implementación de sistemas antihurto se justifican en zonas urbanas marginales, debido a que en estos sectores se presenta un mayor índice del hurto de energía. La realización de este método de reducción de

pérdidas no implica que el hurto por parte de los usuarios termine, hay que recordar que se puede manipular el medidor y de esta manera las pérdidas de energía continúan.

- 5) Se recomienda que la empresa realice campañas de concientización en medios de radio y televisión con respecto al ahorro de energía, debido a que muchos usuarios no poseen costumbres de ahorro de energía, y los usuarios que hurtan energía tienden a consumir más energía debido a que no pagan por el consumo de esta.
  
- 6) Se recomienda que la empresa realice un inventario de materiales, para obtener un control de los equipos e instrumentos que tiene la empresa, con sus respectivos códigos, precios y cantidad disponible de lo que necesita para cubrir la demanda de los clientes, de esta manera se lleva un control eficiente que hará más ágil el proceso para la instalación del medidor. Este inventario es importante debido a que el proceso no se ve afectado por demoras o paralizaciones por la falta de materiales que en la empresa es muy frecuente.

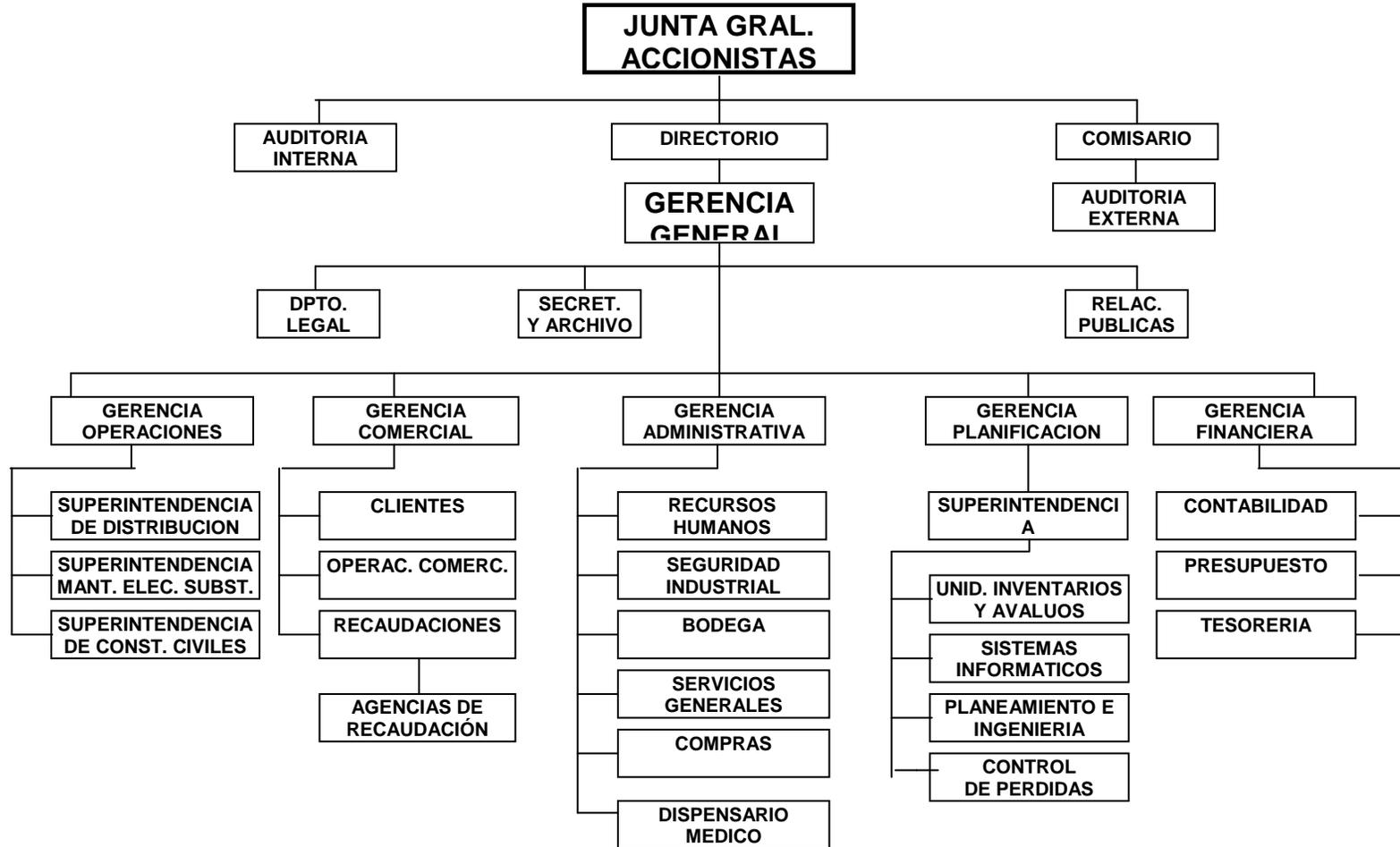
# ANEXOS

## BIBLIOGRAFIA

- 1) Informe Técnico INECEL – ESPOL (estudio realizado para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., 1998).
- 2) ADMINISTRACIÓN FINANCIERA CORPORATIVA, Douglas R. Emery, Jhon D. Finnerty
- 3) EL NUEVO ESPÍRITU EMPRESARIO (Ed. Edamex, 1990), Lawrence M. Millers.
- 4) MANUAL DE TRABAJO DE REINGENIERÍA DE PROCESOS, Jerry L. Harbour.
- 5) OLADE & VID, MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELÉCTRICAS, Volumen 1.
- 6) COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS, Ing. Juan Antonio Yebra Morón.

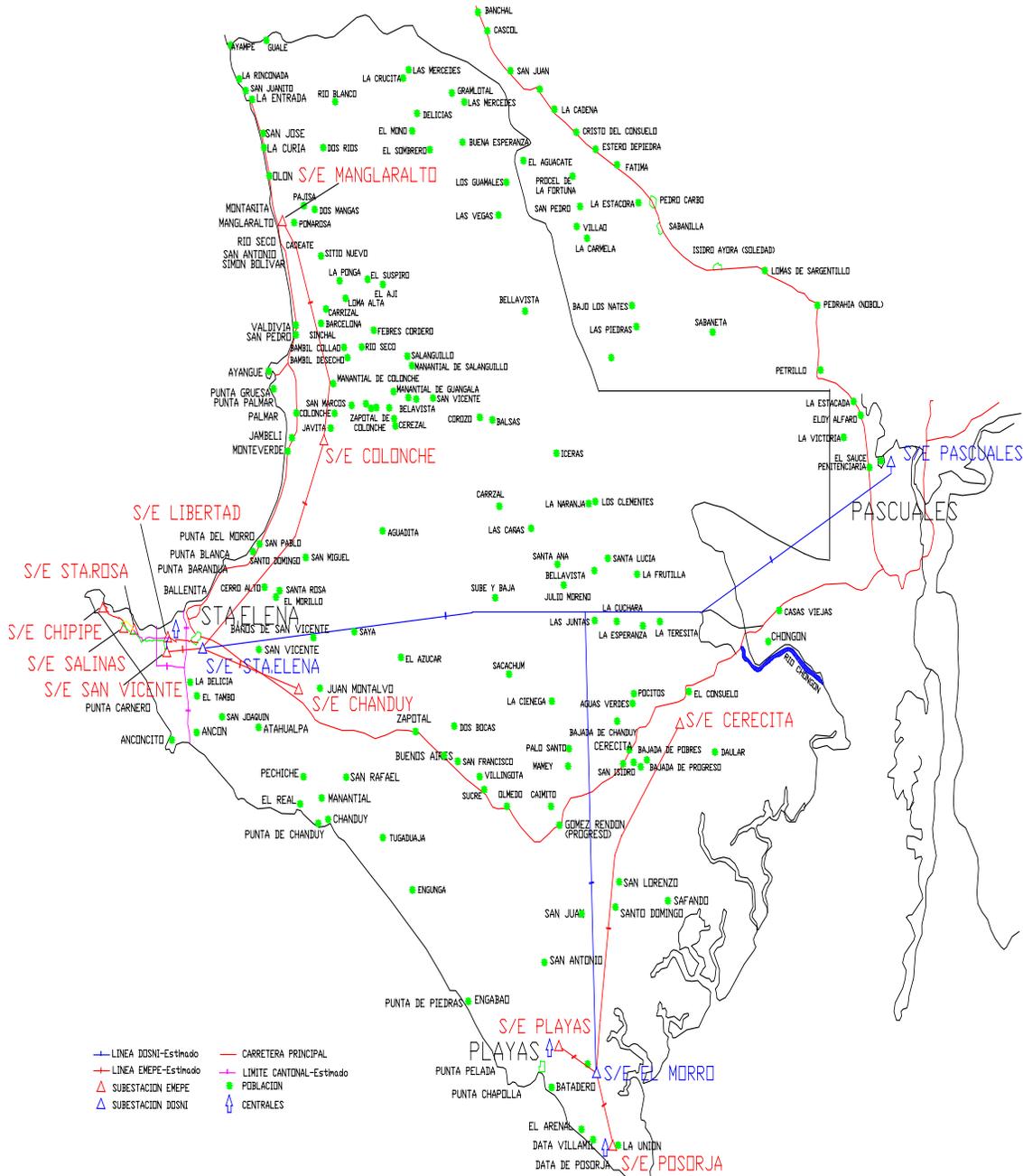
## ANEXO 1.1

### ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.



# ANEXO 1.2

## AREA DE CONCESION.



- LINEA DISINI-Estimado
- LINEA EMEPE-Estimado
- △ SUBESTACION EMEPE
- △ SUBESTACION DISINI
- CARRETERA PRINCIPAL
- LIMITE CANTONAL-Estimado
- PUBLACION
- ⬆ CENTRALES

## ANEXO 1.3

### ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA.

RESUMEN DE DATOS TÉCNICOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN A DICIEMBRE DE 2004										
Centrales de Generación			Líneas Subtransmisión (Km.)	Subestaciones de Distribución OA (MVA)	Redes de Media Tensión (Km.)	Transformadores de Distribución (MVA)		Redes de Baja Tensión (Km.)	Luminarias	
Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Cantidad #				Empresa	Particular		Número	Potencia (kW)
31,94	8,40	3	182,98	95,00	1 671,17	99,99	-	1 226,01	23.481	5 690,89

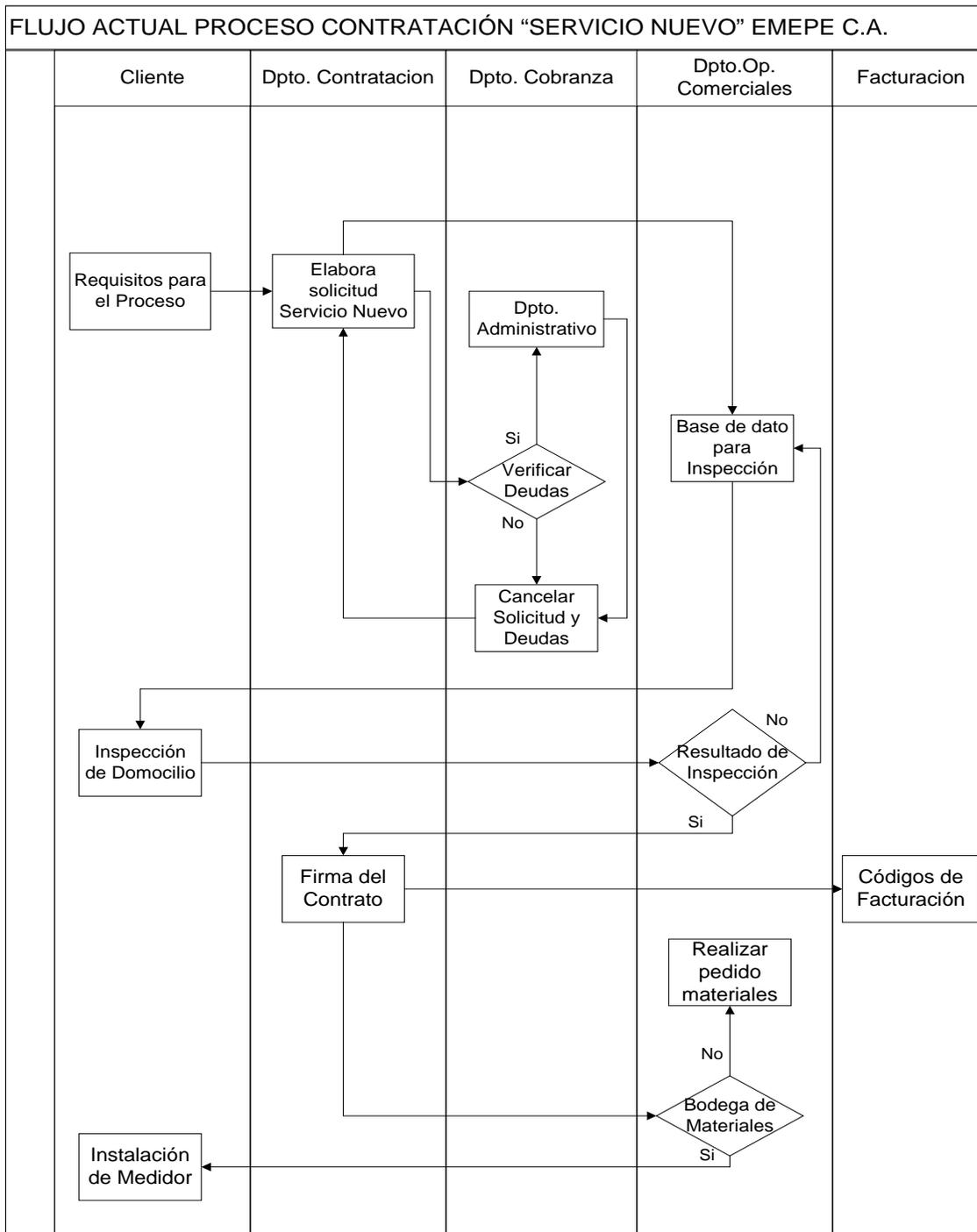
## ANEXO 1.4

### DISTRIBUCION DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS.

<b>PÉRDIDAS MENSUALES DE ENERGÍA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN EL AÑO 2004</b>							
<b>Mes</b>	<b>Disponible (MWh)</b>	<b>Total Pérdidas Técnicas (MWh)</b>	<b>Pérdidas Técnicas (%)</b>	<b>Total Pérdidas No Técnicas (MWh)</b>	<b>Pérdidas No Técnicas (%)</b>	<b>Pérdidas Totales (MWh)</b>	<b>Pérdidas Totales (%)</b>
Ene	25.592,56	2.385,26	9,32	6.657,67	26,01	9.042,93	35,33
Feb	25.853,24	2.345,52	9,07	4.871,25	18,84	7.216,77	27,91
Mar	27.473,87	1.985,98	7,23	5.851,24	21,30	7.837,22	28,53
Abr	25.680,23	1.649,93	6,42	6.650,71	25,90	8.300,64	32,32
May	23.552,38	1.785,31	7,58	6.190,20	26,28	7.975,51	33,86
Jun	21.869,17	1.754,43	8,02	4.715,46	21,56	6.469,90	29,58
Jul	20.537,05	1.798,54	8,76	4.981,69	24,26	6.780,23	33,01
Ago	22.058,60	1.824,20	8,27	5.441,96	24,67	7.266,15	32,94
Sep	21.445,29	1.812,65	8,45	4.624,61	21,56	6.437,26	30,02
Oct	21.966,79	1.861,34	8,47	5.727,05	26,07	7.588,39	34,54
Nov	21.925,94	1.849,01	8,43	5.778,12	26,35	7.627,12	34,79
Dic	24.378,40	1.900,66	7,80	6.361,26	26,09	8.261,91	33,89
	<b>282.333,52</b>	<b>22.952,83</b>	<b>8,13</b>	<b>67.851,22</b>	<b>24,03</b>	<b>90.804,05</b>	<b>32,16</b>

## ANEXO 3.1

### FLUJOGRAMA DEL PROCESO ACTUAL DE CONTRATACION.



## ANEXO 3.2

### HOJA DE TRABAJO DEL PROCESO DE CONTRATACION.

#	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 4.1**

### **DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PENINSULA.**

## **ANEXO 4.2**

### **DIAGRAMA UNIFILAR DE PLAYAS.**

## ANEXO 4.4

### PÉRDIDAS DE POTENCIA MAXIMA MENSUALES EN LINEAS DE SUBTRANSMISION EN EL 2004.

MES	DEMANDA(Kw)	PERDIDAS(Kw)	PÈRDIDAS(%)
ENERO	53293	435,981	0,82
FEBRERO	56739	368,883	0,65
MARZO	52304	366,857	0,70
ABRIL	53816	480,951	0,89
MAYO	50149	275,163	0,55
JUNIO	49659	227,599	0,46
JULIO	48797	477,724	0,98
AGOSTO	47899	458,531	0,96
SEPTIEMBRE	47194	273,409	0,58
OCTUBRE	50814	251,858	0,50
NOVIEMBRE	51290	247,86	0,48
DICIEMBRE	55917	498,026	0,89
<b>TOTAL</b>	<b>617.871,00</b>	<b>4.362,84</b>	<b>0,71</b>

## ANEXO 4.5

### PERDIDAS DE ENERGIA MENSUAL EN LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION EN EL 2004.

MES	DEMANDA(Mwh)	PERDIDAS(Mwh)	PERDIDAS(%)
ENERO	24965,9345	375,296	1,50
FEBRERO	24932,7015	288,197	1,16
MARZO	26325,837	327,814	1,25
ABRIL	24236,268	291,888	1,20
MAYO	22861,5815	277,381	1,21
JUNIO	20398,647	218,031	1,07
JULIO	20351,3945	260,867	1,28
AGOSTO	20177,2115	261,303	1,30
SEPTIEMBRE	19974,111	233,467	1,17
OCTUBRE	21089,597	261,107	1,24
NOVIEMBRE	20844,949	255,129	1,22
DICIEMBRE	22871,515	258,439	1,13
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>3.308,92</b>	<b>1,23</b>

## ANEXO 4.6

### PÉRDIDAS DE POTENCIA MAXIMA MENSUALES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL 2004

MES	DEMANDA(Kw)	PERDIDAS(Kw)	PERDIDAS(%)
ENERO	53293	172,384	0,32
FEBRERO	56739	165,411	0,29
MARZO	52304	166,012	0,32
ABRIL	53816	194,569	0,36
MAYO	50149	160,355	0,32
JUNIO	49659	152,751	0,31
JULIO	48797	204,312	0,42
AGOSTO	47899	321,8867	0,67
SEPTIEMBRE	47194	198,407	0,42
OCTUBRE	50814	156,421	0,31
NOVIEMBRE	51290	293,9596	0,57
DICIEMBRE	55917	207,478	0,37
<b>TOTAL</b>	<b>617.871,00</b>	<b>2.393,95</b>	<b>4,68</b>

## ANEXO 4.7

### PERDIDAS DE ENERGIA MENSUAL EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL 2004.

MES	DEMANDA(Mwh)	PERDIDAS(Mwh)	PERDIDAS(%)
ENERO	24965,9345	101,92	0,41
FEBRERO	24932,7015	90,80	0,36
MARZO	26325,837	100,78	0,38
ABRIL	24236,268	98,90	0,41
MAYO	22861,5815	100,21	0,44
JUNIO	20398,647	95,79	0,47
JULIO	20351,3945	99,66	0,49
AGOSTO	20177,2115	99,71	0,49
SEPTIEMBRE	19974,111	98,36	0,49
OCTUBRE	21089,597	99,64	0,47
NOVIEMBRE	20844,949	96,92	0,46
DICIEMBRE	22871,515	100,03	0,44
<b>TOTAL</b>	<b>269.029,75</b>	<b>1.182,71</b>	<b>0,44</b>

## ANEXO 4.8

### CAPACIDAD TOTAL INSTALADA POR LINEA PRIMARIA Y CARACTERISTICAS TECNICAS Y LONGITUDES.

<b>CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DISTRIBUIDORAS A DICIEMBRE DE 2004</b>										
<b>Alimentador</b>	<b>Monofásico (km)</b>	<b>Bifásico (km)</b>	<b>Trifásico (km)</b>	<b>Longitud Total (km)</b>	<b># Trafos Monofásicos</b>	<b># Trafos Trifásicos</b>	<b># Total de Trafos</b>	<b>Potencia Trafos Monofásicos (MVA)</b>	<b>Potencia Trafos Trifásicos (MVA)</b>	<b>Potencia Total de Trafos (MVA)</b>
Acacias	4,71	0,76	9,39	14,85	75	7	82	2,32	0,15	2,47
Agua Cruda	4,82	0,78	9,61	15,20	-	4	4	-	2,36	2,36
Agua Tratada	3,58	0,58	7,14	11,29	-	1	1	-	1,00	1,00
Anconcito	20,53	3,31	40,94	64,78	82	32	1 14	1,65	1,46	3,11
Atahualpa	48,17	7,77	96,08	152,02	95	-	95	1,43	-	1,43
Ayangué	25,60	4,13	51,06	80,79	3 60	-	3 60	4,78	-	4,78
B.Militares	8,12	1,31	16,20	25,63	65	7	72	1,63	0,17	1,80
B.Nav-Atah	3,17	0,51	6,31	9,99	22	-	22	0,98	-	0,98
Ballenita	14,18	2,29	28,27	44,74	1 71	-	1 71	2,78	-	2,78
C. Dobronsky	3,99	0,64	7,96	12,60	75	40	1 15	1,85	4,83	6,68
C. Playas	11,26	0,63	4,71	16,60	71	-	71	1,61	-	1,61
C. Rubira	4,14	0,67	8,26	13,07	19	-	19	0,61	-	0,61
C.Victoria	3,20	1,00	3,60	7,80	1 11	5	1 16	2,27	0,32	2,59
Campo Alim # 5	34,91	1,94	14,60	51,45	26	-	26	0,49	-	0,49
Carmapac	24,91	4,02	49,68	78,62	91	-	91	1,23	-	1,23
Cerec-Cerecita	41,67	2,32	17,42	20,47	17	-	17	0,24	-	0,24
Cerec-Daular	22,52	1,25	9,42	11,07	57	-	57	1,04	-	1,04

Cerec-Emepe	61,94	3,45	25,90	30,43	1 43	-	1 43	2,42	-	2,42
Chipipe	1,87	0,30	3,73	1,97	17	9	26	0,52	1,60	2,11
FAE	2,75	0,44	5,49	2,90	30	-	30	1,75	-	1,75
G. Enriquez	22,02	3,55	43,92	23,16	76	20	96	1,43	0,34	1,77
Inpeca	20,65	3,33	41,18	21,72	3	8	11	0,11	4,63	4,74
Interconex	6,61	1,07	13,18	6,95	67	-	67	1,48	-	1,48
Jamb Alim # 2	6,19	0,35	2,59	3,04	-	-	-	-	-	-
Las Dunas	4,10	0,66	8,18	4,31	71	-	71	1,95	-	1,95
Libertad	5,53	0,89	11,03	5,82	67	9	76	1,68	0,38	2,05
M.Bravo	4,82	0,78	9,61	5,07	1 39	-	1 39	3,82	-	3,82
Manglarato	44,04	7,11	87,84	46,33	2 18	1	2 19	3,81	0,32	4,13
Montañita	24,77	4,00	49,41	26,06	2 00	-	2 00	3,47	-	3,47
Muey	7,73	1,25	15,41	8,13	1 12	-	1 12	3,14	-	3,14
Petrocomercial	-	-	2,00	0,67	-	-	-	-	-	-
Petropeninsula	2,75	0,44	5,49	2,90	7	2	9	0,16	2,35	2,51
Poso Alim # 4	23,65	1,32	9,89	11,62	2 06	-	2 06	3,86	-	3,86
Pta Blanca	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pto Lucia	15,53	2,51	30,97	16,34	1 07	11	1 18	2,33	0,14	2,46
Real Alim # 1	22,52	1,25	9,42	11,07	-	-	-	-	-	-
S. Centro	8,45	0,47	3,53	4,15	63	-	63	1,84	-	1,84
Salinas 1	5,54	0,89	11,04	5,82	62	8	70	1,53	0,35	1,88
Salinas Central	3,03	0,49	6,04	3,19	60	18	78	1,49	0,35	1,84
San Pablo	41,29	6,66	82,35	43,43	1 63	9	1 72	3,89	4,89	8,78
Sta Elena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sta Elena Ind	14,04	2,26	28,00	14,77	63	-	63	1,61	-	1,61
Sta Rosa	5,81	0,94	11,58	6,11	37	2	39	0,91	0,44	1,35
Suburbio	7,65	1,23	15,25	8,04	64	-	64	1,77	-	1,77
V.Carmen	-	-	-	-	1 65	-	1 65	2,35	-	2,35
Zapotal	11,15	1,80	22,23	12	1 25	-	1 25	1,74	-	1,74
	<b>653,89</b>	<b>81,36</b>	<b>935,92</b>	<b>557,06</b>	<b>36 02</b>	<b>1 93</b>	<b>37 95</b>	<b>73,93</b>	<b>26,06</b>	<b>99,99</b>

## ANEXO 4.9

### CARGA MAXIMA MENSUAL EN LINEAS PRIMARIAS.

SUB/ALIMENT	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW	KW
<b>S/E LIBERTAD</b>	7.400	7.900	7.250	7.100	7.250	8.000	6.500	6.200	7.000	6.600	6.700	8.000
ACACIAS	1.435	1.569	1.617	1.677	1.745	1.344	1.534	1.278	1.300	1.366	1.386	1.648
ZONA INDUS ION	1.957	2.002	2.474	2.303	1.673	1.503	1.535	1.551	1.548	1.541	1.645	2.396
BALLENITA	1.209	1.198	1.151	1.343	946	890	916	916	921	925	956	1.448
STA ELENA FULC	1.846	896	1.427	1.226	772	641	648	638	889	656	681	1.000
G. ENRRIQUEZ	1.840	1.891	1.947	1.900	1.871	1.813	1.846	1.797	1.832	1.861	1.906	2.040
LIBERTAD	1.613	1.263	1.230	1.275	2.597	1.249	1.534	1.230	1.400	1.244	1.900	1.941
PETROPENINSULA	290	593	601	262	661	684	1.134	730	638	583	489	691
SALINAS 1	2.498	3.010	2.875	2.785	1.238	2.110	1.718	1.593	1.109	1.267	1.317	1.908
PETROCOMERCIAL	850	700	800	800	750	900	800	750	800	750	760	900
<b>S/E CAPAES</b>	3.816	4.197	3.602	4.161	3.051	3.108	3.135	3.026	2.691	3.373	3.533	4.703
BALLENITA	648	733	579	726	486	421	429	456	425	541	559	684
STAELENA	1.834	2.110	1.528	1.616	1.484	1.424	1.943	1.432	1.420	1.465	1.480	2.891
PTABLANCA	1.757	2.098	1.568	1.908	1.173	1.347	886	1.145	896	1.543	1.547	2.196
S/E SALINAS	7.600	8.800	7.100	8.000	4.600	3.300	3.250	4.100	3.510	5.600	5.900	8.900
B.MILITARES	1.757	1.607	1.178	1.332	737	605	718	812	884	861	2.213	1.202
C. DOBRONSKY	1.722	2.126	1.605	1.672	931	712	714	851	749	1.025	1.335	1.552
LAS DUNAS	923	1.687	1.260	1.464	819	623	697	717	894	897	1.431	1.123
INTERCONEX	1.210	1.980	1.675	1.818	996	724	766	856	779	1.111	1.412	1.825
C. RUBIRA	1.497	1.518	1.242	1.374	615	307	304	418	336	800	1.043	1.535
<b>S/E CHIPIPE</b>	3.230	2.970	2.610	2.700	1.580	1.130	1.210	1.470	1.190	1.890	1.980	3.320
CHIPIPE	1.819	1.656	1.010	1.068	475	467	599	772	553	1.101	1.179	2.204
FAE	351	398	400	387	337	263	161	176	227	243	215	307
B.NAV-ATAH	498	571	620	583	552	429	333	338	426	440	487	595
SALINAS CENT	977	1.133	1.099	1.186	677	401	356	280	503	335	466	647
<b>S/E STA ROSA</b>	3.892	4.533	3.625	3.501	3.813	3.533	3.559	3.442	4.652	3.048	4.705	4.231
PTO LUCIA	1.313	1.151	550	794	1.190	835	1.177	529	2.253	280	233	1.414

MUEY	2.009	2.166	1.331	1.473	1.479	1.850	1.806	1.825	1.036	1.145	2.248	1.522
STA ROSA	1.349	1.601	1.403	1.346	1.328	1.216	1.240	1.275	1.290	1.223	1.736	1.520
SAN LORENZO	550	680	630	630	480	1.200	1.050	490	370	490	1.050	650
<b>S/E CAROLINA</b>	2.388	2.435	2.432	2.378	2.000	3.057	2.020	3.045	1.943	1.962	1.996	2.806
EL PASEO	2.136	1.945	1.996	1.965	1.801	1.525	1.492	1.733	1.679	1.427	1.369	1.587
CAROLINA	490	517	440	457	303	1.935	1.141	1.924	518	619	704	1.651
<b>S/E CHANDUY</b>	3.440	3.676	3.708	3.940	3.839	3.667	3.734	3.808	3.728	4.066	3.875	4.071
CARMAPAC	1.302	1.147	954	1.204	1.237	1.332	1.359	1.621	1.280	1.324	1.142	1.697
ATAHUALPA(STELENA)	1.788	1.883	1.870	1.692	1.790	1.933	1.549	1.600	1.667	1.692	1.677	1.908
ZAPOTAL	1.553	1.701	1.488	1.546	1.597	1.562	1.561	1.484	1.506	1.580	1.640	1.851
<b>S/E CEDEGE</b>	893	938	956	963	934	882	878	988	881	890	887	895
AGUA CRUDA	800	678	675	669	675	667	670	907	679	673	886	679
AGUA TRATADA	300	272	295	298	282	214	217	218	216	223	664	222
<b>S/E COLONCHE</b>	4.000	4.200	4.200	4.200	4.000	3.100	4.800	3.300	3.200	4.100	3.400	3.800
AYANGUE	1.721	1.764	1.754	1.822	1.830	1.758	1.728	1.759	1.723	1.817	1.879	1.928
INPECA	1.144	1.221	1.175	1.185	1.068							
SAN PABLO	1.482	1.588	1.551	1.568	1.402	1.370	1.428	1.486	1.444	1.502	1.953	1.563
SAN PEDRO												
<b>S/E SAN VICENTE</b>	6.518	6.755	6.836	6.979	6.466	6.179	6.179	6.301	6.330	6.450	6.581	7.050
ANCONCITO	1.240	1.241	1.265	1.196	1.203	1.337	1.192	1.202	1.505	1.135	1.231	2.457
MAR BRAVO	1.657	1.750	1.720	1.680	1.643	2.301	2.383	1.588	1.611	1.728	1.783	1.875
SUBURBIO	1.857	1.898	1.938	2.144	2.261	2.149	1.847	1.799	1.821	1.844	1.873	1.988
V.CARMEN	1.902	2.017	1.964	1.970	1.538	1.810	1.836	1.775	1.836	1.847	1.895	2.045
<b>S/E MANGLARALTO</b>	3.060	3.346	2.988	3.273	2.843	2.665	2.613	2.751	2.629	3.040	3.050	3.316
MANGLARALTO	1.673	1.683	1.636	1.690	1.708	1.690	1.661	1.635	1.609	1.719	1.712	1.782
MONTAÑITA	1.466	1.660	1.349	1.587	1.242	1.064	1.095	1.121	1.093	1.418	1.290	1.578
<b>S/E PLAYAS</b>	4.950	5.050	4.850	4.950	4.700	4.350	4.150	4.550	4.350	6.500	5.300	5.300
C. PLAYAS	1.769	1.789	1.482	1.499	1.212	1.393	1.766	1.106	1.333	2.035	1.950	2.491
S. CENTRO	2.099	2.279	2.246	2.189	2.045	1.956	1.890	1.982	1.944	2.666	2.118	2.087
C.VICTORIA	2.050	2.431	1.929	2.020	1.665	1.390	1.895	1.963	1.485	2.466	1.968	2.153
<b>S/E POSORJA</b>	5.800	7.150	6.200	6.300	6.100	6.800	6.500	5.850	4.950	5.400	5.400	4.250
REAL	4.073	3.948	3.795	4.062	3.963	3.579	3.655	3.446	2.629	2.697	2.593	809
JAMBEL	691	815	655	636	613	1.332	1.272	1.151	876	900	1.925	1.643
POSORJA	1.082	2.236	1.002	1.036	2.591	1.121	1.017	1.102	1.035	1.059	629	1.194
CAMPOSORJA	1.871	2.080	1.786	1.990	1.622	1.471	1.453	1.596	1.551	1.733	1.850	1.965

<b>S/ECERECITA</b>	3.906	3.589	3.047	3.371	3.573	3.188	3.519	3.168	3.650	3.495	3.883	4.175
CEDEG CEREC	2.227	2.055	1.979	1.911	2.221	2.195	1.897	1.065	1.395	1.444	1.414	519
CEREC DAULAR	493	902	475	509	489	388	408	429	550	514	1.414	1.089
CEREC EMEPE	1.535	1.233	961	1.009	1.421	1.541	960	1.279	1.049	1.084	1.244	1.303
EL CONSUELO							716	1.523	1.178	1.269	1.559	1.721

<b>DEMANDA NO COINCIDENTE TOTAL DE ALIMENTADORAS</b>	53.293	56.739	52.304	53.816	50.149	49.659	48.797	47.899	47.194	50.814	51.290	55.917
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

## ANEXO 4.11

### PERDIDAS DE POTENCIA MAXIMA MENSUAL DE LAS LINEAS PRIMARIAS DE MUESTRA.

ALIMETADOR	FASE	ENERO			FEBRERO			MARZO			ABRIL		
		DEMANDA MAX Kw	PERDIDAS Kw	PERDIDAS %									
CHIPIPE	A	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65
	B	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94
	C	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47
<b>TOTAL</b>		<b>2771,4</b>	<b>89,05</b>	<b>3,21</b>									
SUBURBIO	A	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58
	B	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1
	C	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73
<b>TOTAL</b>		<b>2036,67</b>	<b>57,98</b>	<b>2,85</b>									
LIBERTAD	A	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38
	B	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54
	C	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28
<b>TOTAL</b>		<b>1462,43</b>	<b>13,31</b>	<b>0,91</b>									
VIRGEN DEL CARMEN	A	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07
	B	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36
	C	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5
<b>TOTAL</b>		<b>2507,46</b>	<b>60,59</b>	<b>2,42</b>									

		MAYO			JUNIO			JULIO			AGOSTO		
ALIMENTADOR	FASE	DEMANDA MAX Kw	PERDIDAS Kw	PERDIDAS %									
CHIPIPE	A	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65
	B	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94
	C	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47
<b>TOTAL</b>		<b>2771,4</b>	<b>89,05</b>	<b>3,21</b>									
SUBURBIO	A	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58
	B	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1
	C	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73
<b>TOTAL</b>		<b>2036,67</b>	<b>57,98</b>	<b>2,85</b>									
LIBERTAD	A	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38
	B	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54
	C	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28
<b>TOTAL</b>		<b>1462,43</b>	<b>13,31</b>	<b>0,91</b>									
VIRGEN DEL CARMEN	A	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07
	B	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36
	C	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5
<b>TOTAL</b>		<b>2507,46</b>	<b>60,59</b>	<b>2,42</b>									

		SEPTIEMBRE			OCTUBRE			NOVIEMBRE			DICIEMBRE		
ALIMENTADOR	FASE	DEMANDA MAX Kw	PERDIDAS Kw	PERDIDAS %									
CHIPIPE	A	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65	1162,64	42,46	3,65
	B	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94	604,91	11,74	1,94
	C	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47	1003,85	34,85	3,47
<b>TOTAL</b>		<b>2771,4</b>	<b>89,05</b>	<b>3,21</b>									
SUBURBIO	A	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58	640,91	16,51	2,58
	B	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1	651,69	13,71	2,1
	C	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73	744,07	27,76	3,73
<b>TOTAL</b>		<b>2036,67</b>	<b>57,98</b>	<b>2,85</b>									
LIBERTAD	A	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38	215,57	0,81	0,38
	B	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54	466,53	2,54	0,54
	C	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28	780,33	9,96	1,28
<b>TOTAL</b>		<b>1462,43</b>	<b>13,31</b>	<b>0,91</b>									
VIRGEN DEL CARMEN	A	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07	1109,78	34,05	3,07
	B	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36	737,27	10,05	1,36
	C	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5	660,41	16,49	2,5
<b>TOTAL</b>		<b>2507,46</b>	<b>60,59</b>	<b>2,42</b>									

## ANEXO 4.12

### PERDIDAS DE POTENCIA MAXIMA DE LAS LINEAS PRIMARIAS DE TODO EL SISTEMA.

Subestación	Alimentadora	Demanda	Pérdidas Potencia	
		Real KW	KW	%
Libertad	Libertad	1010	4,97	0,49
	Ballen Santa El.	4400	524,22	11,91
	Salinas I	1336	6,61	0,49
	Acacias	1702	9,88	0,58
	Petro Península	210	0,18	0,09
	General Enríquez	1760	37,33	2,12
Chipiipe	Chipiipe	130	0,01	0,01
	Base Naval Atah.	500	0,24	0,05
	Interconexión	250	0,17	0,07
	FAE	300	0,09	0,03
Salinas	C. Rubira	280	0,25	0,09
	Dobronsky	470	0,62	0,13
	Interconexión	850	2,31	0,27
	Bases Militares	1030	10,31	1,00
	Las Dunas	590	1,61	0,27
Santa Rosa	Muey	770	3,96	0,51
	Santa Rosa	980	4,98	0,51
	Puerto Lucía	980	15,35	1,57
San Vicente	Suburbio	1934	12,98	0,67
	Mar Bravo	1493	34,52	2,31
Colonche	Ayangue	1500	82,50	5,50
	Manglar Alto	1080	122,90	11,38
	San Pablo	540	2,97	0,55
	Inpeca	1437	61,00	4,24
Chanduy	Carmapac	954	10,60	1,11
	Santa Elena	1395	33,97	2,44
	Zapotal	501	16,74	3,34
<b>Total Península</b>		<b>28382,0</b>	<b>1001,3</b>	<b>3,5</b>

<b>Posorja</b>	<b>Posorja</b>	<b>1620</b>	<b>30,44</b>	<b>1,88</b>
	<b>Real</b>	<b>480</b>	<b>1,23</b>	<b>0,26</b>
	<b>Camposorja</b>	<b>780</b>	<b>102,76</b>	<b>13,17</b>
	<b>Jambelí</b>	<b>160</b>	<b>1,71</b>	<b>1,07</b>
<b>Playas</b>	<b>Central</b>	<b>1760</b>	<b>81,14</b>	<b>4,61</b>
	<b>Centro</b>	<b>1200</b>	<b>3,51</b>	<b>0,29</b>
<b>Total Playas</b>		<b>6000,0</b>	<b>220,8</b>	<b>3,7</b>
<b>Total</b>		<b>34382</b>	<b>1222,06</b>	<b>3,55</b>

## ANEXO 4.13

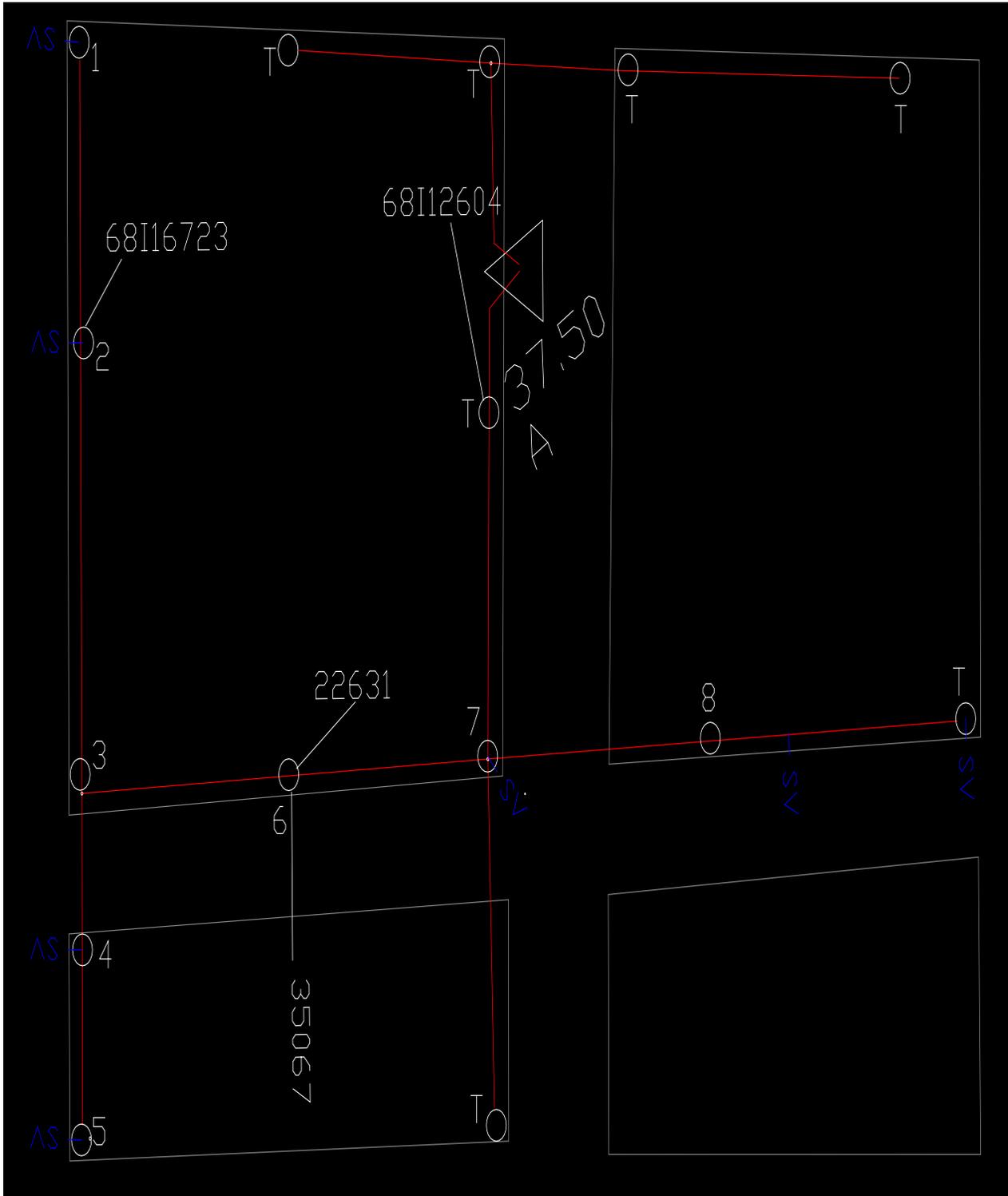
### PERDIDAS DE ENERGIA DE LAS ALIMENTADORAS DE TODO EL SISTEMA.

Subestación	Alimentadora	Demanda Energía Mes	Pérdida Energía Mes	Pérdida Energía Mes
		MWh	KWh	%
Libertad	Libertad	457,19	1665,01	0,36
	Ballen Santa El.	2082,96	188668,01	9,06
	Salinas I	612,55	2260,14	0,37
	Acacias	896,16	4223,70	0,47
	Petro Península	65,11	33,56	0,05
	General Enríquez	803,15	12668,27	1,58
Chipipec	Chipipec	72,90	4,74	0,01
	Base Naval Atah.	242,10	89,57	0,04
	Interconexión	141,30	81,62	0,06
	FAE	149,99	35,37	0,02
Salinas	C. Rubira	142,79	101,46	0,07
	Dobronsky	214,51	210,46	0,10
	Interconexión	423,01	901,11	0,21
	Bases Militares	497,98	3838,45	0,77
	Las Dunas	261,59	521,86	0,20
Santa Rosa	Muey	414,58	1755,72	0,42
	Santa Rosa	443,75	1669,21	0,38
	Puerto Lucía	461,18	5472,01	1,19
San Vicente	Suburbio	756,95	3457,22	0,46
	Mar Bravo	639,71	10598,68	1,66
Colonche	Ayangue	628,45	24448,76	3,89
	Manglar Alto	283,44	17905,74	6,32
	San Pablo	234,02	928,43	0,40
	Inpeca	934,38	36973,73	3,96
Chanduy	Carmapac	444,69	3721,43	0,84
	Santa Elena	644,42	11755,57	1,82
	Zapotal	125,31	2274,37	1,81
<b>Total Península</b>		<b>13074,2</b>	<b>336264,2</b>	<b>2,6</b>

<b>Posorja</b>	<b>Posorja</b>	753,26	10644,56	1,41
	<b>Real</b>	229,51	449,84	0,20
	<b>Camposorja</b>	366,28	36506,78	9,97
	<b>Jambelí</b>	21,60	99,55	0,46
<b>Playas</b>	<b>Central</b>	766,02	25538,31	3,33
	<b>Centro</b>	563,07	1245,43	0,22
<b>Total Playas</b>		<b>2699,7</b>	<b>74484,5</b>	<b>2,8</b>
<b>Total</b>		<b>15773,93</b>	<b>410748,67</b>	<b>2,60</b>

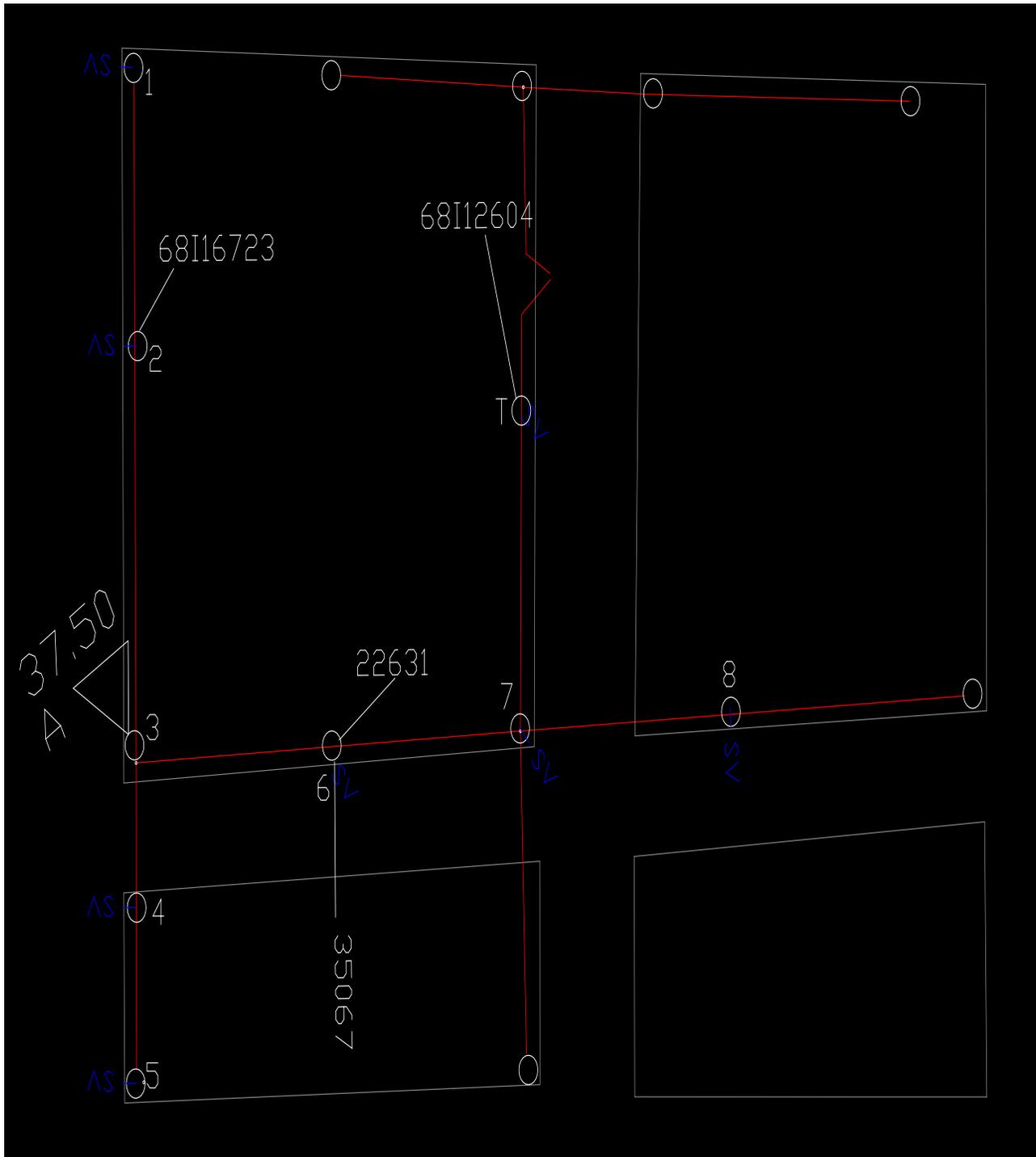
# ANEXO 4.14

## LEVANTAMIENTO FISICO DE CIRCUITO SECUNDARIO DE MUESTRA.



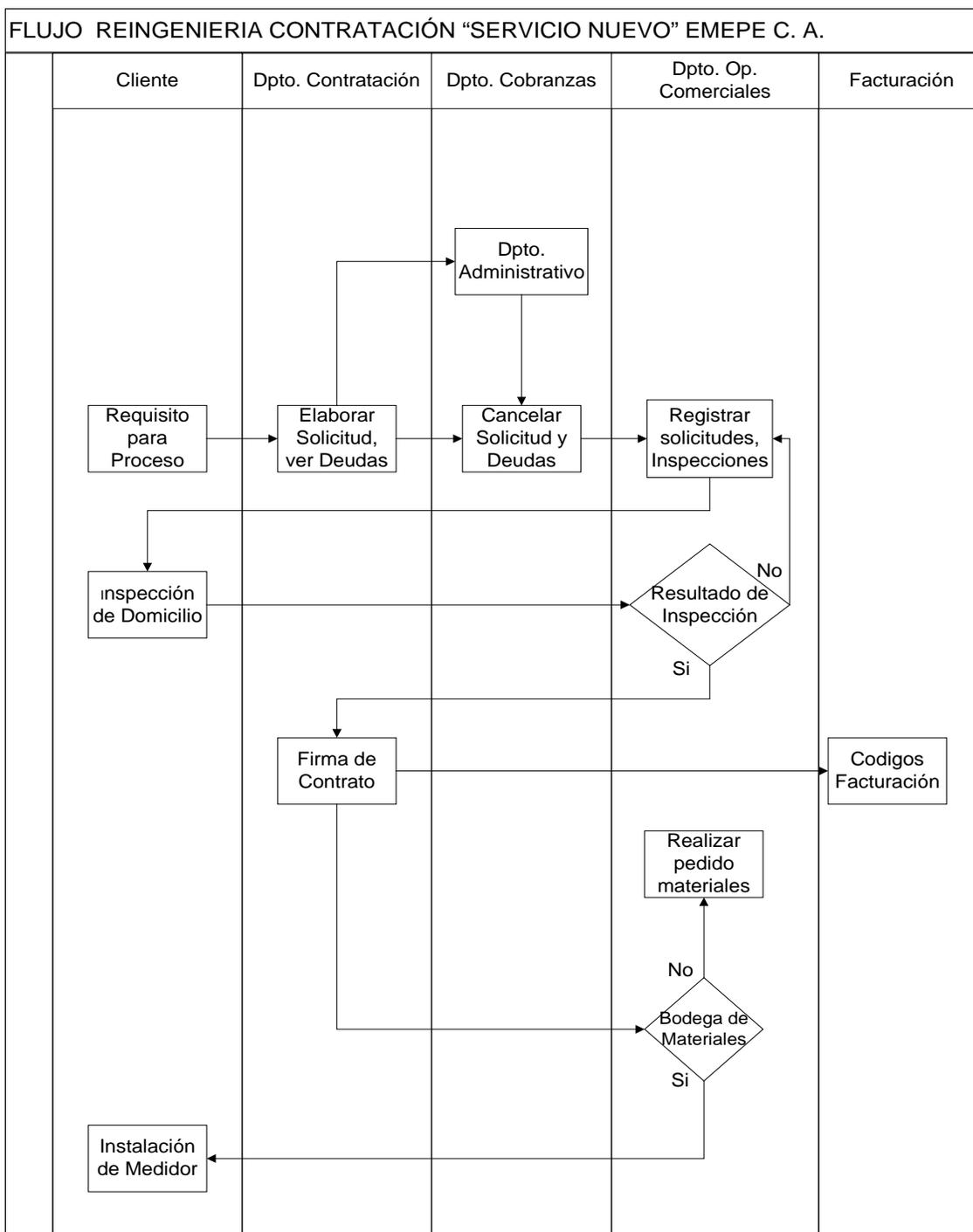
# ANEXO 5.1

## REUBICACION DE TRANSFORMADOR EN CIRCUITO SECUNDARIO DE MUESTRA.



## ANEXO 5.3

### DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CONTRATACION PROPUESTO.



## BIBLIOGRAFIA

- 1) Informe Técnico INECEL – ESPOL (estudio realizado para la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., 1998).
- 2) ADMINISTRACIÓN FINANCIERA CORPORATIVA, Douglas R. Emery, Jhon D. Finnerty
- 3) EL NUEVO ESPÍRITU EMPRESARIO (Ed. Edamex, 1990), Lawrence M. Millers.
- 4) MANUAL DE TRABAJO DE REINGENIERÍA DE PROCESOS, Jerry L. Harbour.
- 5) OLADE & VID, MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PERDIDAS ELÉCTRICAS, Volumen 1.
- 6) COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS, Ing. Juan Antonio Yebra Morón.